

978 | 980 | 244 | 904 | 0

Régimen Legal de los Hidrocarburos

VIII JORNADAS ANÍBAL DOMINICI

José G. Salaverría
(Coordinador)



cooperación **VISIÓN
VENEZUELA**

Homenaje
al Dr. Carlos Eduardo
Padrón Amaré

**COLECCIÓN VISIÓN
VENEZUELA**

Régimen Legal de los Hidrocarburos

VIII Jornadas Aníbal Dominici

HOMENAJE AL DR. CARLOS EDUARDO PADRÓN AMARÉ



abediciones

Caracas, 2018

*RÉGIMEN LEGAL
DE LOS HIDROCARBUROS*

VIII Jornadas Aníbal Dominici
Homenaje al Dr. Carlos Eduardo Padrón Amaré

Universidad Católica Andrés Bello
Montalbán, Caracas (1020)
Apartado 20.332

Diseño y producción: **ab**ediciones
Corrección de pruebas: RAFAEL RAMOS GARCÍA
Diagramación y diseño de portada: REYNA CONTRERAS M.
Depósito Legal: DC2018001277
ISBN: 978-980-244-904-0
Impresión: QUE IMPRESIÓN C.A.

© Universidad Católica Andrés Bello
Primera edición, 2018

Reservados todos los derechos.

No se permite reproducir, almacenar en sistemas de recuperación de la información, ni transmitir alguna parte de esta publicación, cualquiera que sea el medio empleado –electrónico, mecánico, fotocopia, grabación, etc.–, sin el permiso previo de los titulares de los derechos de la propiedad intelectual.

Índice

Prólogo	7
Semblanza.....	11
Agradecimiento	15
Propuesta para la reactivación de la industria petrolera “potenciando la innovación”	19
Ricardo Colmener	
Contrato de servicios petroleros e industria petrolera venezolana	53
Sheraldine Pinto Oliveros	
La inherencia y conexidad en la industria petrolera. Análisis jurisprudencial	75
José Armando Sosa	
Fracking ¿Mito o realidad?.....	115
Luis Castro	
Hacia una regulación de las plataformas costa afuera.....	127
Maria Grazia Blanco	
Consideraciones acerca del impuesto sobre actividades económicas en la industria y servicios petroleros.....	157
Elvira Dupouy Mendoza	
PDVSA y el Banco Central de Venezuela del oro negro a la leyenda de el dorado	201
Juan Cristóbal Carmona Borjas	
Contexto actual de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), aplicadas al sector de petróleo y gas	213
Juan Ramos Cardozo	
La unificación del derecho marítimo y el proyecto de ley modelo iberoamericana de derecho marítimo	229
Luis Cova Arria	
Responsabilidad penal por daños ecológicos causados por derrames petroleros	251
Carmen Belén Guarata Alfaro	
La inversión extranjera en el sector de los hidrocarburos.....	269
Eugenio Hernández-Bretón	

6 • RÉGIMEN LEGAL DE LOS HIDROCARBUROS

Hacia un nuevo marco contractual para promover la inversión privada en el sector de los hidrocarburos	291
José Ignacio Hernández G.	
Aspectos normativos y contractuales esenciales para una sana política petrolera. La ineludible participación privada y las alternativas para su manejo	325
Juan Carlos Garantón	
Propuesta para un cambio en la conducción del negocio petrolero en Venezuela. ¿Refundación de PDVSA?	349
Reynal José Pérez Duin	

Prólogo

Desde el año 1990, por iniciativa de Salaverría Ramos Romero & Asociados y, posteriormente, en el año 1997, a través de la Asociación Civil Juan Manuel Cajigal, se han realizado diversos foros y siete Jornadas, en honor al eminente jurista Aníbal Dominici.

Desde la fundación de la Asociación Civil Juan Manuel Cajigal y aun antes, el propósito y fin de las actividades académicas organizadas ha sido, la divulgación académica y el conocimiento de la materia jurídica, a la vez que reconocer, en vida, y rendir merecido homenaje a los destacados representantes del foro jurídico nacional. Se ha homenajeado así, a través de los años a: Aníbal Dominici; Román Duque Corredor; Ricardo Henriquez La Roche; Enrique Lagrange; José Muci-Abraham; Oswaldo Anzola; y, Luis Cova Arria. En esta oportunidad, con motivo de las VIII Jornadas Aníbal Dominici, el reconocimiento será al Dr. Carlos Eduardo Padrón Amaré, de amplia experiencia académica, y dilatada trayectoria profesional en el ámbito petrolero.

En estas VIII Jornadas Aníbal Dominici, denominadas Régimen Legal de los Hidrocarburos, participan como expositores los siguientes profesionales: Ricardo Colmener, cuya ponencia ha sido titulada *PROPUESTA PARA LA REACTIVACIÓN DE LA INDUSTRIA PETROLERA. 'POTENCIANDO LA INNOVACIÓN'*; Sheraldine Pinto, quien expondrá acerca de *LAS NUEVAS FRONTERAS DEL CONTRATO DE SERVICIO EN LA INDUSTRIA PETROLERA VENEZOLANA*; José Armando Sosa, quien disertará acerca de *LA INHERENCIA Y CONEXIDAD EN LA INDUSTRIA PETROLERA. ANÁLISIS JURISPRUDENCIAL*; Luis Castro, quien expondrá sobre el *FRACKING. ¿MITO O REALIDAD?*; María Grazia Blanco, disertará *HACIA UNA REGULACIÓN INTEGRAL DE LAS PLATAFORMAS COSTA AFUERA*; Elvira Dupouy, hará lo propio sobre las *CONSIDERACIONES ACERCA DEL IMPUESTO SOBRE ACTIVIDADES ECONÓMICAS EN LA INDUSTRIA Y SERVICIOS PETROLE-*

ROS; Juan Cristóbal Carmona, hablará respecto a *PDVSA Y EL BANCO CENTRAL DE VENEZUELA. DEL ORO NEGRO A LA LEYENDA DE EL DORADO*"; Juan Ramos Cardozo, nos explicará *EL CONTEXTO ACTUAL DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA APLICADAS AL SECTOR DE PETRÓLEO Y GAS*; Carmen Belén Guarata, expondrá acerca de la *RESPONSABILIDAD PENAL POR LOS DAÑOS ECOLÓGICOS CAUSADOS POR DERRAMES PETROLEROS*; Luis Cova Arria, explicará lo relativo a *LA UNIFICACIÓN DEL DERECHO MARÍTIMO Y EL PROYECTO DE LEY MODELO IBEROAMERICANO DE DERECHO MARÍTIMO*; Eugenio Hernández Bretón, disertará sobre *LA INVERSIÓN EXTRANJERA EN EL SECTOR DE HIDROCARBUROS*; Juan Carlos Garantón, explicará los *ASPECTOS NORMATIVOS Y CONTRACTUALES ESENCIALES PARA UNA SANA POLÍTICA PETROLERA. LA INELUDIBLE PARTICIPACIÓN PRIVADA PARA SU MANEJO* y; Reynal Pérez Duin, expondrá las *PROPUUESTAS PARA UN CAMBIO EN LA CONDUCCIÓN DEL NEGOCIO PETROLERO EN VENEZUELA. ¿REFUNDACIÓN DE PDVSA?*

Una vez más, como en los anteriores eventos, debemos agradecer a todos los conferencistas, su disposición, sin ningún interés económico, para participar en estas Jornadas, así como el aporte financiero por parte de las empresas Tecno Controles Oriente, C.A.; Entra Consulting; Organización Total; Repsol Venezuela, S.A.; Satélites y Telecomunicaciones, C.A.; Lindsay Venezuela, C.A.; Environmental Solutions de Venezuela, C.A. (ESVENCA); y los Escritorios Jurídicos, Rodríguez & Mendoza y Torres Plaz & Araujo, los cuales han contribuido generosamente con este evento, pudiendo así cubrir los gastos de traslado, hospedaje y alimentación de los expositores, sin lo cual hubiese resultado imposible la realización de las Jornadas, sobre todo y particularmente, la edición del VIII libro que recoge las ponencias que presentarán sus autores.

Además, debemos reconocer el apoyo institucional de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales; Cámara Petrolera de Venezuela-Capítulo Anzoátegui; Asociación Venezolana de los Hidrocarburos; e Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo, así como también el permanente auspicio académico de la Universidad Católica Andrés Bello y Universidad Monte Ávila.

En esta oportunidad, nuestro agradecimiento a la Dra. Sheraldine Pinto, al proponer como expositor al Dr. Ricardo Colmener, profesor en la *University of Houston Environment, Energy, and Natural Resources Center* (EENR Center); y en razón de las actividades docentes y de investigación que realiza el Prof. Ricardo Colmener en dicha Institución, la Universidad de Houston ha reconocido la importancia del tema a tratar en el evento y no dudó en otorgarle su patrocinio académico a las VIII Jornadas Aníbal Dominici, lo cual nos enaltece por su incidencia internacional. Debemos mencionar que el *Environment, Energy, and Natural Resources Center* (EENR Center) es una organización con amplia actividad en las Américas, que se dedica al estudio de los derechos de hidrocarburos en los distintos países productores del continente. Nuestro agradecimiento a la Universidad de Houston.

Como ha sido costumbre y mucho antes de constituirse la Asociación Civil Juan Manuel Cajigal, los fondos recaudados, previa deducción de los gastos en que se hayan incurrido, serán donados a “Alimenta la Solidaridad Anzoátegui”, institución local que suministra diariamente almuerzo a más de 150 niños que viven alejados a las aldeas de pescadores de las ciudades de Lechería y Puerto La Cruz; y, a “Fundación Ciami - Centro Integral de Apoyo y Mejoramiento Infantil”, institución de carácter privado, sin fines de lucro, creada por profesionales de la región que tiene como misión fundamental atender a niños, jóvenes y adultos con necesidades educativas especiales; ofreciéndoles atención integral, evaluación, diagnóstico e intervención y terapia psicológica, apoyo u orientación a la familia y a la comunidad. Ratificamos que tales aportes se hacen a los fines de contribuir con la responsabilidad social que tanto nos exige nuestra querida Venezuela, especialmente en esta época de crisis que se vive y que incide en la calidad de vida de todos sus habitantes. De todas las jornadas que han precedido se han beneficiado diversas instituciones privadas sin fines de lucro, de las cuales se pueden mencionar: Fundación HLP (hendidura de labio y paladar); Albergue para Cáncerosos Petricca de Bello; Fundación de Amigos del Niño con Cáncer; Centro Integral de Apoyo y Mejoramiento Infantil (CIAMI) (niños con Síndrome de Down y Autismo); Hogares Crea-Anzoátegui y Asociación Amigos del Riñón-Anzoátegui.

Es por esa razón que reiteramos nuestro agradecimiento a todas las empresas que han hecho su valioso aporte económico, así como a los conferen-

cistas que con su altruista posición, han contribuido con el evento y particularmente a todos los participantes que con su inscripción han permitido la realización de las Jornadas y contribuir, con nuestras normales limitaciones, con los beneficiarios en esta ocasión, “Alimenta la Solidaridad Anzoátegui” y “Fundación Ciami”.

Como se trata de unas jornadas alusivas al Régimen Legal de los Hidrocarburos, mediante las exposiciones que serán presentadas, nos veremos obligados a reflexionar sobre el gran impacto económico que se vivió en Venezuela durante el siglo XX con el descubrimiento del petróleo como fuente de energía y que ha servido de base para el desarrollo integral de nuestra Nación en el área energética, con la creación de nuestra principal industria, la estatal petrolera PDVSA, lo que catapultó al país en el mercado mundial de los hidrocarburos, llegando a convertirse la industria nacional en una de las primeras cinco (5) empresas petroleras del mundo.

Por tal razón, afortunadamente no padecemos la tragedia que vivieron algunos países centroamericanos, cuando a través de empresas privadas extranjeras hasta se promovían golpes de estado para ocupar parte de su territorio y ser utilizado en el cultivo de bananas; de allí surgió el denigrante calificativo de “países bananeros” cuando se referían a las naciones de centro américa. Como se ha expresado, fue una época de bonanza económica que vivió Venezuela en el siglo XX e inicios del presente; pero como se anuncia en algunas de las ponencias, no ha sido así en lo que a los últimos años respecta, cuando se ha visto merma de forma significativa y alarmante la producción diaria de barriles de petróleo y hasta se confirma un declive en la producción a niveles de 1.4 millones de barriles diarios de petróleo, lo que afectará más gravemente nuestra economía. Por ello la necesidad de impulsar los pasos hacia una nueva iniciativa para lograr el marco legal y contractual a los fines de promover la inversión privada en el sector de los hidrocarburos, que es el aspecto central que ocupará nuestra atención en las presentes jornadas.

Barcelona, julio de 2018.

Salaverria Ramos Romero & Asociados

Semblanza

En el libro que editamos con motivo de las VII Jornadas, expresé: “El Dr. Luis Cova Arria y yo somos amigos desde 1953. Ambos vivíamos en la Urbanización El Paraíso. Él en la Avenida 9 de Diciembre y yo, en las cercanías del Estadio Nacional, hoy Brígido Iriarte. Tomábamos el mismo autobús para ir a clases, él al Liceo de Aplicación, y yo al Colegio La Salle Tienda Honda; asistíamos a la matinee de los domingos en el cine “El Pinar”. Desde esa fecha nació una amistad que se prolongó en el tiempo, extendiéndose a nuestros hijos”.

Puedo decir lo mismo de los hermanos Padrón Amaré, José Alberto médico, Oswaldo y Carlos Eduardo abogados.

Fuimos un grupo de amigos que escogimos la abogacía como profesión, Bartolomé Romero Tajan, por muchos años Juez del Trabajo; Juan Tomás Santana Mújica, quien hizo carrera bancaria; Luis Cova Arria, fundador de los estudios de Derecho Marítimo en la Universidad Central de Venezuela; Oswaldo Padrón Amaré, brillante tributarista, prematuramente fallecido; Carlos Eduardo Padrón Amaré, se encaminó a la carrera petrolera; y, quien suscribe esta semblanza, abogado del interior de la República, me vine a Barcelona, luego de obtener el título en 1960 y tengo 58 años ejerciendo la profesión en mi terruño.

Debo hacer mención también, a un amigo común, no abogado pero si ingeniero, Juan Antonio Malpica Marciano, cuyo hijo con Hayde Lander Grimaldi, está casado con nuestra hija María Adelaida.

Podrán observar cómo nos hemos mantenido unidos en el tiempo.

Carlos Eduardo, nació en Valencia el 23 de mayo de 1941. Obtuvo el título de abogado con el máximo promedio para recibir la calificación Summa Cum Laude, otorgado por la Universidad Católica Andrés Bello, en 1964.

Quiero destacar que contrajo nupcias con María Magdalena Salomón, su novia de aulas y esposa de siempre, habiéndose graduado –como ya dije- en 1964. La Dra. Salomón de Padrón es una destacada administrativista, fue Directora de la Escuela de Derecho y Coordinadora de la Facultad de Ciencias Políticas y Jurídicas de la Universidad Central de Venezuela.

Obtenido el título de abogado, nuestro homenajeadó ingresó como abogado a la Consultoría Jurídica de la compañía Shell de Venezuela.

Se fueron al extranjero a seguir su formación y en 1969, Carlos Eduardo obtuvo el Magister en Derecho Comparado conferido por la Universidad de Nueva York, para luego continuar estudios en Cambridge University U.K y Denver, Colorado, USA, recibiendo el título por ambas instituciones de Derecho Corporativo, Tributación, Petróleo y Energía.

A su regreso a Venezuela se reincorporó a la Consultoría Jurídica de Shell de Venezuela, desempeñando el cargo de Adjunto al Gerente de Asuntos Legales Internacionales, y, a la docencia en la Universidad Católica Andrés Bello, dictando la cátedra de derecho tributario y petrolero. Además, fue profesor de Derecho Civil: II – Cosas; III – Obligaciones; y, IV- Contratos y Garantías.

En 1972 y luego de cursos de extensión en el Churchill College de la Universidad de Cambridge y curso avanzado de Gerencia en Shell Center en Londres, fue designado Gerente de Negociaciones Especiales de Comercio Internacional de la compañía Shell de Venezuela, y con la finalidad de participar en el proceso de nacionalización petrolera, fue nombrado a partir de 1974 como Gerente Legal Nacional de la compañía Shell de Venezuela.

Como consecuencia de la nacionalización petrolero, en 1976, fue designado Consultor Jurídico de Maraven, S.A., donde estuvo hasta 1984, cuando empezó a desempeñar hasta 1998, la Consultoría Jurídica de Petróleos de Venezuela, S.A.

En el año 1982, y como representante de Venezuela, por petición del Ministerio de Energía y Minas, se desempeñó en el Comité de Expertos Legales de Alto Nivel de la OPEP, en Viena. A la muerte del profesor Mus-

tafá Kamil Yasseen, fue designado, por unanimidad, Presidente de dicho Comité, desde cuya posición coordinó estrategias y acciones de los países de la OPEP contra las acciones antimonopolio interpuestas en Tribunales de los Estados Unidos de Norteamérica.

Culminada su trayectoria como abogado de PDVSA, con su esposa María Magdalena Salomón, en el año 2001, fundan el Escritorio Padrón, Salomón & Asociados- Abogados Consultores, actividad en la que prestan servicios en multiplicidad de asuntos, no solo a la industria petrolera sino también en el área tributaria y de consulta. No obstante, haberse jubilado en el año 2015 y tomada la dirección del Escritorio por su hijo Bernardo Padrón Salomón, asiste con frecuencia como consejero.

En la conversación que sostuviera con Carlos Eduardo, para ratificarle nuestro ofrecimiento, informándole de los ponentes, hizo mención a un joven abogado que trabajó en la Consultoría Jurídica de PDVSA, destacado profesional del Derecho, habiéndole encomendado la misión de hacer seguimiento a buenos estudiantes en las universidades nacionales, con la finalidad de incorporarlos como pasantes o abogados en dicha Consultoría. Misión ésta que cumplió a satisfacción, creándose un grupo de jóvenes profesionales que hoy forman parte de muchas empresas petroleras a nivel mundial. Me refiero a nuestro invitado y coordinador de las Jornadas, recién electo como Individuo de Número de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Juan Cristóbal Carmona Borjas.

Cuando me vine a Barcelona, con el título de abogado, tuve dos maestros que me enseñaron el ejercicio de la profesión, uno de ellos, el Dr. Armando Amaré del Castillo, tío de nuestro homenajeado, desempeñando el cargo de abogado del Impuesto sobre la Renta. Posteriormente, creó su Escritorio. No tengo palabras para agradecer la generosidad del Dr. Amaré, quien dirigió mis primeros pasos en el trabajo de esta difícil actividad, como es, el litigio.

Como expresé anteriormente, con la familia Padrón Amaré tengo una vieja y larga relación de amistad. Oswaldo, el primer abogado del grupo familiar, fue compañero de estudios y socio de Luis Cova Arria, nos acompañó en múltiples eventos de mejoramiento profesional, auspiciados por la Asociación Civil Juan Manuel Cajigal.

Para la Asociación Civil Juan Manuel Cajigal, es un honor y una gran satisfacción ofrecer estas VIII Jornadas Aníbal Dominici, a un hombre inteligente, modesto, buen esposo, padre de familia, mejor amigo, brillante abogado, Carlos Eduardo Padrón Amaré.

Barcelona, Julio 2018.

José G. Salaverria Lander

Agradecimiento

Distinguidos

Miembros del Comité Organizador, Conferencistas y Asistentes de estas VIII Jornadas Aníbal Dominici.

Señoras, Señores:

Hónrame sobremanera recibir este reconocimiento, en la oportunidad de haberse dedicado estas VIII Jornadas Aníbal Dominici al muy necesario examen del Régimen Legal de los Hidrocarburos en nuestro país, en las actuales circunstancias de ese sector, fundamentalmente, y así lo entiendo, por los largos 35 años de servicios ininterrumpidos a la Industria Petrolera Nacional, como Gerente Nacional de Asuntos Legales de la Compañía Shell de Venezuela antes de la nacionalización de esa Industria y como Consultor Jurídico y Representante Judicial de Maraven y de Petróleos de Venezuela y, en particular, por haber podido coadyuvar a la exitosa transición de la gestión de los hidrocarburos bajo el antiguo régimen de concesiones, al desarrollo y gestión de tales actividades, una vez nacionalizada dicha Industria, por sociedades mercantiles propiedad del Estado, actuando en buena parte como empresas privadas, así como por la absoluta dedicación al esfuerzo por hacer del conglomerado de Petróleos de Venezuela y sus filiales operadoras, una verdadera empresa de clase mundial, a la par de las más grandes empresas petroleras del mundo.

La crítica situación del país y de su principal industria, a la luz de los magros resultados exploratorios, a la preocupante declinación de la producción y consecuentes exportaciones, del deterioro en el mantenimiento de importantes instalaciones, de la pérdida de personal altamente capacitado y a la inquietante situación financiera que compromete toda su gestión, nos lleva a pensar que Petróleos de Venezuela no está en la actualidad en capacidad de retomar el exitoso rumbo que caracterizó los primeros 25 años de gestión y, mucho menos, de hacer crecer el sector de

los hidrocarburos en Venezuela, en provecho de todo el país, al máximo posible de las oportunidades que pueda ofrecer el mercado internacional de los hidrocarburos.

Recuérdese que cuando se llevó a cabo la denominada Apertura Petrolera, en el inicio de la década de 1990, Petróleos de Venezuela, con todos sus éxitos en 20 años de gestión reservada, no tenía tampoco, a pesar de sus fortalezas gerenciales, de personal altamente calificado, técnicas y tecnológicas, financieras y de mercado, la capacidad plena para hacer crecer el sector de los hidrocarburos al máximo posible de las oportunidades de mercado, como quedo dicho.

Por tales razones, y para poder maximizar los mayores beneficios posibles para el país, fue que se ideó tal Apertura Petrolera, utilizando el concurso de importantes empresas de capital privado, nacionales e internacionales, con capacidades técnicas, tecnológicas, financieras y de ejecución, de importante significación, para incrementar el descubrimiento y desarrollo de importantes reservas de crudos livianos y medianos, mediante los llamados Convenios de Alto Riesgo y Ganancias Compartidas, en los cuales la totalidad del riesgo corría por cuenta tan solo de los inversionistas co-contratantes, así como para el desarrollo y explotación de ese inmenso reservorio de crudos pesados y extrapesados que es la Faja Petrolífera del Orinoco y para reactivar, por medio de contratos de servicios operativos para actividades directas de producción, los múltiples campos maduros o marginales existentes en el país.

Las expectativas de las reservas de crudos livianos y medianos a descubrir y a desarrollar se cifraban en unos 40.000 millones de barriles. Por su parte, la Faja Petrolífera del Orinoco, ese inmenso reservorio de crudos pesados y extrapesados, no era propiamente comercializable y, por ende, no tenía el valor que obtuvo por medio de las más avanzadas tecnologías de mejoramiento a crudos sintéticos de alta gravedad API que aportarían, y que en la realidad aportaron, las Asociaciones Estratégicas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

El descubrimiento y desarrollo de grandes reservas de gas libre, no asociado, para el necesario consumo nacional, exportaciones como gas licuado y desarrollos petroquímicos para los usos más nobles de los hidrocar-

buros, también se contempló mediante otra asociación estratégica para el desarrollo del originalmente proyecto denominado Cristóbal Colón, mar adentro frente a las costas de Paria.

La susodicha Apertura Petrolera contemplaba una inversión de mayor cuantía, estimada en unos sesenta y cinco mil millones de dólares norteamericanos (U.S.\$ 65.000 MM), con el objetivo de incrementar el nivel de producción del país a 5.5 millones de barriles diarios.

Y nos preguntamos: Cuál sería la situación actual del país si se hubiesen alcanzado y desarrollado tales expectativas y concretado ese objetivo del nivel de producción, manteniendo a una Petróleos de Venezuela de clase mundial?.

Pues bien, a la luz de todo lo expuesto precedentemente creemos que, hoy por hoy, en las críticas condiciones que nos agobian, se justifica plenamente una Nueva Apertura Petrolera, que para poder llevarse a cabo requeriría tanto de un reexamen de los regímenes legal, contractual, tributario, laboral y medioambiental, como una profunda evaluación de la actual situación de Petróleos de Venezuela, para poder adelantar las reformas y cambios necesarios para que pueda cumplir adecuadamente con sus funciones originarias.

A tales fines se deberían conformar comités multidisciplinarios de muy alto nivel profesional y dilatada experiencia, que puedan proponer, a la mayor brevedad posible por la urgencia de la situación, las recomendaciones a ser implementadas.

Y a no dudar, no podremos retomar el rumbo del éxito tan necesario para el desarrollo del sector petrolero y del país en general, a menos que no se contemplen y produzcan los cambios necesarios para garantizar el debido respeto al Estado de Derecho y la consecuencial Seguridad Jurídica.

Muchas gracias,
Carlos Eduardo Padrón Amaré

Propuesta para la reactivación de la industria petrolera “potenciando la innovación”

Ricardo Colmener¹

1. Introducción

La reacción lógica a la grave declinación de producción petrolera de Venezuela pasa por un proceso de reactivación de la industria que a su vez pivotea principalmente en dos premisas: (i) la atracción de recursos

¹ “Ricardo Colmener tiene mas de 20 años de experiencia en liderar y departamentos legales de empresas trasnacionales y organismos de la administración pública estatal. Trabajó como Abogado General del Hemisferio Occidental de Weatherford International y en el Departamento Legal Regional de Halliburton. Es egresado de la Universidad Católica Andrés Bello, de la Universidad de Lund, Suecia, donde fue el único becario de América de la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual y egresado de la Universidad de Houston con sendos títulos de Maestrías en Derecho. Como abogado general del Hemisferio Occidental en Weatherford International tenía a su cargo el Departamento Legal supervisando más de 14 jurisdicciones distintas, teniendo que estructurar proyectos multimillonarios en la industria petrolera. Similares responsabilidades las desempeño en Halliburton donde coordinaba el departamento legal de la sub región Andina. También debió realizar programas de desarrollo estratégico en proyectos energéticos para la firma de abogados Johnson Cato & Asociados y como Abogado General del Servicio Autónomo de Propiedad Intelectual, donde tenía la responsabilidad de representar a Venezuela, ante la Comunidad Andina de Naciones, el Área de Libre Comercio de las Américas y la Organización Mundial de Comercio. Es profesor universitario en la Universidad de Houston, Universidad Autónoma de Nuevo León y profesor invitado en ITAM México, Universidad de la Sabana, Colombia y en la Universidad Corporativa de Petrobras Brasil donde ha impartido materias relacionadas a transacciones petroleras internacionales, propiedad intelectual y transferencia tecnológica en la exploración y extracción de hidrocarburos. Es Académico Asociado del Environment, Energy & Natural Resources Center y del Centro de Derecho Americano y Mexicano de la Universidad de Houston para programas de capacitación avanzada para empresas nacionales de petróleo (Petrobras, Ecopetrol, Petroamazonas y Pemex) y órganos reguladores de energía en América Latina, tales como la Comisión Nacional de Hidrocarburos de México, la Secretaría de Hidrocarburos de Ecuador y Ministerio de Energía y Minas del Argentina y ha dirigido proyectos de capacitación con el Department of State, Energy Governance and Capacity Initiative de los Estados Unidos de América. Ha publicado diversos libros, dentro los cuales se encuentra Transacciones Petroleras Internacionales en Latino América, Primera y Segunda Edición, Nuevo Modelo Energético y Cambio Climático en México. Fue nombrado como uno de los 100 abogados generales más influyentes de América latina por la revista Legal 500.

financieros privados foráneos y nacionales y (ii) la creación, desarrollo y transferencia de tecnologías de punta para aprovechar y potencializar los vastos recursos energéticos del país, todo esto bajo el marco de la Constitución de 1999, instrumento en donde se establece de forma categórica que el Estado venezolano se reserva la actividad petrolera, por razones de conveniencia nacional.

El presente trabajo se enfoca primordialmente en la segunda premisa antes expuesta, es decir, en la creación y captación de tecnología para el aprovechamiento eficaz y efectivo de los recursos hidrocarboníferos venezolanos, tomando en cuenta que el 78% de ellos están constituidos por crudos pesados y extra pesados, lo cual requiere de una constante actividad innovadora para su extracción, transporte y transformación². No cabe lugar a duda que la actividad productiva de estos recursos pesados y extra pesados demanda la adquisición de una batería cuantiosa de tecnología que van desde sistemas para dilución hasta novedosas tecnologías de recuperación primaria y secundaria.

De otro lado, el análisis sobre la repotenciación de la innovación, desarrollo y transferencia tecnológica en y para Venezuela se debe realizar bajo la luz del marco jurídico internacional y nacional, tomando como base *La Ley Orgánica de Hidrocarburos*³, ella restringe la reserva estatal a las denominadas “actividades primarias”; se refiere a las actividades relativas a la exploración en busca de yacimiento de los hidrocarburos, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento inicial;⁴ También otros cuerpos legales nacionales relativos a la propiedad intelectual, inversiones extranjeras en concordancia con instrumentos internacionales, al tiempo de la potencial aplicación e impacto de otras

-
- 2 Medina Alexis nuevas tecnologías son la base del crecimiento de la producción de energía Presidente de la Cámara Petrolera de Venezuela. Revisa esta cita
 - 3 Decreto n° 1510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado n G.O. n° 37.323 del 13 de noviembre de 2001. Sucesivamente, modificado por la Ley de reforma parcial del Decreto n° 1510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en G.O. n° 38.443 del 24 de mayo de 2006.
 - 4 Asimismo, se encuentran reservadas al Estado las obras que requiera el manejo de las actividades primarias (cfr., artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos); y, los bienes y servicios conexos a las actividades primarias previstos en la Ley Orgánica que reserva al Estado los bienes y servicios conexos a las actividades de hidrocarburos, publicada en G.O. n° 39.173 del 7 de mayo 2009.

legislaciones nacionales de donde se origina las innovaciones que quieran ser transferidas a Venezuela.

Si se entiende lo expuesto, el primer cuestionamiento que se presenta es ¿de dónde y de quién proviene y se potenciaría la creación de esa tecnología para enfrentar los grandes retos de producción en Venezuela?. Los desarrollos en la tecnología *upstream* se originan de una gran variedad de fuentes; entre las que destacan, las compañías de servicio nacionales y multinacionales, las empresas del estado y mixtas, entendidas por estas últimas donde el Estado venezolano posee el control decisonal, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, los laboratorios privados o patrocinados por el estado, las universidades, y las pequeñas firmas de emprendimiento nacional y foráneas⁵. De allí que, la producción de tecnología a partir del estado actual de la técnica, debe contar con aportes y conocimientos locales y foráneos; así como, con la capacitación cruzada o bidimensional de los actores de la industria petrolera en Venezuela. Estos actores tienen y deben realizar inversiones significativas en el desarrollo y captación de tecnologías⁶ con el fin de fortalecer dos áreas fundamentales en el país, y ellas son: (i.) la producción de crudos pesados y extra pesados y (ii) la recuperación secundaria en campos convencionales. De consiguiente Venezuela debe potenciar la creación, innovación y captación de tecnología principalmente en la producción de crudo pesado y extra pesado y en el aumento y optimización de la tasa o factor de recobro, ya que éstas son áreas angulares que traerían como consecuencia directa y rápida el incremento de la producción de hidrocarburos en Venezuela y con ellos los recursos que necesita el país.

A pesar de la diáspora de profesionales capacitados, Venezuela debe establecer planes concretos para estimular y retener talento, buscando conocimientos complementarios en sus universidades y centros de investigación. La formación del recurso humano, con planes estructurados para la

5 Consejo Nacional de Petróleo: *Oil And Gas Technology Development Subgroup Of The Technology Task Group Of The NPC Committee On Global Oil And Gas, "TOPIC PAPER #26: Oil And Gas Technology Development,"* (2007), disponible en http://downloadcenter.connectlive.com/events/npc071807/pdf-downloads/Study_Topic_Papers/26-TTG-OGTechDevelopment.pdf, 15.

6 NICHOLS, Bruce, "Oil Technology Still Key, Even at Low Prices: Execs," Extraído de <http://www.reuters.com/article/2008/10/28/us-oil-technology-idUSTRE49R8MV20081028>.

contratación y su formación en crudos pesados y extra pesados y recuperación secundaria y terciaria es factor esencial para potenciar la innovación en las áreas que se necesitan⁷. De la misma forma las alianzas, consorcios y acuerdos entre los actores nacionales y los extranjeros con el fin de desarrollar tecnología o transferirla desde el exterior a Venezuela es indispensable para potenciar la producción de los activos petroleros en el país.

La producción de crudos pesados y extra pesados y el aumento de la tasa de recobro implican un esfuerzo significativo en inversión y tecnología. En este sentido, es necesario conducir programas, alianzas, acuerdos y consorcios tecnológicos con portafolios de proyectos dedicados específicamente a la investigación y su consecuente desarrollo para la producción de crudo, en donde todos los actores de la industria participen tanto los nacionales como los foráneos.

Este artículo analizará el estado actual y problemática sobre la adquisición, incorporación y desarrollo de tecnologías en la Industria Petrolera Venezolana y estudiará las razones que impulsan a los actores del negocio de la industria del petróleo en el país a adoptar e invertir en nuevas tecnologías. Igualmente, estudiará como dichos actores gestionan y administran estos importantes activos bajo el ordenamiento jurídico nacional y los instrumentos contractuales que utilizan para la creación e intercambio de tecnología, todo esto con el objeto de proponer algunas acciones concretas para reactivar la industria petrolera a partir de la innovación tecnológica.

2. Estado actual. La problemática sobre la adquisición, incorporación y desarrollo de tecnologías en la industria petrolera Venezolana

Actualmente las cifras de producción de petróleo de Venezuela están sujetas a una diversidad de especulaciones, sin embargo coinciden en que se está en una severa tendencia a la declinación de producción, debida a varios factores. No cabe duda sobre la pérdida de millones de barriles de producción a partir de los últimos años de la década de los 90, después de una producción máxima de Venezuela en el año 1997, la cual alcanzó

7 Betancourt Paulino, El reto tecnológico de la industria petrolera venezolana, Agosto 2016. <http://efectococuyo.com/opinion/el-reto-tecnologico-de-la-industria-petrolera-venezolana/>

la gran meta de los 3.0 millones de *bpd*. Esta tendencia de declinación es más significativa en los últimos dos años, ya que según datos oficiales del *Independent Statistics & Analysis U.S Energy Information Administration*, la producción de petróleo crudo en Venezuela disminuyó de 2.3 millones de barriles por día (b/d) en enero de 2016 a 1.6 millones b / d en enero de 2018⁸. Pero aún más radical es la declinación de producción en los últimos meses, de acuerdo con el Informe Mensual del Mercado de Petróleo de la OPEP⁹, la producción de petróleo de Venezuela para febrero de 2018 había retrocedido 52 mil barriles más, ubicándose en 1.548 millones de barriles por día. Lo paradójico es que esta realidad crítica de producción se contraponen al de reservas probadas, ya que entre 2009 y 2010 dichas reservas crecieron en el país 40%. Según los datos de 2010 que presenta el Boletín Estadístico Anual de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), Venezuela superó a países como Arabia Saudita (264.516 millones de barriles), Irán (151.170 millones de barriles) e Irak (143 millones de barriles), ubicándose de esta forma como el país con las mayores reservas del mundo, acumulando el 89% de la reservas totales de Latino América¹⁰.

En conclusión, existe cada vez más petróleo en Venezuela pero se produce menos. Cómo debemos enfrentar ese escenario? La respuesta apriorísticamente es sencilla y se circunscribe a dos factores principales: (i) Inversión y (ii) Tecnología en un marco de senda eficiencia de gestión administrativa. Como se comentó en la introducción, no es objeto de este trabajo realizar un análisis sobre la necesidad de inversión en la industria petrolera venezolana, así como su administración y gestión, el cual es tema vasto y con distintas aristas políticas¹¹, económicas, sociales y legales. Por ende, se analizará entonces la problemática actual sobre el desarrollo, adquisición, asimilación, incorporación y aplicación de tecnologías avanzada en el sector petrolero venezolano, teniendo en cuenta que la tecnología es

8 Today Energy 2018, EIA, Venezuela's crude oil production declines amid economic instability .Extraido de <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35312>

9 Reporte mensual de Mercado de petróleo de marzo del 2018 Extraido de http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/MOMR%20March%202018.pdf

10 Ver 2010 world oil Outlook en <https://wo.opec.org>

11 Ver Papel de trabajo, documento preparado por la Comisión Permanente de Energía y Petróleo de la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela.

crítica para desbloquear el valor de las grandes reservas¹² para el impulso y la viabilidad del desarrollo de la industria petrolera, teniendo como objetivo principal el aumento a corto y mediano plazo de la producción en Venezuela.

El actual diagnóstico en esta materia se resume de la siguiente manera:

- a. Carencia de un marco legal actualizado para la protección de creaciones intelectuales, lo cual no incentiva de forma alguna la transferencia de tecnología petrolera foránea a los actores nacionales; ya que grandes transnacionales de servicios petroleros y operadores (socios B en empresas mixtas) no tienen seguridad en la protección de importantes activos intelectuales en el territorio venezolano.
- b. Insuficiencia de incentivos económicos contractuales (contratos de servicio, pactos societarios e instrumentos de operación) que motiven o generen la utilización, desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías.
- c. Desactualización de la infraestructura de gestión tecnológica en la industria petrolera nacional y su relación con las estrategias y políticas de los actores públicos, a saber la interrelación de los distintos ministerios del ejecutivo nacional con Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA), y empresas mixtas.
- d. Deficiencias y obstáculos en los mecanismos de aplicación, adaptación e incorporación de nuevas tecnologías foráneas en la industria nacional, lo cual retarda o imposibilita la implementación o la investigación aplicada de tecnologías de punta a los procesos productivos Venezolano.
- e. La fuga de profesionales entrenados conjuntamente con la falta de planes concretos para seguir capacitando a los futuros profesionales, en la búsqueda de conocimientos complementarios en las universidades y centros de investigación.

Al Enfrentar y resolver los problemas antes mencionados, Venezuela podría fortalecer de forma inmediata las capacidades de recuperación de la producción secundaria de petróleo en los campos convencionales, in-

12 The Increased Importance of Patents for Big Oil, 10/7/2007, Extraído de <http://ipgeek.blogspot.com/2007/10/increased-importance-of-patents-for-big.html>

tensificando, potenciando y enfocando los esfuerzos en investigación y desarrollo de tecnologías nacionales existentes, transfiriendo tecnologías foráneas, lo cual redundaría en el incremento a corto plazo de la producción, trayendo como consecuencia directa más producción adicional y aumento de ingresos de forma inmediata.

En ese sentido es útil hacer la acotación que después de casi 100 años de producción petrolera, los yacimientos convencionales se enfrentan a una declinación promedio del 25% anual, razón por la cual las actividades de recuperación secundaria, vale decir, nuevas perforaciones, inyección alterna de vapor, reacondicionamiento, recompletación y otros métodos de mantenimiento, son indispensables para mantener el nivel del potencial productivo de los mismos.¹³ De la misma forma sucedería con el crudo pesado y extra pesado en la faja petrolífera del Orinoco.

Al tomar medidas concretas sobre los cinco puntos anteriormente mencionados, Venezuela se potenciaría en la producción de este tipo de crudo, desarrollando o transfiriendo sus tecnologías, referidas a toda la cadena de valor de este recurso, partiendo desde su producción, transporte, comercialización y mejoramiento hasta su refinación.

3. Generación, transferencia y adopción de nuevas tecnologías en Venezuela. Algunas propuestas para su estimulación

La industria de exploración y producción de petróleo y gas requiere de altas capacidades tecnológicas¹⁴. La manera como las reservas de petróleo pesado y extra pesado en la Faja Petrolífera del Orinoco han sido identificadas y puedan ser plenamente desarrolladas, implica la adopción de avances sistemáticos de tecnología con la finalidad de aumentar la producción. Con ello se reducirían los tiempos de perforación y terminación de pozos, mejorando la extracción de crudo del reservorio hasta la superficie con métodos térmicos o químicos, apuntalando los procesos de dilución

13 Carlos Mendoza Potellá Petróleo Venezolano: Recursos, Reservas y Fantasías (II), en <https://www.aporrea.org/energia/a253971.html>

14 IBM Business Consulting Services, “*Meeting the Challenges of Today’s Oil and Gas Exploration and Production Industry*,” (IBM, 2004), disponible en <http://www-935.ibm.com/services/us/gbs/bus/pdf/g510-3882-meeting-challenges-oil-gas-exploration.pdf>, 2.

de crudo e incrementando la protección del medio ambiente mejorando dichos procesos tanto en superficie como en el sistema de transporte dicho crudo no convencional.

A su vez, la aplicación de nuevas tecnologías tiene el potencial de reducir costos en la producción de crudos pesados y extra pesados en la faja del Orinoco, lo que según Mendoza Potellá, es el factor principal que haría plausible la generación y asignación de nuevos proyectos en esta área por ser los costos asociados (sin la aplicación de esas tecnologías) muy altos, imposibilitándose así la viabilidad económica de los mismos¹⁵. Lo mismo sucede en cuanto a los proyectos generados con el objetivo de elevar las tasas de recobro¹⁶, y hacer más accesible áreas de nuevas fronteras¹⁷. Para ello PDVSA y sus empresas mixtas deberían reenfocar parte de su inversión en la creación y captación de nuevas tecnologías, y así poder maximizar los volúmenes de producción en los campos petroleros venezolanos.

En este sentido, el sector petrolero venezolano requiere que la adquisición e incorporación de tecnologías, se realice de manera sistemática, expedita y, fundamentalmente, que sean aplicadas y diseminadas tanto internamente en PDVSA, como en las empresas mixtas. Esto se puede lograr a través de una adecuada estrategia tecnológica que integre la asimilación y adaptación de tecnologías innovadoras, complementándola con programas de investigación aplicada y de desarrollo de tecnologías y metodologías en áreas tecnológicas en las que es estratégicamente posible competir.

Invirtiendo en investigación y desarrollo (I+D), asociándose con empresas de servicios que mantengan portafolios tecnológicos específicos y financien proyectos a través de la utilización de sus tecnologías, se incentiva como resultado el desarrollo y generación de nuevas técnicas por parte de las universidades nacionales y otros entes de I+D. De esa forma, PDVSA y las empresas mixtas, volverían a competir tanto por las mejores como más

15 Mendoza Potellá: Para rescatar la producción de Pdvsa hay que olvidarse de la Faja del Orinoco. Ver entrevista en <http://contrapunto.com/noticia/mendoza-potellapara-rescatar-produccion-de-pdvsa-hay-que-olvidarse-de-la-faja-del-orinoco-202059/>.

16 López Anadón, E. (2010), "Inversión y Reservas," *El Clarín*, Opinión 21, 2010. En su artículo, el autor sostiene que las inversiones en nuevas tecnologías para la recuperación es esencial a los fines de evitar el decrecimiento de la producción de petróleo en Argentina.

17 Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC), "Long Term Strategy," (2007), disponible en http://www.foresight-network.eu/index.php?option=com_docman&task=docview&gid=273, 2.

eficientes soluciones a los problemas de recuperación secundaria y terciaria y la producción de crudos pesados.

Otra interesante propuesta para la captación de tecnología y su aplicación en Venezuela son las modificaciones a las estructuras estatutarias de las empresas mixtas, incluyendo obligaciones adicionales claras a los socios B. Mediante la inclusión de obligaciones adicionales y precisas, se podría incentivar la inversión en I+D y la transferencia de tecnología foránea al mercado venezolano, cumpliendo con la adopción, innovación, asimilación, investigación y desarrollo tecnológicos, así como con, las obligaciones concretas para la formación de recursos humanos nacionales, en la investigación científica y tecnológica aplicada a la exploración y extracción de hidrocarburos.

Estas modificaciones estructurales de las empresas mixtas, junto con la aplicación de una política estatal coherente para el direccionamiento de los fondos recaudados y provenientes de los actores petroleros destinados a proyectos específicos de I+D en las áreas de crudos pesados, extra pesados y recuperación secundaria y terciaria (todo ello en cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación (LOCTI)¹⁸, traería como consecuencia directa una revolución tecnológica en favor del incremento de producción petrolera en Venezuela.

Otra política pública que se podría implementar rápidamente es la posibilidad que los actores de la industria (empresas mixtas y empresa de servicio), puedan probar el cumplimiento de los aportes que se deben hacer de conformidad con la LOCTI, o bien con la ejecución directa de proyectos y programas de I+D, o transfiriendo tecnología del extranjero a Venezuela, quedando solo en manos del Estado la supervisión y verificación de la ejecución de dichos proyectos o de la transferencia de tecnologías a Venezuela.

Como se conoce, los aportes a que se refiere la Ley están destinados a financiar las actividades de la ciencia, la tecnología, la innovación y sus aplicaciones, los cuales son necesarios tanto para el avance social, econó-

18 Ley modificada el 18 de noviembre de 2014 y publicado en la *Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela* No. 6.151 Extraordinario, el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de la Ley de Reforma de la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación.

mico y político del país, como para la seguridad y soberanía nacional, ello en concordancia con el Plan Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación establecido por la autoridad nacional con competencia en esta materia. Sin embargo, la presente propuesta consiste en que los aportes provenientes de los actores de la industria petrolera, permanezcan en manos del Estado Venezolano con el objeto de lograr el desarrollo y avance de las tecnologías de la propia industria petrolera, repercutiendo en el incremento de su producción y como resultado de la aplicación de tales tecnologías.

Adicionalmente, se deben realizar modificaciones en el marco legal venezolano donde la importancia de la interacción e intercambio tecnológico entre PDVSA y sus socios en las empresas mixtas, sea una semilla para la creación de innovación, estableciéndose que en los casos que existan oportunidades para el impulso de la transferencia de conocimiento y tecnología para el desarrollo de las capacidades de PDVSA, se otorguen a su favor licencias y cesiones de derechos de propiedad intelectual sobre esas nuevas tecnologías, propiedad de los socios B de las empresas mixtas.

Es imperante además que al momento de resolver los problemas técnicos en la actividad de extracción de crudos extra pesados y recuperación secundaria y terciaria; PDVSA y las empresas de servicios internacionales continúen siendo protagonistas en el uso de las nuevas tecnologías en Venezuela. En ese sentido, los nuevos modelos contractuales de servicios integrados financiados, deben incentivar la inversión no solo en nuevas tecnologías, sino además en la verdadera transferencia de la misma desde fuentes foráneas al mercado nacional y a sus actores. De esta forma dichas tecnologías y su aplicación redundaría sin lugar a dudas en beneficio del crecimiento económico del país.

4. Derecho de Propiedad Intelectual en Venezuela y Protección de la Tecnología

Dentro de la industria petrolera, la tecnología puede ser definida como el conocimiento sistemático de explorar, producir, transportar, refinar, procesar y transformar hidrocarburos. Todo ese conocimiento se refleja en invenciones, modelos de utilidad, *know-how*, diseños, y formatos de data protegidos por normas de propiedad intelectual.

La Propiedad Intelectual generalmente comprende las creaciones del intelecto literarias, artísticas y trabajos científicos; el desempeño y las invenciones en las iniciativas del campo humano; los diseños industriales; las marcas comerciales y de servicios; los nombres comerciales; y la protección en contra de la competencia desleal¹⁹.

Los derechos de propiedad intelectual son usualmente otorgados al creador, a quien se le confiere el derecho exclusivo de uso sobre su creación pero limitado a un cierto período de tiempo²⁰. Estos derechos pueden ser entendidos en sentido amplio, como un sistema que provee la protección a las creaciones de la actividad intelectual²¹. Generalmente, la propiedad intelectual tiene dos objetivos principales: de un lado, permitir el desarrollo; y, del otro lado, otorgar reconocimiento al creador.

La justificación del sistema de propiedad intelectual tiene implicación económica²², así como también tiene impacto sobre la transferencia de tecnología en la industria petrolera y el gas. De hecho, sirve como una barrera de protección para las tecnologías que las partes en el negocio petrolero generan y, al mismo tiempo, provee un seguro para sus inversiones. Específicamente el derecho de autor, las patentes, y los secretos industriales son categorías de propiedad intelectual esenciales para esta industria.

4.1. Derecho de Autor

El Derecho de autor comprende un conjunto de derechos exclusivos otorgados por un periodo de tiempo a los creadores sobre sus expresiones creativas

19 Organización Mundial de Propiedad Intelectual, “*Understanding Industrial Property*.” Extraído de http://www.wipo.int/freepublications/en/intproperty/895/wipo_pub_895.pdf, 3.

20 “*Intellectual Property Law & Legal Definition*,” US Legal, disponible en <http://definitions.uslegal.com/i/intellectual-property/>.

21 Véase Organización Mundial de Propiedad Intelectual, “*Introduction to Intellectual Property*,” (Kluwer Academy, 1997), 3. Asimismo, téngase en cuenta el artículo 1, TRIPS, según el cual, “2. A los fines de este Acuerdo, el tema “propiedad intelectual” se refiere a todas las categorías de propiedad intelectual que se encuentren sujetas a los artículos 1 al 7 de la Parte II.”

22 Long y D’amato (*International Intellectual Property*, (West, 2000), 10) sostienen que “La historia del desarrollo de los estándares internacionales para la protección de la propiedad intelectual refleja ampliamente la historia del crecimiento del comercio y la tecnología” Amato,.

Tales derechos incluyen la protección sobre las obras artísticas y literarias, los programas informáticos y las bases de datos, los dibujos y planos, entre otros, abarcando dentro de estos los derechos de reproducción²³, las apariciones públicas, las grabaciones, así como las transmisiones, traducciones, y adaptaciones²⁴. A diferencia de las patentes, “el disfrute y el ejercicio de estos derechos no está sujeto a formalidades²⁵, es decir, no requiere de un registro, ni documento de ninguna especie, ni tampoco quedan subordinado al cumplimiento de formalismos.

El Derecho de Autor protege los trabajos de autoría originales²⁶, literarios²⁷ o artísticos²⁸, expresados en cualquier medio tangible de expresión²⁹, pero no protege las “ideas, procedimientos, métodos de operación o conceptos matemáticos”³⁰.

23 “El derecho de reproducir material objeto del cual el trabajo es duplicado, transcrito, imitado o simulado en una forma fija la cual puede ser percibida, reproducida, o de otra manera comunicada, bien sea directamente o con la ayuda de una máquina o dispositivo” CRAIGE, Joyce, MARSHALL Leaffer, JASZI, Peter y OCHOA, Tyler, *Copyright Law*, Sexta Edición, 491. Véase también el artículo 9 de la Convención de Berna.

24 “Los autores de trabajos artísticos y literarios protegidos por esta Convención gozarán del derecho de exclusividad de traducir y de autorizar la traducción de sus trabajos, durante el término de protección de sus derechos en los trabajos originales”. Cfr., artículo 8 de la Convención de Berna.

25 De acuerdo con el artículo 5.2 de la Convención de Berna, “El disfrute y el ejercicio de estos derechos no debe estar sujeto a formalidad alguna; tal disfrute y tal ejercicio deberá ser independientes de la existencia de protección en el país de origen del trabajo. Consecuentemente, además de las previsiones de esta Convención, la extensión de la protección, así como las compensaciones del autor de proteger sus derechos, estará gobernado exclusivamente por las leyes del país donde se reclama la protección”. En Estados Unidos de América, los solicitantes deben registrar sus derechos de autor en las Oficinas de Derechos de Autor de ese país, antes que se les permita legalmente demandar su aplicación.

26 “El concepto de la originalidad está relacionado a la noción de origen independiente. El autor es propietario [del trabajo], no es algo copiado de [tal] trabajo”. Véase DALE P. OLSON, “*Copyright Originality*,” *Missouri Law Review* 29 (1983), 48.

27 El artículo 10 del TRIPS prevé que “Los programas de computación, bien sea como fuente o como objeto de código, deberá estar protegido como una obra literaria bajo la Convención de Berna (1971).”

28 El Artículo 2.2 de la Convención de Berna establece una reserva legal dejando a los países miembros de la unión la facultad de establecer que las obras literarias y artísticas o algunos de sus generos no estén protegidos mientras no hayan sido fijados a un soporte material.

29 *Ag v. SciMed Life*, 39 U.S.P.Q.2d (BNA) 1596, 1598 (Fed. Cir. 1995) (per curiam); *Datascope vs. SMEC*, 879 F.2d 820, 826-27 (Fed. Cir. 1989)

30 TRIPS, Artículo 9.

Un área de los derechos de autor que impacta directamente la industria de petróleo y gas, envuelve los programas de computación. Según la legislación venezolana, se consideran comprendidas entre las obras del ingenio y por tanto objeto de derecho de autor los programas de computación,³¹ entendidos éstos como la expresión en cualquier modo, lenguaje, notación o código, de un conjunto de instrucciones cuyo propósito es que un computador lleve a cabo una tarea o una función determinada, cualquiera que sea su forma de expresarse o el soporte material en que se haya realizado la fijación³².

Los programas de computación han ayudado a compañías en la industria petrolera a mejorar la longevidad de los reservorios, aumentar el desempeño, y disminuir los riesgos a través de un amplio rango de capacidades de simulación de ingeniería³³. En la industria *upstream* de petróleo, los programas de computación permiten convertir la información crítica en conocimiento útil, mediante el procesamiento de dicha información y su transformación en un formato legible y analizable³⁴. Con este conocimiento, las compañías operadoras pueden ver más allá, perforar más profundamente, y obtener un cuadro más integral de los reservorios bajo tierra. De allí que la industria petrolera debe continuar invirtiendo sus recursos en el desarrollo de programas de computación, a los fines de acelerar el reemplazo de las reservas de petróleo y maximizar la producción³⁵.

Adicionalmente al software, las bases de datos son otro activo importante para las operadoras y las compañías de servicio petroleras. Las bases de datos u formatos legibles por medio de máquinas o en otra forma que, por razones de selección y disposición de su contenido, constituyan creaciones intelectuales, quedaran protegidas como compilaciones³⁶. Sin

31 Artículo 2 de la *Ley sobre el Derecho de Autor*.

32 Artículo 17 de la *Ley sobre el Derecho de Autor*

33 “*Oil and Gas Industry*,” Fluid Codes Ltd, disponible en <http://www.fluidcodes.com/oilgas.html>.

34 Véase STOBBS, Gregory A., *Software Patents, Oficina de Patentes y Marcas de Estados Unidos, Segunda Edición*, (Aspen Law & Business, 2004). Asimismo, véase Public Hearing on Patent for Software Related Inventions, San Jose, California Enero 26-27, 1994. Exxon Production Research Company. Mr Cassamassima.

35 Consejo Nacional de Petróleo, “*Topic Paper 26*”, cit, 34.

36 Según el Artículo 3 de la *Ley sobre el Derecho de Autor* Son obras del ingenio distintas de la obra original, las traducciones, adaptaciones, transformaciones o arreglos de otras obras, así

embargo, dicha protección no se extenderá a los datos y materiales en sí mismos.

Los datos y su compilación juegan un papel esencial en la industria petrolera; especialmente, la compilación de datos como resultado adquisición de información geológica y geofísica, a través de métodos remotos³⁷, de superficie³⁸, de visualización³⁹ y muestreo de subsuelo⁴⁰, los cuales coadyuvan a la identificación de recursos hidrocarbúricos en el subsuelo.

4.2. Secretos Comerciales

Los datos individuales, más no compilados como se describió previamente, son únicamente ideas e información que no se protegen por el Derecho de Autor. Sin embargo, los datos de forma individual, pueden ser protegidos alternativamente por la vía del *secreto comercial*. El secreto comercial es un sistema de protección jurídica que puede aplicarse a dichos datos o *know-how*, si la información cumple con los requisitos establecidos en la Ley.

Bajo estándares internacionales, los países deben ofrecer mecanismos jurídicos que permitan a las personas naturales y/o jurídicas prevenir que la información que se encuentra legalmente bajo su control sea divulgada,

como también las antologías o compilaciones de obras diversas y las bases de datos, que por la selección o disposición de las materias constituyen creaciones personales.

- 37 Métodos remotos se refiere a aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con la superficie terrestre, del mar o el fondo marino. Estos incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), y la adquisición e interpretación de imágenes de satélite y radar, fotografías aéreas y aquellas obtenidas a partir de métodos acústicos en regiones costa-afuera.
- 38 Los métodos de superficie son aquellos estudios que se efectúan directamente sobre la superficie terrestre (cartografía geológica, columnas estratigráficas, transectas geológicas) o del fondo marino.
- 39 Métodos de visualización comprenden aquellos estudios que se realizan sobre la superficie terrestre o en el océano con el fin de obtener imágenes del subsuelo, sin que exista contacto directo con este. Entre otros, se incluye adquisición y el procesamiento de sísmica 2D y 3D (*onshore* y *offshore*), reprocesamiento sísmico, magnetotelúrica, gravimetría y magnetometría en superficie.
- 40 Grosso modo, el muestreo de subsuelo se realiza mediante perforaciones para obtener testigos (corazones, núcleos) de roca, que permiten establecer las características petrofísicas, químicas, mineralógicas y cronológicas (estudio de fósiles) de las mismas. Estos comprenden los pozos estratigráficos profundos y *slim hole*, y *piston core* en regiones costa-afuera. Asimismo, incluyen todos los registros que se pueden obtener a lo largo del pozo (e.g. registros eléctricos, de radioactividad, acústicos, imágenes tomográficas, etc.).

adquirida, o utilizada “de una manera diferente a las prácticas comerciales honestas, sin su consentimiento⁴¹”.

Para establecer la posibilidad de otorgar protección a un secreto comercial, deben estar presentes los siguientes tres elementos. Primero, la información relevante no puede ser conocida de manera general o no debe ser accesible⁴². Segundo, ya que la información es secreta, debe tener valor comercial⁴³. Tercero, “la información debe estar sujeta a restricciones y medidas razonables, según las concretas circunstancias, por parte de la persona en control de la información⁴⁴”. En otras palabras, quien reclama la protección de un secreto industrial no puede bajo ninguna circunstancia divulgar dicho secreto, y aun así esperar su protección. Por el contrario, debe tomar precauciones adicionales e importantes, que generalmente incluyen esfuerzos para prevenir el robo o uso de dicha información.

Los secretos comerciales típicamente abarcan cualquier información no divulgada de valor comercial, incluyendo (a) *know-how* técnico, tales como diseños, procesos, fórmulas y conocimiento tecnológico, que resulte de la experiencia y la habilidad intelectual, y (b) información de valor comercial, como por ejemplo la información sísmica en 3D u otra información relacionada operacionalmente con la extracción de hidrocarburos que provea una ventaja sobre los competidores⁴⁵.

Con frecuencia, las compañías de petróleo y gas consideran que gran parte de la tecnología que desarrollan o utilizan, y la información obtenida por dicha tecnología, es confidencial o un secreto comercial⁴⁶. Por ello, adicionalmente al negocio y a la información comercial, relacionada con

41 Contrario a las prácticas comerciales honestas”, a los fines de esta norma, significa por lo menos prácticas que impliquen el incumplimiento del contrato, incumplimiento de las obligaciones de confidencialidad, incluyendo, entre otras prácticas, la adquisición de información no revelada de terceros, y que conocían el carácter de dicha información o la obligación de confidencialidad, o que fueron ampliamente negligentes al desconocer que tales prácticas se relacionaban con la adquisición. Véase también TRIPS, Artículo 39.

42 TRIPS, artículo 39(2)(a).

43 TRIPS, artículo 39(2)(b).

44 TRIPS, artículo 39(2)(c); y, véase también, ROFFE, Pedro, *Resource Book*, cit., 521-529.

45 18 U.S.C. § 1839(3).

46 WOLFE, Chris E., HOLLEY, Matt W., NELSON, Scott M., FRAZER, Allison Claire, *Trade Secrets and Proprietary Information*, 26th Annual Ernest E. Smith Oil, Gas and Mineral Institute, 2000, Tab 10, 1.

los servicios, precio, y operaciones, la información técnica específica también está sometida a amplios esfuerzos e inversión para lograr mantenerla en secreto. La composición química de los fluidos para diluir crudo extra pesado, técnicas de calentamiento de reservorio, técnicas para inyección de vapor y la información sísmica en 3-D, son algunos buenos ejemplos de tecnologías protegidas por el sistema de los secretos comerciales ⁴⁷.

4.3. Patentes

Una patente es un derecho otorgado por el Estado que faculta a su titular ejercer derechos exclusivos frente a terceros, sobre una invención por un período de tiempo determinado⁴⁸. Cuando el objeto de la patente es un producto, el propietario puede evitar que terceros produzcan, utilicen, ofrezcan en venta, vendan o importen el producto sin su consentimiento⁴⁹. Si el objeto de la patente es un proceso, el propietario puede prevenir que, a partir de la utilización del proceso o por su uso, terceros ofrezcan en venta, vendan, o importen un producto obtenido directamente a través de ese proceso⁵⁰. Ningún país otorga derechos de patente sin un procedimiento previo de evaluación formal y posterior otorgamiento de registro oficial. Una vez que los derechos son otorgados solo serán vinculantes dentro del país de otorgamiento⁵¹.

Las Patentes se encuentran disponibles para cualquier invención, bien sea un producto o un proceso, siempre y cuando en primer lugar dicha invención sea nueva o novedosa⁵². Esto significa que la invención no ha sido

47 SCOTT, F. Lindsey, *“Intellectual Property: How Do You Keep It and When Can You Sell It?”* 13th Annual Advanced Oil, Gas & Mineral Law Course, Septiembre 21-22, 1995, Paper M, page M-16, State Bar of Texas.

48 (Patente), <http://www.investorwords.com/3621/patent.html>.

49 TRIPS, artículo 28(1)(a). Véase también TRIPS Nota: “Este derecho, como todos los demás derechos, conferido bajo TRIPS en relación a su uso, importación o distribución de productos, está sujeto a las previsiones del Artículo 6.”

50 TRIPS, artículo 28(1)(b).

51 Se entiende que el otorgamiento de una patente en un país tiene efectos en todo el territorio de dicho país. ABBOT, Cottier y GURY, *International Intellectual property in an Integrated world Economy*, (Aspen, 2007), 75.

52 Artículo 12.III Ley de la Propiedad Industrial, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 27 de junio de 1991, texto vigente, última reforma publicada DOF 01-06-2016. Esta LPI es de dónde? México? Creo que debe indicarse

anticipada en el estado de la técnica⁵³, no ha sido divulgada en ninguna parte del mundo⁵⁴, y no ha sido descrita en fecha anterior a la solicitud de patente⁵⁵. En segundo lugar, la invención debe constituir un avance cuántico del estado de la técnica, es decir, poseer altura o actividad inventiva en el sentido que la invención sea consecuencia de un proceso creativo, cuyos resultados no se deduzcan del estado de la técnica en forma evidente para un técnico normalmente versado en la materia; en otros términos, esta es la condición que examina si la invención tiene suficiente avance técnico respecto al estado del arte anterior⁵⁶. En tercer lugar, la invención debe ser de útil o susceptible de aplicación industrial⁵⁷. Si la invención no puede ser utilizada en sentido comercial, o si su producción industrial no es viable, no será otorgada la patente⁵⁸.

Para la industria petrolera, las patentes juegan un papel clave en la protección de las nuevas tecnologías, por ser una industria altamente competitiva⁵⁹. Por ejemplo, el hardware o instrumentos para la adquisición de datos sísmicos, geológicos o geofísicos, los productos y herramientas para la perforación, completamiento, recuperación mejorada y otras fases de la

53 Según el artículo 12.II de la Ley de la Propiedad Industrial, el estado de la técnica es el conjunto de conocimientos técnicos que se han hecho públicos, mediante una descripción oral o escrita, por la explotación o por cualquier otro medio de difusión o información, en el país o en el extranjero.

54 TRIPS, artículo 27. Nótese, además, que la Ley de patentes de algunos países limita la divulgación anticipada a su territorio. Esta regla general está siendo reemplazada.

55 TRIPS, artículo 27. Las patentes nacionales difieren en relación a la forma de divulgación que es tomada en cuenta para identificar una invención anticipada. Algunos países, por ejemplo, requieren que la divulgación se haga por escrito; mientras, para otros, la divulgación oral es suficiente.

56 MERGES, Robert, MENEL, Peter, y LEMLEY, Mark, *Intellectual Property in the New Technology Age*, (Aspen, 2003), 112.

57 Según el artículo 12 IV Le de Propiedad Industrial aplicación industrial es la posibilidad que una invención tenga utilidad practica, o pueda ser producida o utilizada en cualquier rama de la actividad económica, para los fines descritos en la solicitud de patente.

58 El enfoque utilitario del sistema de patentes es demostrado por el incentivo a las creaciones provechosas; en cuanto el inventor, es recompensado cuando su invención es útil para la sociedad. De hecho, a los fines de obtener la protección que otorga una patente en el sistema angloamericano se requiere que la invención sea útil. Artículo I, Sección 8 de la Constitución de los Estados Unidos de América, que contiene el propósito general del sistema de patentes; y que, al mismo tiempo, es precursor del requisito de utilidad, en tanto que específicamente establece que el Congreso deberá promover las “artes útiles”. Véase KNIGHT, Andrew T, “*Pregnant with Ambiguity: Credibility and the PTO Utility Guidelines in light of Brenner*”, *Indiana Law Journal* 73, 997, nota 106.

59 Ibidem.

exploración y extracción de hidrocarburos pesados y extra pesados fueron o están protegidos por el sistema de patentes. El derecho de patentes protege tales dispositivos, herramientas y productos, así como todos los nuevos procesos o estructuras para la exploración y extracción de hidrocarburos⁶⁰. Igualmente, los desarrollos en las áreas de perforado horizontal, operaciones de completación, perforado direccional, y operación remota están todas primordialmente protegidas por patentes.

En lo que a la industria de los hidrocarburos corresponde, la protección de sus tecnologías generalmente se obtiene por la vía de las patentes y en preferencia a otras posibles alternativas como los secretos comerciales, principalmente por dos razones⁶¹. “Primero, por cuanto el hecho de solicitar y detentar una patente asegura el control de conceptos inventivos lo cual permite y además facilita la cooperación compartida de información con clientes, lo cual lógicamente redundará en mayores avances en la tecnología. La segunda razón es que la industria *upstream* del petróleo y el gas para poder hacer viables y aplicables sus procesos y negocios evitan los métodos de la “caja negra”⁶². De hecho, la mayoría de los planes de negocios requieren que la tecnología se lleve al mercado rápidamente, para que el acogimiento lento no sea una opción⁶³.

5. Venezuela y su marco regulatorio en materia de propiedad intelectual

Entender la motivación de la industria petrolera en la adopción de nuevas tecnologías y las formas de protección por la vía de la propiedad intelectual, son pre requisitos necesarios para analizar y entender lo complejo que resulta la interacción del marco regulatorio de esta materia (propiedad intelectual), frente al marco regulatorio energético venezolano; principalmente con la Ley Orgánica de Hidrocarburos y los instrumentos contractuales que permiten el intercambio de dichas tecnologías y los derechos

60 MERGES, MENELL, LEMLEY, *Intellectual Property*, cit., 855.

61 WALKER, David, “New Technology Companies Need an Intellectual Property Strategy,” *Oil and Gas Financial Journal* (2008), Extraído de <http://www.ogfj.com/index/article-display/323073/articles/oil-gas-financial-journal/volume-5/issue-3/features/new-technology-companies-need-an-intellectual-property-strategy.html>.

62 Walker, David, “New Technology Companies.”, cit.

63 *Ibidem*.

que recaen sobre ellas, ya sean estos materia de derecho de autor, secretos comerciales o patentes.

Primeramente, a través del proceso de armonización global, así como por la adopción de acuerdos multilaterales, como el Acuerdo sobre los Aspectos de los Derechos de Propiedad Intelectual Relacionados con el Comercio (“ADPIC”), el Convenio de Berna para la Protección de las Obras Artísticas y Literarias⁶⁴, el Convenio de París para la Protección de la Propiedad Industrial⁶⁵, así como otros instrumentos internacionales, la protección de la propiedad intelectual se está convirtiendo rápidamente en una prioridad de alto nivel,⁶⁶ sin embargo cabe destacar que Venezuela se encuentra en incumplimiento de algunos de estos estándares internacionales, lo cual se traduce en el desestimulo de los actores de la industria petrolera en cuanto a transferir, crear o desarrollar nuevas tecnologías en Venezuela.

El marco regulatorio de propiedad intelectual venezolano abarca un número de acuerdos multilaterales, regionales y bilaterales, combinados con una legislación nacional (este último de urgente revisión), en relación con las patentes, marcas, derecho de autor, secretos comerciales, entre otros. Este marco jurídico regula relaciones jurídicas en los contratos que facilitan la transferencia de tecnología dentro o para Venezuela, y que en principio deben motivar la creación de nuevas tecnologías en el país, en todas sus áreas, incluyendo la industria del petróleo y el gas⁶⁷.

En el ámbito nacional y generalizando la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela de 1999, conjuntamente con la Ley de Propiedad Industrial de 1955⁶⁸ y Ley sobre el Derecho de Autor⁶⁹ establecen el marco básico pero primitivo de protección de los derechos de propiedad intelectual, en conjunción con otros cuerpos normativos tales como el Código de

64 Enmendado el 28 de septiembre de 1979

65 20 de marzo de 1883, revisado en Estocolmo el 14 de julio de 1967 y enmendado el 28 de septiembre de 1979.

66 BUSCAGLIA, Edgardo, “U.S. Foreign Policy.”

67 MUSUNGU, Sisule F, y DUTFIELD, Graham, “Multilateral Agreements and a TRIPS-Plus World: The World Intellectual Property Organization (WIPO),” (2003), disponible en <http://www.geneva.quno.info/pdf/WIPO%28A4%29final0304.pdf>.

68 Publicada en la Gaceta Oficial N° 25.227 del 10-12-1956.

69 Publicada en Gaceta Oficial No. 4638, Extraordinario01-10-1993.

Comercio, Código Civil, Código Penal, Ley Orgánica de Procedimientos Administrativos, Ley Orgánica de la Administración Pública, Ley para Promover y Proteger la Libre Competencia, Ley Especial contra los Delitos Informáticos, Ley de Promoción y Protección para las Inversiones, entre otras.

6. Instrumentos para la Transferencia de Tecnología Petrolera en Venezolana

Bajo el marco normativo descrito anteriormente, en la industria petrolera, la transferencia de tecnología tiene lugar a través de relaciones contractuales, en las cuales el propietario de una tecnología de exploración y producción bien sea esta patentada, se trate de una obra protegida por el derecho de autor, o implique el conocimiento o saber hacer de una formulación (*know-how*) protegida como secreto comercial, vende, cede u otorga una licencia o autorización para utilizar dicha tecnología, obra o know-how a otra persona o entidad jurídica,⁷⁰ todo ello con el fin que la misma sea utilizada en la actividad extractiva de hidrocarburos.

En el negocio del petróleo y el gas, la mayoría de esas transacciones se extienden más allá de los límites nacionales, y se producen entre personas naturales o jurídicas reguladas por diferentes legislaciones nacionales. El acceso a la tecnología puede consistir en la completa transferencia del derecho de propiedad, a través de la venta o cesión del derecho de propiedad intelectual sobre la tecnología, o mediante la transferencia de un derecho de propiedad intelectual más limitado o, lo que es lo mismo, de alguno de sus atributos, tal como el derecho al uso de tecnología en este caso de exploración y producción de hidrocarburos, a través de un acuerdo de licencia⁷¹. La complejidad de estos tipos de transacciones se exagera por la naturaleza internacional de los negocios, la diversidad cultural y de sistemas jurídicos⁷², y la experiencia técnica necesaria para negociar, celebrar

70 “*Secrets of Intellectual Property*,” Centro de Comercio Internacional UNCTAD/WTO, Organización Mundial de Propiedad Intelectual (Ginebra 2004).

71 CHOW y SCHOENBAUM, *International Business Transactions, Second Edition*, (Aspen), 324.

72 Los principales sistemas jurídicos de la tradición jurídica occidental son el Common Law y el Civil Law, también conocido como sistema romano-germánico.

y ejecutar un contrato para la transferencia de tecnología,⁷³ en la industria petrolera.

Estos tipos de contratos, incluyendo las licencias y cesiones, deben contener ciertas disposiciones específicas, algunas de las cuales son comunes a otros contratos de petróleo y gas. Entre las estipulaciones más frecuentes, pueden incluirse indemnizaciones, garantías, entregas, condiciones y términos de inspección, condiciones y términos de pago, duración, condiciones y términos contables y de auditorías, limitación de responsabilidades, manejo de información confidencial, regulaciones sobre propiedad intelectual, legislación aplicable y jurisdicción competente. Estas estipulaciones se encuentran principalmente regidas por el derecho contractual nacional, aplicable al caso concreto.

Cada licencia y cesión implica una contraprestación⁷⁴, la cual puede adoptar varias formas. El método comúnmente empleado para que el licenciario compense al licenciante en la industria del petróleo y gas es el denominado licenciamiento cruzado. Otra forma de compensación es el pago a través de acciones, notas, o en efectivo. A esto comúnmente se le denomina pago de regalías⁷⁵.

Al igual que otros contratos en la industria petrolera y en particular en el caso de Venezuela, los contratos de servicios a pozo, integrados financiados y estructuras constitutivas estatutarias de creación de las empresas mixtas, las licencias y las cesiones intentan limitar las responsabilidades de las partes. En estos tipos de acuerdos, es muy común incluir cláusulas dirigidas a limitar la responsabilidad del cedente o licenciante que podría

73 CHOW y SCHOENBAUM, *International Business Transactions*, cit.

74 Esta característica asume un significado particular en los ordenamientos pertenecientes al derecho común (*Common Law*), respecto a aquellos del derecho civil (*Civil Law*); en cuanto a que en los primeros, la contraprestación es el valor o, de forma más amplia, frente a aquello que principalmente impulsa o motiva al licenciante a celebrar el contrato. Esto puede significar un beneficio para una de las partes o un detrimento para la otra, o, en otros términos, la consecuencia surgida con ocasión de la ejecución correcta y prometida por ambas partes en el contrato (*consideration*). En cambio, en los ordenamientos pertenecientes al Civil Law, la contraprestación constituye la prestación (o el objeto del contrato) del licenciario.

75 DREWS, David, “*Patent License Evaluation*.” (IPMetrics:2004), disponible en <http://www.ipmetrics.net/PLE.pdf>.

surgir a partir de nuevas inversiones, basadas en el resultado del uso de tecnología por el cesionario o licenciario⁷⁶.

Otras estipulaciones importantes en los contratos de licencia y/o de cesión son aquellas relativas a las garantías. Como con otras cláusulas, el alcance, naturaleza y extensión de las garantías depende del derecho contractual sustantivo aplicable al contrato. Además de las garantías y de las cláusulas limitativas o exonerativas de responsabilidad, las indemnizaciones son otras estipulaciones importantes y comunes en las licencias o cesiones. En estos contratos, las cláusulas relativas a las indemnizaciones proveen otro método para que las partes distribuyan el riesgo, mediante el otorgamiento y/o renuncia de responsabilidades, la predisposición de remedios, y la renuncia a la reparación de ciertos tipos de daños⁷⁷.

Una de las estipulaciones más comunes en materia de indemnizaciones en los acuerdos de licencia se relaciona con la violación de la propiedad intelectual de terceros. En ese sentido, el licenciante o cedente deberá defender o indemnizar al licenciario o cesionario por cualquier reclamo o demanda en que se alegue violación de patentes o de derecho de autor de terceros. Típicamente, el cedente o licenciante acuerda pagar todos los costos y daños producidos. Sin embargo, el contenido del contrato podría equilibrar la obligación del licenciante o cedente, mediante el deber de oportuna notificación por escrito de dichos reclamos, por parte del licenciario o cesionario, cuando este último tenga conocimiento de los mismos; así como, por el deber de suministro razonable de información y de asistencia a la defensa⁷⁸.

Las disposiciones de control de exportación son otra estipulación importante en los acuerdos de licencia o cesión, en virtud de las diversas regulaciones en materia. Por ejemplo, el Departamento de Comercio de los Estados Unidos de América regula el movimiento fronterizo de tecno-

76 H. WARD CLASSEN, “*Fundamentals of Software Licensing*”, *Diario de Derecho y Tecnología* 37, 1, disponible en <http://euro.ecom.cmu.edu/program/law/08-732/Transactions/Fundamentals.pdf>.

77 RIANDA, Paul A., “What you need to know about indemnities.” <http://riandalaw.com/Documents/Articles/WhatYouNeedToKnowAboutIndemnityProvisions.pdf>.

78 RUDNICK, Robert E., y GRODIN, Andrew M., “Intellectual Property Defense and Indemnification Provisions,” *IP Frontline* (2010) <http://www.ipfrontline.com/depts/article.aspx?id=24354&cdepid=4>.

logía desde y hacia dicho país⁷⁹. Asimismo, el Gobierno de Estados Unidos restringe la exportación de ciertos productos y tecnología a algunos países.

En el negocio del petróleo y el gas, muchas exportaciones están restringidas debido al tipo de tecnología utilizada en la exploración y producción de hidrocarburos⁸⁰. Sin embargo, los Estados Unidos de América no es el único país que limita la exportación de ciertos productos que pudiesen ser utilizados con propósitos nucleares o militares⁸¹. De hecho, la violación de cualquiera de las leyes de control de exportación podría generar multas importantes, penalizaciones, interrupción operacional, confiscación de bienes en la frontera, pérdida de privilegios de importación y exportación: así como, la posible inclusión en una lista negra y la exposición a sanciones individuales de carácter civil y/o penal o criminal⁸².

6.1. Cesión

La cesión del derecho de propiedad intelectual puede ser total o parcial, y esta puede verificarse mediante la suscripción de un contrato o acuerdo por el cual una de las partes, denominada cedente, transfiere a la otra parte, denominada cesionario, los derechos que la primera detenta bien sea sobre una invención en cualquiera de sus modalidades o una obra del ingenio, todo ello a cambio de contraprestación, de allí que se trate de un contrato de carácter oneroso.

La cesión de los derechos de propiedad intelectual válidamente celebrada otorga a su cesionario, los mismos derechos, títulos o intereses que el cedente poseía sobre estos⁸³, previo a su cesión. Generalmente, la cesión de derechos de propiedad intelectual implica su transmisión (completa e

79 “Mission and Organization of the Department of Commerce,” United States Department of Commerce

80 Véase, <http://www.bis.doc.gov/licensing/exportingbasics.htm> (For instance, some items subject to export control regulations are accelerometers ,aluminum tubes chemicals, chemical injection pumps with internals of high nickel/chromium alloys or stainless steel Densitometers Exploding bridge wire detonators and firing sets Gravimeters etc.)

81 “Sanctions and Export Controls by Country,” Foreign and Commonwealth Office [UK] accessed February 6th, 2011 at <http://www.fco.gov.uk/en/about-us/what-we-do/services-we-deliver/export-controls-sanctions/country-listing/>.

82 “Penalties for Violating Export Controls,” Berkley Research, University of California accessed February 6th, 2011 at <http://vcresearch.berkeley.edu/export-controls/penalties-for-violating-export-controls>.

83 *In re Sentry Data, Inc.*, 87 B.R. 943, 948 (Bankr. N.d. Ill. 1988) aplicando Minn. law.

irrevocable), incluyendo además derechos accesorios. En lo que corresponde al cesionario, este deberá exigir a su cedente el cumplimiento de ciertas obligaciones y garantías, tales como la entrega de aquellos documentos que resulten fundamentales para la explotación del derecho adquirido, y además el cumplimiento de otras acciones y/o formalidades necesarias para que la cesión surta efectos no solo entre las partes, sino además frente a terceros. Estas formalidades pueden incluir entre otras, acciones dirigidas a la consignación y registro del propio documento de cesión ante la autoridad gubernamental correspondiente (Oficina de Marcas y Patentes), asegurándose de esa manera que dicho contrato surta efecto erga omnes sobre la cesión⁸⁴.

En el contrato de cesión, la contraprestación “incluye aquello que el cesionario entrega a cambio de los derechos de propiedad intelectual⁸⁵”. Esto podría ser “un pago en efectivo, en acciones, una mezcla de ambos, o alguna otra forma de pago. En todo caso, el pago del precio de la venta o cesión – en dinero o en especie – es esencial para la transferencia de los derechos de propiedad intelectual⁸⁶”; por cuanto, se trata como dicho anteriormente, de un contrato oneroso.

En lo que refiere a las prácticas en la industria petrolera, se puede identificar por lo general la cesión de derechos de propiedad intelectual sobre invenciones (de producto o procedimiento), programas de computación, manuales de operación, secretos comerciales e incluso marcas comerciales, estando en consecuencia involucrada la cesión de patentes, derecho de autor, secretos comerciales y marcas comerciales

6.2. Licencias

Otra forma en que el propietario de un bien inmaterial protegido por la vía de la propiedad intelectual puede disponer de sus derechos, pero aun conservando su condición de titular, es a través de las Licencias. El otorgamiento de un licencia (de patente, de derecho de autor o de marca) implica el otorgamiento de una autorización (exclusiva o no) para usar, producir, reproducir, y comercializar dentro o fuera de un determinado territorio, el

84 “What Are Intellectual Property Assignment and License Agreements,” *Articlesbase*.

85 *Ibidem*.

86 *Ibidem*.

objeto licenciado a cambio de una contraprestación, que usualmente es dineraria⁸⁷. En términos jurídicos, una licencia es el concurso de voluntades entre el licenciante y el licenciatarario que le permite a este último explotar la propiedad intelectual del primero; que, de otra forma, constituiría infracción a los derechos del licenciante⁸⁸.

El contrato de licencia otorga derechos e impone limitaciones en el uso de un bien intangible⁸⁹, por parte del licenciatarario; asimismo, le confiere inmunidad frente a eventuales demandas del licenciante, pero sin otorgarle ningún derecho de propiedad sobre dicho bien intangible⁹⁰.

Como cualquier otro contrato, un acuerdo de licencia usualmente comienza identificando las partes que suscribirán la transacción. El licenciante es el titular del derecho de propiedad sujeto a dicha licencia, el cual puede licenciar (de manera exclusiva) pero además con posibilidad de sub-licenciar (a través de una licencia no exclusiva), otorgando con ello el permiso de usar, producir, comercializar y reproducir los derechos objeto de licencia. Así, la titularidad del derecho del licenciante, a los fines de otorgar tal autorización al licenciatarario, puede ser originaria en virtud de la creación del bien intangible (Licenciante creador, inventor u originador), o derivada de un acuerdo o contrato previo respecto al bien intangible (licenciante, cedente, o licenciatarario con derecho de sub-licenciar). El licenciatarario autorizado a usar, producir o reproducir los derechos del licenciante, tiene la obligación de cumplir con los términos y limitaciones de la autorización y pagar por ello una contraprestación a este último.

El contrato de licencia, debe definir el tipo de propiedad intelectual sobre el cual se autoriza su uso y la indicación de si se trata o no de derechos exclusivos. Por lo demás, el contrato debe describir en qué condiciones y para qué propósito se licencia el bien intangible, describir el alcance territorial y la duración de la autorización de sobre el uso, explotación, producción y comercialización del bien intangible.

87 En algunos casos, la contraprestación implica una obligación de hacer o no hacer distinta al pago de dinero.

88 SCOTT, Michel D., *Licensing and Intellectual Property Law Desk Reference 2004 Edition*, (Nueva York: Aspen, 2004), 470.

89 Véase, v.gr: ICEE Distributors, Inc v J&J Snack Foods Corp., 325 f3d 586, 66 (5th Cir. 2003); Exxon vs. Oxford Clothes 109 F.3d 1070, 1076, 42 (5th Cir. 1997).

90 Véase, Public Varieties of Miss vs. Sun Valley, 734 f. Supp. 250, 252 (N.d. Miss 1990).

Como ya se refirió, las licencias otorgan derechos exclusivos o no. En una licencia exclusiva, el licenciante tiene la obligación de no otorgar ningún otro permiso o autorización a terceros, o de no ejercer los derechos que se están licenciando. Por el contrario en una licencia no exclusiva, el licenciante puede libremente conferir otras licencias a terceros y ejercer completamente sus derechos, como titular de la propiedad intelectual. En cualquier caso, en la cláusula de reserva de derecho, es importante aclarar que el licenciante mantiene cualquier derecho que no sea expresamente otorgado en la licencia.

La mayoría de los acuerdos de licencia son *in tuitu personae*, lo cual significa que la persona (o las cualidades personales de las partes) y, en particular, del licenciatarario es determinante al momento de conferir tal consentimiento. En otros términos, el licenciante, al transferir sus derechos, lo hace a un licenciatarario que resulte confiable. Los principios del derecho contractual favorecen en estos casos la trasmisión libre del derecho, aunque en ocasiones pueden estar prohibidos o limitados por los principios generales del derecho de la propiedad intelectual. Como quiera que sea, comúnmente, las partes utilizarán el acuerdo de licencia para establecer expresamente la oportunidad, condiciones y circunstancias bajo las cuales la licencia puede ser cedida⁹¹.

7. Licenciamiento o cesión de propiedad intelectual en instrumentos contractuales petroleros en Venezuela.

La titularidad sobre nuevas tecnologías desarrolladas, así como la cesión o licencias sobre los derechos de dichas tecnologías petroleras, pueden y deben estar contenidas y reguladas en instrumentos contractuales diversos.

Seguidamente se mencionan algunos instrumentos contractuales que regulan la titularidad de derechos sobre nuevas tecnologías, incluyendo lo relativo a las cesiones y licencias de las tecnologías petroleras en Venezuela.

91 GOMULKIEWICZ, Robert NGUYEN, Xuan-Thao, y CONWAY-JONES, Danielle, *Licensing Intellectual Property: Law and Application*, (Nueva York: Aspen 2008).

7.1 Instrumentos estatutarios de las empresas mixtas

Como se ha reiterado en este trabajo, el estado venezolano podrá ejecutar las actividades primarias⁹²: (a) directamente por el ejecutivo nacional; (b) mediante empresas de su exclusiva propiedad; o, (c) a través de las denominadas “empresas mixtas”⁹³, en las cuales el estado venezolano posee el control decisivo, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social en dichas empresas. El ordenamiento jurídico venezolano no permite que la participación de un particular en las actividades primarias sea por medio de una estructura contractual o corporativa no incorporada, distinta a las empresas mixtas⁹⁴. En este sentido la estructuración del negocio de actividades primarias a través de contratos de concesión, utilidad compartida, producción compartida o a través de *Joint Ventures* o consorcios no incorporados, no son permitidos aun cuando estos últimos son una manera útil de ganar los beneficios de la colaboración sin los riesgos económicos y políticos asociados a una fusión o creación⁹⁵ de una empresa mixta.

Generalmente en los *joint ventures* incorporados tipo empresas mixtas se incluyen transacciones complejas de propiedad intelectual, tales como, cesiones, licencias, y licencias cruzadas. Las empresas que tienen bienes complementarios o tecnologías a veces concertan obligaciones en los documentos constitutivos estatutarios que permiten licencias cruzadas o intercambios de recursos complementarios. Estas obligaciones pueden ser en la forma de acuerdos en los que se establezcan los términos de transferen-

92 Respecto a la forma de ejercer las actividades primarias según la Ley Orgánica de Hidrocarburos, RONDÓN DE SANSÓ (Hildegart, *El Régimen Jurídico de los Hidrocarburos*. Editorial Arte, tercera edición. Caracas, 2012, p. 82) expresó: “*La realización de las actividades reservadas puede efectuarse por el Estado directamente o por medio de las empresas de su exclusiva propiedad; o bien, por empresas mixtas en las cuales posea una participación mayor al 50% del capital social. Esta forma de actuar, señala la Exposición de Motivos, obliga al Estado a intervenir directamente en el negocio, superando el rol de simple recaudador de rentas que tuvo hasta el momento de la nacionalización. Además, le permite mantener un control real y un poder decisivo sobre todos los negocios y operaciones de las empresas que actúan en las actividades reservadas.*”

93 Artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

94 Ver Eljuri Elisabeth, Clemens Veronica, Regulatory framework of the Venezuela oil industry, pag 254. Transacciones Petroleras Internacionales en America Latina 2011

95 Dale Nijoka, “*Joint Venturing in the Oil and Gas Industry*,” *Oil and Gas Finance Journal* (2010) accesado el 07 de febrero de 2011 en at <http://www.ogfj.com/index/article-display/9468815815/articles/oil-gas-financial-journal/markets/strategies/Joint-venturing-in-the-oil-and-gas-industry.html>

cia de recursos y se encuentran acompañadas por un intercambio intenso de información, para el desarrollo conjunto de tecnología, para compartir costos o para el mercadeo conjunto de ciertos productos.⁹⁶ La creación de los contratos de *joint venture* incorporados tipo empresas mixtas pueden incluir una disposición que permita la propiedad conjunta sobre nuevas invenciones u obras. Sin embargo y a pesar de lo anteriormente mencionado, se observa que los estatutos de las empresas mixtas en Venezuela no tienen disposiciones muy relevantes con relación al manejo, disposición y desarrollo y transferencia de tecnologías.

7.2 Contratos de servicio puro

La contratación de terceros por parte de la operadora, sea esta PDVSA o las empresas mixtas, debe realizarse bajo la modalidad de contrato de servicio puro, sea que se trate de contrato de servicios específicos (o discretos) o contratos de servicios integrados. En consecuencia, la remuneración de la empresa de servicios debe consistir en el pago de un precio u honorario; cuya entidad, en ningún caso, debe significar una participación en la ganancia y/o en la producción de la operadora. En los contratos de servicios es común observar disposiciones de propiedad intelectual. Si bien se pueden observar licencias de propiedad intelectual de carácter no exclusiva y disposiciones de indemnidad por violación de derechos de propiedad intelectual de terceros, las compañías de servicios no ceden ni parcial ni totalmente sus derechos de propiedad intelectual, con lo cual la transferencia de tecnología de las empresas de servicios a las operadoras, en este caso PDVSA y empresas mixtas, es limitado.

7.3 Contrato de servicios integrado

A partir de las necesidades financieras de las operadoras (empresas mixtas⁹⁷), recientemente se estructuraron los contratos de construcción de plataformas, perforación y conexión de pozos para los nuevos desarrollos de la Faja Petrolífera del Orinoco y se estudian actualmente para pro-

96 Nagesh Kumar, "International Linkages, Technology and Exports of Developing Countries: Trends and Policy Implications," El Instituto Universitario par alas Nuevas Tecnologías de las Naciones Unidas (1995) accesado el 07 de febrero de 2011 en <http://www.intech.unu.edu/publications/discussion-papers/9507.pdf>.

97 Las empresas mixtas que abrieron oficialmente procedimientos de este tipo fueron Petrovictoria, Petrocarabobo y Petroindependencia.

yectos maduros o de reactivación de campos convencionales en Monagas y Zulia, los contratos integrados. El objeto de los prenombrados contratos es la prestación de servicios integrados de perforación de pozos o rehabilitación, la construcción de las obras civiles asociadas a las plataformas de perforación y sus vías de acceso, y la ejecución de las obras civiles, eléctricas, mecánicas y de instrumentación para la conexión y puesta en servicio de los pozos perforados, a cambio de una suma global y con una forma de pago diferida, contenida y regida según los términos y condiciones del contrato.

Bajo este esquema, la empresa de servicio tiene derecho a recibir por cada pozo completado una suma global por los servicios que ejecute de perforación y de completación de pozos, construcción de plataformas y el servicio integral de construcción de obra civil, eléctricas mecánicas e instrumentación para conexión y puesta en producción de los pozos productores y el conexionado de los pozos observadores en las macollas o bloques, conformadas en cada caso por la sumatoria del precio global para el tipo de pozo elegido por la compañía y las tarifas diarias devengadas aplicables a cada una de las actividades opcionales por día, solicitadas por la compañía, en relación con el pozo completado o a las situaciones excepcionales.

En atención a las características de estos contratos, se podrían clasificar como contrato *turn key* (llave en mano) con mecanismo de pago basado en un financiamiento inicial de la compañía de servicios.

Actualmente estos contratos establecen que las Partes acuerden la titularidad y los derechos de propiedad y licencias sobre las invenciones, procesos, mejoras tecnológicas prácticas, propiedad industrial en general, creaciones y o descubrimientos que fueren desarrollados con motivo de los servicios objeto del contrato, por participación conjunta e indivisible de las partes.⁹⁸ Sin embargo, el contrato o los criterios de adjudicación de dichos contratos no incentiva de forma alguna la utilización de nuevas tecnologías, ni el desarrollo de las mismas.

98 Contrato para el Servicio Integral de construcción de Plataformas, perforación y Conexión de pozos para los nuevos desarrollos de la faja petrolífera del Orinoco “Hugo Chave”, bajo modalidad de suma global. Clausula 8.8

7.4 Contratos de servicios de consultoría

Por lo general, los servicios de consultoría son suministrados por compañías de servicio, consultores independientes y expertos a empresas operadoras o entre empresas operadoras, tales como los llamados contratos de asistencia técnica entre socios B y la empresa mixta⁹⁹. El objeto de este tipo de contrato puede ser la prestación de servicios técnicos especializados, incluyendo el suministro de personal técnico “consultores”, para resolver o solventar un problema técnico que puede implicar una actividad innovadora. En este caso particular se establece que la empresa mixta retenga la titularidad y los derechos de propiedad intelectual sobre la información y materiales originalmente provistos por ella y/o sus representantes, así como el resultado del servicio prestado de conformidad con lo estipulado en cada orden de servicio suscrita entre las partes contratantes. Sin embargo la contratista retiene la titularidad y el derecho de propiedad intelectual sobre el proceso utilizado, así como las habilidades “*know how*” y la metodología del contratista que haya utilizado¹⁰⁰

Frecuentemente, los servicios de consultoría incluyen una licencia o cesión de uno o algunos derechos de propiedad intelectual. Generalmente, el consultor mantiene la propiedad de los manuales de entrenamiento y la tecnología utilizada en los servicios de consultoría. Sin embargo, la propiedad sobre cualquier nueva creación desarrollada durante la prestación de los servicios, con base en la información del cliente, puede ser objeto de negociación entre las partes.

7.5 Planes de entrenamiento

PDVSA y las empresas mixtas deben potenciar la inversión en entrenamientos como una herramienta para mejorar la innovación y resolver problemas tecnológicos. Entrenar los recursos humanos de los actores de la industria petrolera en Venezuela es absolutamente prioritario porque prepara o forma a la siguiente generación de científicos petroleros, ingenieros y geólogos.

99 Contrato Marco de Asistencia Técnica entre Petromonagas y Petrolera RN, LTD del 2 de noviembre del 2015

100 Cláusula 3.7 del contrato up cit.

Normalmente, los entrenadores mantienen la propiedad de los manuales de entrenamiento y de la tecnología utilizada en los servicios de entrenamiento. A pesar de ello, a los clientes (que podrían ser los entrenados o no, por ejemplo cuando el contrato se dirige a la formación del personal del cliente), se les otorga una licencia muy limitada para usar la tecnología y los manuales para fines específicos. La propiedad de cualquier nueva invención u obra creada u originada, durante el entrenamiento, puede ser objeto de negociación entre las partes.

7.6 Contratos de desarrollo de tecnología

Las compañías de servicios y las operadoras asumen la investigación y el desarrollo de tecnología como una actividad prioritaria, con el fin de mejorar su rentabilidad por las adaptaciones, actualizaciones o reparaciones de tecnologías existentes, mejoramiento de las mismas o desarrollo de las nuevas. De esta manera, sus actividades de exploración y extracción de hidrocarburos son más eficaces, eficientes y seguras.

Por lo anterior, la investigación y desarrollo es llevada a cabo individualmente por las empresas de servicios, las operadoras y los demás protagonistas de la industria de hidrocarburos; encargándole en ocasiones a terceros para que desarrollen las tecnologías en sustitución de ellos. Comúnmente, el mecanismo contractual utilizado para establecer y/o regular la relación entre el desarrollador de la tecnología y el destinatario de la misma son los denominados Contratos de Desarrollo Tecnológico, donde el cliente (destinatario de la nueva tecnología), contrata a desarrolladores para que le resuelvan problemas tecnológicos que enfrentan en su actividad cotidiana de exploración y extracción de hidrocarburos. El cliente normalmente exige que los derechos de propiedad intelectual relativos a los resultados que dicha investigación y desarrollo genere, sean de su propiedad exclusiva. Sin embargo, el desarrollador puede retener una licencia mundial no exclusiva para usar o desarrollar la tecnología personalizada para los propósitos del negocio del desarrollador. Además, este último puede garantizar que no infringirá el derecho de propiedad del cliente, pero no proveerá ninguna otra garantía y tampoco será responsable por el mantenimiento y soporte de la tecnología personalizada.

8. Comentarios finales propuestas y conclusión

La creación, comercio, y transferencia de tecnología entre los actores del negocio de los hidrocarburos en Venezuela, es un instrumento indispensable para aumentar la producción de hidrocarburos en el país, especialmente en las áreas de producción de crudos pesados y extra pesados y en la actividad de recuperación secundaria y terciaria. Sin embargo, Venezuela posee un precario marco jurídico de protección de propiedad intelectual que no incentiva la creación y transferencia de tecnología, sin dejar de un lado el desempeño de la Oficina de Marcas y Patentes (SAPI), la cual no concede patentes desde hace más de 18 años pero además impone condiciones muy precarias para los inversionistas extranjeros (mediante la exigencia de pagos de tasas legales muy onerosas y diferenciadas de los inversionistas nacionales (violándose los principios del trato nacional y equitativo entre los administrados) . De la misma forma no existen suficientes incentivos, legales, regulatorios, contractuales, impositivos y/o comerciales que permitan potenciar de forma clara, precisa y a un corto y mediano plazo la creación, utilización y transferencia de nueva, mejor y más tecnología. De consiguiente se propone medidas a corto mediano y largo plazo. Se exponen seguidamente

9. Propuestas a corto plazo

Establecer incentivos económicos contractuales (instrumentos estatutarios de las empresas Mixtas, contratos de servicio puros e integrados, contratos de consultorías y desarrollo tecnológico, así como planes de entrenamiento), que motiven o generen la utilización, desarrollo y aplicación de nuevas tecnologías. Una propuesta concreta es la aplicación de criterios de adjudicación en los contratos de servicios discretos e integrados, referidos a la utilización de nuevas tecnologías y su transferencia a PDVSA, así como la inclusión de obligaciones de este tipo en los documentos estatutarios de las empresas mixtas.

Modernizar los mecanismos de aplicación, adaptación e incorporación de nuevas tecnológicas foráneas en la industria nacional, catalizando y simplificando el proceso de aprobación de uso de nuevas tecnologías por parte de INTEVEP.

El establecimiento de obligaciones de inversión mínima en los contratos de servicios o acuerdos con los socios B de las empresas mixtas sobre planes de entrenamiento y capacitación al personal nacional.

En relación con las estrategias y políticas de los actores públicos, tales como la interrelación de los distintos ministerios del ejecutivo nacional con PDVSA y empresas mixtas, se sugiere que los aportes impuestos por la Ley de Ciencia y Tecnología a los actores de la industria (empresas mixtas y empresa de servicio) se queden para el desarrollo de tecnología de la propia industria petrolera.

La suscripción de contratos de servicios integrados para desarrollar pozos pilotos escuelas donde el principio sea la prueba de nuevas tecnologías para la producción de crudos pesados y extra pesados.

Revisión y adecuación de la Oficina de Marcas y Patentes (SAPI), lo cual incluye la contratación de personal y examinadores de patentes especializados y además el otorgamiento de condiciones similares para los administrados en cuanto al cumplimiento de formalidades y pago de tasas.

10. Mediano y largo plazo

Aprobación de una nueva Ley de Propiedad Industrial que cumpla con los estándares internacionales contenidos en el ADPIC, lo cual incentiva de forma directa la transferencia de tecnología petrolera foránea a los actores nacionales.

Actualización de la infraestructura de gestión tecnológica en la industria petrolera nacional a través de la inversión por aportes para fiscales y contractuales.

Inversión directa en programas de capacitación de personal técnico para el desarrollo de nuevas tecnologías.

Contrato de servicios petroleros e industria petrolera venezolana

Sheraldine Pinto Oliveros¹

1. Introducción

En la industria petrolera, el contrato de servicios es empleado como contrato de prestación de servicios y como contrato petrolero. De allí que, se puedan identificar dos acepciones del contrato de servicios petroleros, según su naturaleza jurídica.

Tanto el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios como el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero poseen gran importancia práctica en la industria petrolera, han desarrollado diversas modalidades y, aunque presenten diferencias entre sí, comparten ciertos caracteres, en razón de su raíz común en el contrato de servicios; así como, por la influencia que cada una de dichas categorías ha recibido o ejercitado en el otra durante su desarrollo en diversas modalidades.

Por ello, frecuentemente, se confunden los confines entre dichos contratos; y, en consecuencia, se dificulta la determinación del régimen jurídico aplicable, y/o la identificación de sus potencialidades y/o límites en la industria petrolera.

¹ Profesora de la Universidad Central de Venezuela, y Profesora Asociado y de “Contratos petroleros y negociación” en el Diplomado de Derecho de Hidrocarburos de la Universidad Metropolitana. Directora de Transacciones Internacionales de *Entra Consulting*. Doctora en Derecho Privado (Contratos), mención *Summa cum laude*, por la *Scuola Superiore di Studi Universitari e di Perfezionamento Sant'Anna*; Magister en Derecho Privado (Contratos) por la *Università degli Studi di Roma II «Tor Vergata»*, Especialista en Derecho del Consumidor y de la Responsabilidad Civil por la *Università degli Studi di Roma I «La Sapienza»*; y, Abogado, mención *Cum laude*, por la Universidad Católica Andrés Bello.

De allí que el presente trabajo se dirija a analizar ambas categorías de contratos de servicios petroleros, y algunas de sus modalidades mayormente empleadas en la práctica, a los fines de examinar sus potencialidades y límites – presentes y futuros – en la industria petrolera venezolana.

A tales fines, es preliminarmente necesario definir el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato (de prestación) de servicios y examinar su evolución en distintas modalidades, para sucesivamente analizar el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero y establecer las diferencias entre ambas categorías de contratos de servicios petroleros; y, finalmente, determinar las potencialidades y/o límites de las mismas en la industria petrolera venezolana.

2. Del contrato de servicios al contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios

En general, el contrato de servicios es aquel por el cual una de las partes, denominada contratista o empresario, se compromete a ejecutar una tarea o servicio – que puede consistir en una prestación de carácter material, intelectual o profesional – en favor de su cocontratante, denominado cliente, sin poder de representación ni bajo relación de dependencia, mediante contraprestación económica.

En aquellos ordenamientos jurídicos – como el venezolano² – que únicamente regulan el contrato de obras, el contrato de servicios se subsume en dicho contrato, que abarca prestaciones de carácter material, intelectual y/o profesional; o, en otros términos, no se restringe únicamente a las prestaciones de carácter material (por ej. la construcción de una obra).

Otros ordenamientos jurídicos³ optan por regular el contrato de obra, respecto a la prestación de carácter material, y el contrato de obra intelectual cuando la misma es de carácter intelectual e incluso profesional. En cambio, algunos ordenamientos prefieren diferenciar entre: (i) el contrato

2 En este sentido, la regulación del contrato de obras en el Código civil venezolano es más amplia respecto a la regulación del Decreto con rango, valor y fuerza de Ley de contrataciones públicas.

3 Entre estos ordenamientos, se incluye a título de ejemplo el ordenamiento jurídico italiano.

de obras para las prestaciones de carácter material, (ii) el contrato de prestación de servicios cuando la prestación no es de carácter material o, lo que es lo mismo, es de carácter intelectual; y, (iii) el contrato de prestación de servicios profesionales cuando la prestación es relativa al ejercicio de las profesiones liberales.

Independientemente de la diversidad de regulación normativa en los distintos ordenamientos jurídicos, el contrato de servicios posee gran relevancia práctica en numerosos sectores, incluyendo el sector petrolero, en virtud de la multiplicidad de actividades que son subsumibles o reconducibles a dicho contrato.

En el específico sector petrolero, el contrato de servicios ha experimentado un amplio y peculiar desarrollo que justifica su análisis como (si se tratase de) una categoría autónoma.

En este sentido, el contrato de servicios petroleros es aquel por el cual una empresa de servicios, actuando en nombre propio y por cuenta – o, lo que es lo mismo, en interés – de su cocontratante, se compromete a ejecutar en favor de este último algún, algunos o todos los servicios relativos a las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos⁴, durante un plazo determinado, a cambio de contraprestación económica.

Las partes de este contrato son la empresa de servicios, que normalmente se denomina de esa manera o “contratista”, y la empresa operadora, también llamada “operador” o “cliente”, quien es titular del derecho de exploración y/o producción de hidrocarburos y que, según el ordenamiento jurídico aplicable, podría ser el Estado, su empresa petrolera estatal, empresas petroleras de capital privado, o incluso empresas, consorcios o *joint-ventures* resultantes de acuerdos de cooperación⁵ o asociación entre el Estado o, en general, el titular del derecho de ejercer las actividades petroleras – o, más específicamente, las actividades de exploración y/o explotación de los hidrocarburos – y alguna(s) compañía(s) petrolera(s).

4 Frecuentemente, se trata de servicios relativos a las actividades de exploración y/o producción.

5 Entre los contratos o acuerdos de cooperación puedan incluirse: las empresas mixtas, las asociaciones público-privadas, los acuerdos de participación, las uniones transitorias de empresa, los llamados Farm-Out, etc.

En principio, el contrato de servicios petroleros posee la naturaleza jurídica de contrato de (prestación de) servicios. De allí que presente caracteres propios de este último contrato. Sin embargo, en ejercicio del principio de autonomía de la voluntad, se han desarrollado distintas modalidades del contrato de servicios petroleros en la práctica; especialmente, en razón de las exigencias de las partes y, en particular, en atención a las necesidades de: a) financiamiento y/o tecnología de los clientes, b) mayor rentabilidad para las empresas de servicios; y, c) creación de incentivos a estas últimas a los fines de procurar la eficiente ejecución del contrato.

Inicialmente, el contrato de servicios petroleros – o contrato de servicios puros, como comúnmente se le conoce en la industria – se restringía a la ejecución de una específica tarea o servicio relativo a las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos por parte del contratista, en favor del operador, mediante contraprestación económica predeterminada. De allí que, a esta modalidad de contrato de servicios petroleros, se le denomine “contrato de servicios discretos” en atención a la prestación del contratista y por oposición a otras modalidades de contratos de servicios petroleros (o contratos de servicios puros), caracterizadas por prestaciones del contratista más complejas; las cuales surgirán, progresivamente, en la evolución de dicho contrato.

Típico ejemplo de los contratos de servicios discretos “son los contratos de perforación, cementación, *testing*, *casing*, etc. En estos casos, los servicios son prestados de forma individual por parte de una empresa de servicios, la cual ejecuta su prestación o servicio en un área donde existen o prestan sus servicios otras contratistas, las cuales realizan actividades relacionadas o conexas con aquellas ejecutadas por la empresa de servicios, y donde la empresa operadora (cliente) coordina, administra, decide y ordena cuando, como y donde se ejecutan dichos servicios, en relación a las demás actividades y/o servicios que se prestan en el área, cumpliendo así su plan de perforación, desarrollo o de actividades según sea el caso”⁶.

6 COLMÉNTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos: Instrumento fundamental en la industria petrolera latinoamericana”, en *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, PRIEGO BRITO, E. M., y LOYOLA DÍAZ, R. (Coord.), Fondo de Cultura Económica, 2018.

En el contrato de servicios discretos, el contratista es remunerado por ejecutar su prestación o, más específicamente, a servicio o trabajo ejecutado al precio estipulado en el contrato, independientemente del éxito de la actividad petrolera o de la declaratoria de producción comercial⁷. Por lo que, los riesgos del contratista generalmente se reducen a aquellos propios de la ejecución de su prestación – que se encuentra directamente bajo su control, aunque su cocontratante puede ejercer indirectamente cierto control; especialmente, para coordinar el servicio, objeto del contrato de servicios discretos, con los demás servicios y/o actividades que se ejecuten en el área y/o porque posee el control de las operaciones petroleras en dicha área – y, dado que el precio es una suma predeterminada, a aquellos relativos a la variación de los costos.

No obstante, el contratista se beneficia cuando el servicio pueda ejecutarse con un monto menor al establecido en el contrato y, en principio, no tiene incentivos adicionales al precio predeterminado para ejecutar el servicio de manera más eficiente.

De allí que los intereses de las partes pudieran no estar alineados, e inclusive el contrato de servicios petroleros podría incidir en el equilibrio económico del contrato petrolero del operador; en cuanto, este último “celebra el contrato de servicios petroleros a los fines de que la empresa de servicios ejecute – por su cuenta o en su interés – algún, algunos, o todos los servicios necesarios para cumplir el contrato petrolero; y, en consecuencia, obtener la contraprestación a su favor en dicho contrato. De allí que, los aspectos económicos del contrato de servicios inciden en – o incluso pudieran determinar – que el operador efectivamente logre la ganancia o el equilibrio económico que se había proyectado obtener del contrato petrolero. Por ello, una de las problemáticas del contrato de servicios petroleros más relevantes para el operador, respecto al contrato petrolero, se refiere al fenómeno del riesgo moral que pudiera producirse en la ejecución del primero, a pesar de que el operador posea el control y la supervisión de las operaciones”⁸.

7 Por ello, un sector de la doctrina subraya que dichos contratos asemejan al “*turnkey drilling contract*”. Cfr., AA.VV., *International Petroleum Transactions*, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2010, p. 482.

8 PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Operadores y empresas de servicios: Interdependencias entre el contrato de servicios petroleros y el contrato petrolero”, en *Transacciones petro-*

En todo caso, el incremento de los costos operativos y de los riesgos del operador, así como la mayor probabilidad de dilución de responsabilidades entre las diferentes empresas que presten sus servicios al operador, que suponen la multiplicidad de contratos de servicios discretos requeridos por el operador a los fines de ejecutar la multiplicidad de operaciones que componen las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos y/o, más específicamente, las actividades de exploración y producción de los mismos, de un lado; y, del otro lado, la existencia de grandes empresas de servicios petroleros que integran diversas líneas de productos y servicios propiciaron la aparición del “contrato de grupos de servicios o *Bundle Services Contract*”, en el cual, una empresa de servicios ejecuta de forma contemporánea varios servicios petroleros en favor del operador.

El *Bundle Services Contract* comparte la misma estructura contractual del contrato de servicios discretos, incluso respecto a los riesgos y al pago de los servicios. De hecho, en el contrato de grupo de servicios, la empresa de servicios – actuando en nombre propio y por cuenta del operador – se compromete a ejecutar varios servicios petroleros en favor del operador, durante un plazo determinado, a cambio de contraprestación económica predeterminada.

“En la mayoría de los *Bundle Services Contract*, la forma de pago se imputa a cada uno de los servicios prestados; pero, para el operador (cliente), el beneficio que los preste una misma compañía redundará en la reducción de costos operativos y, en consecuencia, en los precios ofrecidos y/o que debe pagar el operador. En cambio, el beneficio para la empresa de servicio es que ésta incrementa su participación por volumen y diversidad de los trabajos prestados, aumentando su rentabilidad”⁹.

Además, el contrato de grupo de servicios se traduce en mayor eficiencia operativa para el operador, en virtud del menor número de empresas que le prestan sus servicios y que, por lo tanto, debe coordinar y/o controlar, o en las cuales podrían diluirse las eventuales responsabilidades.

teras internacionales en América Latina. Actualización de tendencias en la industria, COLMENTER, R., y ENRÍQUEZ, D., (Coord), Tirant Lo Blanch, 2018, p. 61.

9 COLMÉNTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos”, cit.

En la industria petrolera, el éxito del *Bundle Services Contract* impulsó la aparición del “contrato de servicio llave en mano o *turn key*”, que comprende la ejecución de un mayor número de servicios o, más específicamente, de (todos) los servicios de determinada(s) actividad(es) petrolera(s)¹⁰ por parte de la empresa de servicios, en favor del operador, a cambio de una suma global (*lump sum*).

En buena medida, las distintas modalidades de contratos de servicios puros preservaron la estructura contractual del contrato de servicios discretos. Por lo tanto, confirmaron el modelo de negocio original de las empresas de servicios petroleros, es decir, adverso al riesgo; y, además, no lograron resolver algunos problemas como el del peligro o riesgo moral (*moral hazard*)¹¹, que caracterizaba dicha estructura contractual.

De allí que, “en la evolución de los contratos de servicios, el próximo paso que tomaron las empresas de servicios vistas las exigencias y requerimiento de sus clientes, así como cuestionando su propio modelo de negocio adverso al riesgo, fue la adopción de modelos contractuales donde se integraban todos los servicios y el pago tenía variables relacionadas directa o indirectamente con los servicios prestados y con los resultados que dichos servicios produjeran a las campañas de exploración y/o producción del operador. Así, la remuneración por los servicios ejecutados puede ser variable o mixta; respetando, en todo caso, la disminución de la curva de costos a través de la reducción de los tiempos de ejecución, la optimización de los recursos y la utilización de nuevas tecnologías por parte de la empresa de servicios”¹².

De esta manera, aparecen otras modalidades de contratos de servicios petroleros, conocidos en la industria como contratos de servicios a riesgo; en los cuales, la empresa de servicio asume riesgos adicionales respecto al contrato de servicios puros, especialmente, relacionados con su remunera-

10 Por ejemplo, servicios integrales de perforación y terminación de pozos.

11 Para mayores detalles sobre el peligro o riesgo moral, su resolución, y los demás problemas resultantes de la recíproca interdependencia entre el contrato de servicio petroleros y el contrato petrolero; y, entre el contrato de servicios petroleros y los demás contratos de servicios petroleros en el área de exploración y producción petrolera, permítase el reenvío a PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Operadores y empresas de servicios”, cit., pp. 45-69.

12 COLMÉNTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos”, cit.

ción. Por lo tanto, diversas modalidades de contratos de servicios a riesgo incorporan incentivos dirigidos a alinear los intereses de las partes; y, en consecuencia, enfrentan el problema del peligro o riesgo moral¹³.

Bajo la categoría de contratos de servicios a riesgos, pueden englobarse los contratos de servicios integrados financiados, los contratos integrales de producción incremental, los contratos integrados avanzados de servicios o contratos de desempeño, entre otros.

Sin embargo, la evolución del contrato de servicio a riesgo en múltiples modalidades no ha cesado en ejercicio del principio de autonomía de la voluntad, y en respuesta a las exigencias de los actores del sector petrolero. De hecho, en algunas modalidades de contrato de servicios a riesgo, se desdibujan las diferencias entre el contratista y el operador, en cuanto ambas partes asumen funciones propias de “empresa petrolera operadora”; aunque, formalmente, la empresa operadora ostente la cualidad de operadora y la empresa de servicios la de contratista en el título o record.

En todo caso, dada la multiplicidad de modalidades de contratos de servicios petroleros que existen en la práctica, estos pueden clasificarse según diversos criterios; y, en particular, en atención a su objeto o, lo que es lo mismo, a las prestaciones de las partes.

En los contratos de servicios petroleros, la principal prestación del operador es pagar la remuneración a la empresa de servicios. De allí que, según dicha remuneración esté o no sometida a condición, los contratos de servicios pueden clasificarse en: a) contratos de servicios puros, también conocidos por sus denominaciones en inglés como *Pure Service Contracts* o *No-Risk Service Contracts*, en los cuales la remuneración de la empresa de servicios no se encuentra sometida a condición¹⁴; y, b) contratos de servicios a riesgo o *Risk Service Contracts*, en los cuales la remuneración

13 Como explicado, en otra sede, los contratos avanzados de servicios o contratos de desempeño incorporan dichos incentivos. Cfr., PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Operadores y empresas de servicios”, cit., p. 63.

14 En la categoría de contrato de servicios puros, generalmente se incluyen los contratos de servicios discretos, los *bundle services contracts* y los *turn key contracts*.

de la empresa de servicios se encuentra total o parcialmente sometida a condición¹⁵.

En cambio, tomando en cuenta la prestación de la empresa de servicios, es decir, el servicio a ejecutarse en favor del operador, los contratos de servicios petroleros pueden clasificarse en: de un lado, contratos de servicios discretos, en los cuales la prestación de la empresa de servicios abarca algún o algunos de los servicios relativos a las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos o, más específicamente, a las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos; y, del otro lado, contratos de servicios integrados, donde la prestación de la empresa de servicios se extiende a todos los servicios relativos a las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos o, de forma más específica, a las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos.

3. El contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero

En sentido amplio, la expresión “contratos petroleros” comprende todos los contratos relativos a la ejecución de las actividades que integran la cadena de valor de los hidrocarburos; en sentido estricto, en cambio, dicha expresión alude al contrato celebrado entre el Estado – o el titular del derecho a ejecutar las actividades de exploración y/o producción de los hidrocarburos – y la(s) compañía(s) petrolera(s) para la ejecución de dichas actividades.

Generalmente, la expresión “contratos petroleros” se identifica con su acepción en sentido estricto, debido a la relevancia del contrato de exploración y/o producción de hidrocarburos para la ejecución de las actividades

15 Por lo general, en la categoría de contrato de servicio a riesgo, se comprenden los contratos de servicios integrados financiados, los contratos integrales de producción incremental, y los contratos integrados avanzados de servicios o contratos de desempeño. Asimismo, se consideran contratos de servicio a riesgo avanzados aquellos caracterizados por un mecanismo de remuneración definido con base a un porcentaje del valor de las ventas, o a un porcentaje de las ganancias del proyecto. En este tipo de contratos, el pago que recibe la empresa de servicios está correlacionado con el precio de los hidrocarburos en el mercado, lo que permite compartir la renta económica entre las partes, llegando a compartir una característica de los contratos de utilidad compartida. Cfr., COLMÉTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos”, cit.

petroleras. De allí que, en el presente trabajo, la expresión “contratos petroleros” se empleara en sentido estricto.

En la evolución de los contratos petroleros a nivel internacional¹⁶, el contrato de servicios surgió como una alternativa a la clásica concesión petrolera, que había sido puesta en tela de juicio por una multiplicidad de factores; los cuales impulsaron también la aparición de nuevos esquemas contractuales, en particular, el contrato de producción compartida y el contrato de servicios.

Específicamente, el contratos de servicio permitió a los países propietarios de los recursos naturales superar las normativas constitucionales y/o legales que prohibían el otorgamiento de concesiones de exploración y/o explotación de hidrocarburos, y/o que impedían o restringían el reconocimiento de la propiedad de los recursos en el sub-suelo y/o del crudo extraído a las compañías petroleras extranjeras¹⁷ (o, en general, de capital privado); y, además, les consentía acceder a los capitales y a la tecnología que dichas compañías podían ofrecer y/o que los países propietarios requerían para ejecutar las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos.

Estos factores propiciaron la aparición del contrato de servicios en México y en Argentina a mediados del siglo XX¹⁸; y, han preservado su apli-

16 Para un análisis exhaustivo del tema, véase, PINTO OLIVEROS, Sheraldine “Contratos petroleros en América Latina: Una introducción”, en *Derecho de la energía en América Latina*, MORENO CASTILLO, L.F. y HERNÁNDEZ-MENDIBLE, V. (Coord.), Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2017, pp. 199-254.

17 En este último sentido, GHANDI, Abbas, y LIN, C.-Y. Cynthia, “Oil and Gas Service Contracts around the World: A review”, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-13-19, 2013, p. 4; y, AA.VV., *International Petroleum Transactions*, Op. cit., p. 482.

18 Para mayores detalles sobre la aparición del contrato de servicio a riesgo en México y Argentina, véase, PINTO OLIVEROS, Sheraldine “Contratos petroleros en América Latina”, cit., p. 216; así como, respecto a México, CÁRDENAS GRACIA, Jaime, *En defensa del petróleo*, UNAM, México, D. F., 2009, pp. 37 y 38; ORTEGA LOMELÍN, Roberto, “Restricciones legales de la contratación en Petróleos Mexicanos”, en *La infraestructura pública en México (regulación y financiamiento)*, BARQUÍN ÁLVAREZ, M., y TREVIÑO MARINO, F.J. (coord.), UNAM, México, D.F., 2010, p. 177; y ZEPEDA ESTRADA, Fernando, “Constitucionalidad y legalidad de los contratos incentivados de PEMEX”, en *Ars Iuris*, n. 45, 2011, p. 285; y, en Argentina, GADANO (Nicolás), “Urgencia y traición: Tres intentos de incorporación de capital privado en la industria petrolera argentina”, p. 5, disponible en http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Populism_Nat_Res/Populism_Agenda_files/Gadano_1007.pdf; y, BERNAL, *Petróleo, Estado y Soberanía: Hacia la empresa multistatal latinoamericana de hidrocarburos*, Editorial Biblos, Buenos Aires, 2005, pp. 71 y sgtes.

cación hasta nuestros días en algunos países¹⁹, especialmente en América Latina²⁰.

Grosso modo, el contrato de servicios – en cuanto contrato petrolero – es aquel por el cual la compañía petrolera, actuando como contratista y, en principio, por cuenta del Estado propietario de los recursos naturales y/o del titular del derecho de exploración y de explotación de los hidrocarburos, se compromete a ejecutar – anticipando los recursos económicos y técnicos necesarios – las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en una determinada área, en favor de su cocontratante, mediante contraprestación económica.

Diversamente de la concesión petrolera, en el contrato de servicios petroleros, la compañía petrolera es meramente una contratista del Estado o, más específicamente, de la empresa petrolera estatal; que, en principio, mantiene la titularidad del derecho de exploración y de explotación de los hidrocarburos y, por tanto, del crudo producido. En otros términos, la compañía petrolera presta un servicio al Estado o a su empresa petrolera estatal (o, en general, a la empresa operadora u operador) por el que percibe una remuneración en dinero; que, generalmente, comprende el reembolso de la inversión, el pago por los servicios prestados y, eventualmente, por el riesgo asumido, en atención a las específicas estipulaciones contractuales.

De allí que, normalmente, se identifiquen dos especies del (género) contrato de servicios petroleros, en cuanto contrato petrolero, según la remuneración del contratista esté o no condicionada a la producción comercial.

De un lado, el contrato de servicios puro o *No-Risk Service Contracts* (o *Agreements*) cuando la remuneración del contratista no está condicionada a la producción comercial; y, del otro lado, el contrato de servicios a riesgo o *Risk Service Contracts* (o *Agreements*) en caso que la remuneración del contratista esté condicionada a la producción comercial.

19 Para una panorámica del uso del contrato de servicio a nivel internacional, véase, GHANDI, Abbas, y LIN, C.-Y. Cynthia, “Oil and Gas Service Contracts around the World”, cit, pp. 1ss.

20 Respecto al empleo de estos contratos en el pasado reciente en Ecuador, México y Venezuela, véase, COLMÉNTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos”, cit. Para su uso actualmente en Bolivia y México, véase, PINTO OLIVEROS, Sheraldine “Contratos petroleros en América Latina”, cit., pp. 227 ss. y 237 ss. respectivamente.

En estos últimos contratos, la empresa petrolera o contratista asume generalmente el riesgo de la exploración. Por lo que, algunos autores señalan que el contrato de producción compartida es una modalidad del contrato de servicio a riesgo²¹; aunque, dichos contratos difieran especialmente respecto al tipo de remuneración y, por lo tanto, a la titularidad de parte del crudo producido.

De hecho, en el contrato de producción compartida, la compañía petrolera es remunerada en especie o, lo que es lo mismo, con una porción o porcentaje del crudo producido²², que constituye su contraprestación por las actividades o servicios ejecutados y por los riesgos asumidos, previo reembolso de los costos recuperables, de acuerdo con las específicas estipulaciones contractuales. En cambio, en el contrato de servicios petroleros, la compañía petrolera es remunerada en dinero.

En todo caso, tanto el contrato de servicios a riesgo como el contrato de producción compartida han evolucionado en distintas modalidades, especialmente, en atención a: a) las exigencias de los actores del sector petrolero, incluyendo aquellas de capital y/o de aumento de producción de las empresas estatales; b) la inclusión o combinación de elementos propios

21 Cfr., HOFFMAN Jr., Jhonnice, “The Service Contract as a vehicle for International Petroleum Exploration and Production”, en *International Oil, Gas and Mining Development in Latin America*, Rocky Mountain Mineral Law Special Institute, 1994, pp. 4 ss., Thomson Reuters versión digital; y, AA.VV., *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*, Barrows Company Inc, New York, 2009, p. 71. En sentido contrario, GHANDI y LIN (“Oil and Gas Service Contracts around the World”, cit., p. 4) afirman “*In a service contract, similar to a production sharing agreement, the closest legal framework, the international oil company brings the technology and makes the upfront capital investment. However, in contrast to production sharing contracts, in a service contract the IOCs agree to a pre-determined return in lieu for sharing profit oil. In addition to the IOC’s method of compensation, service contracts and production sharing contracts could also differ in four other major categories: field ownership rights, produced crude ownership rights, field’s operatorship, and the degree of risk that each side bears*”.

22 La denominación del contrato de “producción compartida” puede inducir a considerar erróneamente que ambas partes son propietarias de la producción, y que esta última se reparte equitativa entre ellas. Sin embargo, en la modalidad más genérica del contrato de producción compartida, el Estado es propietario tanto del recurso en el sub-suelo como del recurso producido; mientras que, la empresa petrolera solo tiene derecho a la cuota de producción establecida en el contrato para remunerarla. No obstante, los contratos de producción compartida han evolucionado en distintas modalidades. Por lo que, el contenido del específico contrato y el régimen jurídico aplicable en el caso concreto determinan los derechos de cada una de las partes, independientemente de la denominación que las partes le hayan atribuido al contrato.

de otra(s) categoría(s) contratos petroleros²³; y, c) las mutaciones producidas en el específico contrato por el inexacto o incorrecto uso de conceptos e instituciones jurídicas, y/o por su importación en un sustrato jurídico diverso; así como, por la importación de cláusulas y/o modelos contractuales foráneos.

De allí que los derechos y/o las obligaciones de las partes y, especialmente, la calificación del contrato, es decir, la subsunción del supuesto fáctico concreto – o, lo que es lo mismo, del contrato celebrado por las partes – en el supuesto fáctico genérico del tipo contractual²⁴, que lo califica como un específico contrato – o, de forma más concreta, como contrato de servicios petroleros, de producción compartida, u otro tipo contractual – y, en consecuencia, determina el régimen jurídico aplicable, dependen de las específicas estipulaciones contractuales, independientemente de la denominación que las partes hayan atribuido al contrato.

Ciertamente, el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero comparte algunos caracteres con el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios; sin embargo, dichos contratos difieren en otros. Por lo tanto, independientemente de compartir la misma denominación y algunos caracteres, la naturaleza del contrato de servicios petroleros o, en general, su calificación como contrato de (prestación de) servicios o como contrato petrolero depende de diversos factores; especialmente, de la titularidad del derecho de exploración y/o producción de los hidrocarburos, de la cualidad y del carácter con el que actúa empresa de servicios o petrolera, la duración del contrato y la contraprestación que recibe el contratista.

23 En la práctica, es posible constatar la presencia de elementos que no pertenecen al tipo contractual con el que las partes han denominado el contrato; en consecuencia, pueden conducir a la recalificación del contrato en caso de conflicto.

24 RODNER (James Otis, *La transferencia del contrato*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2014, p. 44) recuerda que “en un sentido más amplio, la doctrina contemporánea reconoce que la tipicidad no es sólo una referencia de los contratos nominados incluidos en la ley (tipicidad legal), sino que se extiende a los tipos (fórmulas contractuales) que se utilizan con frecuencia en la práctica y que tiene una estructura normalizada y perfectamente identificable (tipicidad social)”. En el mismo sentido, MORLES HERNÁNDEZ (Alfredo, *Curso de derecho mercantil. Los contratos mercantiles*, Tomo IV, UCAB, Caracas, 2005, p. 2224) señala “la doctrina suele distinguir entre contratos con *tipicidad legal* y contratos con *tipicidad consuetudinaria o social*. Esta última categoría corresponde a aquellos contratos que aun siendo legalmente atípicos adquieren tipicidad con los usos, antes de que el legislador los recoja y los regule”.

En el contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios, no se transfiere a la empresa de servicios – la cual actúa como contratista – el derecho a explorar y/o de producir hidrocarburos. En otros términos, su cocontratante, es decir, el operador – que actúa como cliente – posee y mantiene la titularidad de dicho derecho. De allí que, el operador tenga el control de las operaciones petroleras y, en consecuencia, corra con los costos²⁵ y riesgos²⁶ de las mismas, como confirma además el carácter con el que actúa la empresa de servicios, es decir, por cuenta del operador.

De la posesión del control de las operaciones petroleras por parte del operador resulta su poder decisional respecto a las mismas, que se combina perfectamente con la naturaleza del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios, donde la competencia de la empresa de servicios en la ejecución de su prestación, o de su arte, justifica el deber (accesorio) de consejo de este última frente a su cliente; quien, sin embargo, no se encuentra vinculado en la toma de sus decisiones por las recomendaciones o sugerencias de la empresa de servicios. En cambio, el margen de discrecionalidad de esta última en la ejecución de su prestación²⁷ debe respetar los confines que derivan de las estipulaciones contractuales o, más específicamente, de las instrucciones del operador y de las reglas técnicas aplicables en atención al contrato.

La duración del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicio depende de la extensión de la prestación de la empresa de servicios, es decir, del servicio; que, de acuerdo a las estipulaciones contractuales, podría tratarse de algún o varios servicios discretos

25 Esto no obsta a que la empresa de servicios pueda financiar, incluso anticipado los costos de su servicio, al operador.

26 Como se ha observado, los riesgos asumidos por la empresa de servicios en los contratos de servicios petroleros en cuanto contratos de prestación de servicios se relacionan con su prestación y con el precio de la contraprestación por sus servicios, y no con los riesgos de las operaciones petroleras; que, en cambio, son asumidos o compartidos por la empresa petrolera en los contratos de servicios petroleros en cuanto contratos petroleros.

27 En el contrato de servicios, el contratista posee un cierto margen de discrecionalidad en la ejecución de la prestación, que resulta de su competencia en la ejecución de su arte. De hecho, la obligación principal del contratista es una obligación de hacer que exige una competencia específica, es decir, no solo hacer sino saberlo hacer. Sin embargo, dicho margen de discrecionalidad se despliega dentro los límites que derivan de las estipulaciones contractuales y de las reglas técnicas o *lex artis* aplicables al caso concreto.

(o específicos), o de todos los servicios integrados. En todo caso, la duración del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios es inferior a aquella del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero; que, de forma similar a los demás contratos de esta última categoría, posee un plazo de vigencia más amplio a los fines de que se ejecuten las actividades de exploración y producción de hidrocarburos²⁸; así como, para que la empresa petrolera recupere su inversión, que normalmente financia la ejecución de las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos.

Esta exigencia, en cambio, normalmente no incide en la duración del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios; debido a que, en estos últimos, la inversión de la empresa de servicios frecuentemente se limita al valor de los equipos, herramientas, materiales y del personal necesario para ejecutar su prestación²⁹, y además dicha inversión no es directamente recuperable mediante la contraprestación del cliente, que frecuentemente se limita al precio del servicio prestado³⁰ por la empresa de servicios.

Diversamente en los contratos de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero, la contraprestación del cliente comprende el precio del servicio prestado por la empresa petrolera, los costos recuperables – mediante los cuales normalmente se recobra la inversión realizada por esta última – y, eventualmente, la remuneración por los riesgos asumidos por la empresa petrolera. De esta manera, los contratos de servicios en cuanto contrato de (prestación de) servicios y en cuanto contrato petrolero también se diferencian en atención a los componentes de la contraprestación³¹ del cliente en favor de la empresa de servicios o petrolera, según el caso.

28 De allí que, el plazo de vigencia de los contratos de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero normalmente depende del derecho a ejecutar las actividades de exploración y/o de producción de hidrocarburos. En consecuencia, su duración frecuentemente excede de dos o tres décadas.

29 No obstante, algunos contratos de servicios en cuanto contrato de (prestación de) servicios contemplan formas de financiamiento al cliente; que, por lo tanto, será recuperado mediante la contraprestación que este último pagará a la empresa de servicio.

30 En el precio del servicio, sin embargo, se incluyen (conjunta o separadamente) los costos en los que incurre la empresa de servicios para la prestación del mismo. De esta manera, dichos costos se recuperan de manera indirecta.

31 La contraprestación del cocontratante en favor del contratista constituye uno de los aspectos de mayor complejidad respecto a los contratos de servicios petroleros y a su diferenciación en

En buena medida, la más amplia duración del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero; así como, la mayor inversión de la empresa petrolera en estos últimos, resultan de la autorización o transferencia del derecho de explorar y/o de producir los hidrocarburos a la empresa petrolera, o de la eventual división de dicho derecho entre esta última y el operador (formal o de derecho).

De hecho, en los contratos de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero y, más específicamente, en el contrato de servicios a riesgo, se autoriza o transfiere a la empresa petrolera – la cual actúa en nombre propio y por cuenta propia³² – el derecho a explorar en búsqueda de hidrocarburos; y, eventualmente, se le confiere o transfiere – o ésta comparte con el Estado, con la compañía petrolera estatal o, en general, con el formal titular de dicho derecho – el derecho de producir hidrocarburos. De allí que, la empresa petrolera normalmente asuma los costos y el riesgo de exploración, y/o eventualmente asume o comparte los demás costos y riesgos de las actividades petroleras; especialmente, aquellos relativos a las actividades de producción.

En razón de la titularidad (total o parcial) del derecho de explorar y/o de producir hidrocarburos, la empresa petrolera posee, o comparte con su cocontratante, el control de las operaciones; y, en consecuencia, corre con los riesgos³³ de las mismas, como confirma además el carácter con el que actúa la empresa de servicios, es decir, por cuenta propia. De allí que, en algunos contratos de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero, la empresa petrolera ostente expresamente la cualidad de operador.

cuanto contrato de prestación de servicios y contrato petroleros; especialmente, en atención a su evolución y a sus diversas modalidades en la práctica. Respecto a la remuneración de la empresa de servicios en los contratos de servicios petroleros en cuanto contrato de prestación de servicio, véase, COLMÉNTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos”, cit. En cambio, para una introducción a la contraprestación de la empresa petrolera en los contratos de servicios en cuanto contrato petroleros en Bolivia y México, véase, PINTO OLIVEROS, Sheraldine “Contratos petroleros en América Latina”, cit., pp. 230 y 241 respectivamente.

32 Con frecuencia, en el contrato de servicios puros, la empresa petrolera actúa en nombre propio y por cuenta del Estado o, en general, del formal titular del derecho de exploración y producción de hidrocarburos.

33 En general, la repartición de los riesgos entre las partes depende de las estipulaciones contractuales y/o de la respectiva participación en el control de las operaciones y en la toma de decisiones relativas a estas últimas.

Además de los elementos previamente analizados, otros factores también podrían incidir en la diferenciación entre los contratos de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios y en cuanto contrato petrolero; particularmente, en atención a la evolución de los contratos de servicios petroleros en ambas tipologías y por la multiplicidad de sus modalidades en la práctica. No obstante, los elementos previamente examinados permiten identificar *a priori* la naturaleza jurídica del contrato.

4. Potencialidades y límites del contrato de servicios en la industria petrolera venezolana

En el vigente marco normativo venezolano, el Estado se reserva la actividad petrolera³⁴ por razones de conveniencia nacional, mediante Ley orgánica, de conformidad con el artículo 302 de la Carta Magna. De allí que, conforme al dictado constitucional, corresponde a la respectiva Ley Orgánica determinar la existencia y el alcance de la reserva estatal de la actividad petrolera.

En tal sentido, la Ley Orgánica de Hidrocarburos³⁵ restringe la reserva estatal a las denominadas “actividades primarias”, es decir, aquellas actividades relativas a la exploración en busca de yacimiento de los hidrocarburos, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento inicial³⁶. Sin embargo, el Estado venezolano podrá ejecutar las actividades primarias: a) directamente por el Ejecutivo

34 Anteriormente, la Ley Orgánica que reserva al Estado la industria y el comercio de los hidrocarburos de 1975 – mejor conocida como Ley de nacionalización petrolera – reservaba al Estado venezolano “todo lo relativo a la exploración del territorio nacional en búsqueda de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos; a la explotación de yacimientos de los mismos, a la manufactura o refinación, transporte por vías especiales y almacenamiento; al comercio exterior e interior de las substancias exploradas y refinadas, y a las obras que su manejo requiera”. Para una síntesis de la evolución de la reserva al Estado venezolano de las actividades de hidrocarburos, véase, BREWER-CARÍAS, Allan R., *Contratos administrativos, contratos públicos, contratos del Estado*, EJV, Caracas, 2013, pp. 350-368.

35 Decreto n° 1510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en G.O. n° 37.323 del 13 de noviembre de 2001. Sucesivamente, modificado por la Ley de reforma parcial del Decreto n° 1510 con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en G.O. n° 38.443 del 24 de mayo de 2006.

36 Asimismo, se encuentran reservadas al Estado las obras que requiera el manejo de las actividades primarias (cfr., artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos); y, los bienes y servicios conexos a las actividades primarias previstos en la Ley Orgánica que reserva al Estado los bienes y servicios conexos a las actividades de hidrocarburos, publicada en G.O. n° 39.173 del 7 de mayo 2009.

Nacional; b) mediante empresas de su exclusiva propiedad; o, c) a través de las denominadas “empresas mixtas”³⁷.

En general, las empresas estatales y/o mixtas que ejecuten las actividades primarias se denominan empresas operadoras.

De acuerdo con el artículo 25 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, las empresas operadoras podrán realizar las gestiones necesarias para el ejercicio de las actividades primarias y celebrar los correspondientes contratos. Sin embargo, en el caso de las empresas mixtas³⁸ operadoras, es decir, aquellas en las que el Estado venezolano posee el control de las decisiones por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social, dicha posibilidad se encuentra limitada por los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas³⁹.

De hecho, las empresas mixtas operadoras podrán “contratar servicios petroleros específicos que pueden resultar necesarios para asistir en el ejercicio de sus actividades, tales como, por ejemplo, servicios de sísmica, perforación y mantenimiento, en el entendido que la Empresa Mixta no podrá celebrar contrato alguno o conjunto de contratos mediante los cuales, directa o indirectamente, transfiera su función de operadora”, de acuerdo con los términos y condiciones para su creación y funcionamiento⁴⁰.

De esta manera, las empresas mixtas operadoras pueden celebrar contratos de servicios en cuanto contratos de (prestación de) servicios y, más específicamente, contratos de servicios discretos; mientras que, la posibilidad de que celebren contratos de servicios integrados se encuentra limitada, aunque debe atenderse a los específicos términos y condiciones de cada

37 Artículo 22 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

38 Para mayores detalles sobre las empresas mixtas operadoras en Venezuela, véase, PINTO OLIVEROS, Sheraldine “Contratos petroleros en América Latina”, cit., pp. 244 ss; y, VIDAL, Ana Irene, “Las empresas mixtas previstas en el artículo 22 del Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos”, en *Bicentenario del Código de comercio francés*, MORLES HERNÁNDEZ, A., y DE VALERA, I. (Coord), Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2008, pp. 391-411.

39 Los “términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las Empresas Mixtas” fueron aprobados por Acuerdo de la Asamblea Nacional del 30 de marzo de 2006, publicado en G.O. n° 38.410 del 31 de marzo de 2006; y, sucesivamente, modificados por Acuerdo de la Asamblea Nacional, publicado en G.O. n° 39.273 del 28 de septiembre del 2009.

40 Cfr., condición n. 3 de los “Términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las Empresas Mixtas”.

una de las empresas mixtas. No obstante, estos últimos deben ser (o son) coherentes con los términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las empresas mixtas aprobados por la Asamblea Nacional, que imponen dicha restricción.

Esta limitación restringe la posibilidad de que las empresas mixtas puedan acceder a los capitales y/o a la tecnología, que las empresas de servicios puedan ofrecer, mediante las distintas modalidades de contratos de servicios integrados. Sin embargo, no obsta a que en cierta medida puedan acceder a los mismos, a través de contratos de servicios discretos, incluyendo aquellos de asistencia técnica, que incluso prevean mecanismos de remuneración similares al del contrato de utilidad compartida, es decir, basados en porcentajes del valor de las ventas del crudo producido o de las ganancias del proyecto.

Más limitada, en cambio, se encuentra la posibilidad de emplear mecanismos de remuneración semejantes al del contrato de producción compartida, a pesar de que existen suficientes elementos que permiten reconocer la propiedad de la empresa mixta sobre el crudo extraído en los instrumentos o pilares que fundamentan la relación jurídica entre el Estado y la empresa operadora⁴¹, en virtud de la obligación de las empresas mixtas operadoras de vender todos los hidrocarburos que produzca y no consuma en la ejecución de sus operaciones⁴² a PDVSA Petróleo S.A. o a cualquier otra empresa de exclusiva propiedad del Estado, constituida para ejecutar las actividades de la cadena productiva de los hidrocarburos y designada por PDVSA Petróleo S.A.⁴³, y del contrato de compraventa de hidrocarburos entre la empresa operadora y (en principio) PDVSA Petróleo, S.A., que constituye uno de los pilares de la relación jurídica entre el Estado y la empresa operadora.

Sin embargo, ciertas estructuras o mecanismos contractuales podrían superar algunos de los precitados límites para las empresas mixtas opera-

41 Para mayores detalles sobre estos temas, se permita el reenvío a PINTO OLIVEROS, Sheraldine "Contratos petroleros en América Latina", cit., pp. 246 ss.

42 Exceptuándose la regalía en especie, si fuese aplicable de conformidad con el artículo 45 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos; y, el gas natural asociado que PDVSA Petróleo S.A. no haya acordado recibir.

43 Cfr., condición n. 4 de los "Términos y condiciones para la creación y funcionamiento de las Empresas Mixtas".

doras; y, son aplicables a las empresas estatales operadoras, que adolecen de menos restricciones en el marco normativo venezolano. No obstante, la derogatoria o modificación de los citados límites para las empresas mixtas operadoras o, en general, la reforma del marco normativo ofrecería mayores soluciones y/o incrementaría la confianza que las empresas de servicios requieren para invertir sus capitales y/o la tecnología, mediante contratos de servicios en cuanto contrato de (prestación de) servicios en Venezuela.

Además, la reforma del marco normativo podría permitir el empleo del contrato de servicios petroleros en cuanto contrato petrolero; que, en la actualidad, se encuentra vedada por la reserva de las actividades primarias a las empresas estatales y/o mixtas operadoras, así como, por la imposibilidad para las empresas mixtas operadoras de transferir la función de operadora, de acuerdo con los términos y condiciones para su creación y funcionamiento.

La eventual apertura del ordenamiento jurídico venezolano al contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de petrolero consentiría mayor acceso a capitales y/o tecnología, respecto al contrato de servicios petroleros en cuanto contrato de (prestación de) servicios; incluso, mediante la incorporación de mecanismos de remuneración que incentiven la inversión de las empresas petroleras. De esta manera, podrían conciliarse las exigencias de financiamiento y/o tecnología de la industria petrolera venezolana, con las instancias políticas y/o nacionalistas del Estado, y con la confianza y/o seguridad jurídica que requiere la inversión privada (nacional o extranjera).

Bibliografía

AA.VV., *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic and Policy Aspects*, Barrows Company Inc, New York, 2009.

AA.VV., *International Petroleum Transactions*, Rocky Mountain Mineral Law Foundation, 2010.

BERNAL, *Petróleo, Estado y Soberanía: Hacia la empresa multiestatal latinoamericana de hidrocarburos*, Editorial Biblos, Buenos Aires, 2005.

BREWER-CARÍAS, Allan R., *Contratos administrativos, contratos públicos, contratos del Estado*, EJV, Caracas, 2013.

CÁRDENAS GRACIA, Jaime, *En defensa del petróleo*, UNAM, México, D. F., 2009.

COLMÉNTER, Ricardo, y PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Contratos integrados de servicios para la extracción de hidrocarburos: Instrumento fundamental en la industria petrolera latinoamericana”, en *Nuevo modelo energético y cambio climático en México*, PRIEGO BRITO, E. M., y LOYOLA DÍAZ, R. (Coord.), Fondo de Cultura Económica, 2018.

GADANO, Nicolás, “Urgencia y traición: Tres intentos de incorporación de capital privado en la industria petrolera argentina”, pp. 1-25, disponible en http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Populism_Nat_Res/Populism_Agenda_files/Gadano_1007.pdf [20 de junio de 2018]

GHANDI, Abbas, y LIN, C.-Y. Cynthia, “Oil and Gas Service Contracts around the World: A review”, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-13-19, 2013, pp. 1-27.

HOFFMAN Jr., Johnnie, “The Service Contract as a vehicle for International Petroleum Exploration and Production”, en *International Oil, Gas and Mining Development in Latin America*, Rocky Mountain Mineral Law Special Institute, 1994, pp. 1-22 (Thomson Reuters, versión digital).

MORLES HERNÁNDEZ, Alfredo, *Curso de derecho mercantil. Los contratos mercantiles*, Tomo IV, UCAB, Caracas, 2005.

ORTEGA LOMELÍN, Roberto, “Restricciones legales de la contratación en Petróleos Mexicanos”, en *La infraestructura pública en México (regulación y financiamiento)*, BARQUÍN ÁLVAREZ, M., Y TREVIÑO MARINO, F.J. (coord.), UNAM, México, D.F., 2010, pp. 167-197.

PINTO OLIVEROS, Sheraldine “Contratos petroleros en América Latina: Una introducción”, en *Derecho de la energía en América Latina*, MORENO CASTILLO, L.F. y HERNÁNDEZ-MENDIBLE, V. (Coord.), Universidad Externado de Colombia, Bogotá, 2017, pp. 199-254.

PINTO OLIVEROS, Sheraldine, “Operadores y empresas de servicios: Interdependencias entre el contrato de servicios petroleros y el contrato petrolero”, en *Transacciones petroleras internacionales en América Latina. Actualización de tendencias en la industria*, COLMENTER, R., y ENRÍQUEZ, D., (Coord), Tirant Lo Blanch, 2018, pp. 45-69.

RODNER, James Otis, *La transferencia del contrato*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2014.

VIDAL, Ana Irene, “Las empresas mixtas previstas en el artículo 22 del Decreto con fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos”, en *Bicentenario del Código de comercio francés*, MORLES HERNÁNDEZ, A., y DE VALERA, I. (Coord), Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2008, pp. 391-411.

ZEPEDA ESTRADA, Fernando, “Constitucionalidad y legalidad de los contratos incentivados de PEMEX”, en *Ars Iuris*, n. 45, 2011, pp. 277-295.

La inherencia y conexidad en la industria petrolera. Análisis jurisprudencial

José Armando Sosa¹

Breves comentarios y similitudes de la inherencia y conexidad con la tercerización

Me ha sido dado el honor de participar en tan prestigiosas jornadas, ya tradicionales en el estado Anzoátegui y en el oriente del país, y se ha escogido un tema medular en las relaciones de trabajo que tienen lugar en la Industria Petrolera nacional. Es importante no solo tener en cuenta las nociones de Inherencia y Conexidad que se derivan de una relación laboral en general, y muy particularmente en la actividad económica de los hidrocarburos, ligada indefectiblemente por su operación y logística a la contratación y subcontratación de empresas de diversa índole para acometer sus objetivos, sino que es mucho más importante su devenir en la aplicación práctica, para lo cual es necesario analizar desde el punto de vista jurisprudencial, cómo ha sido tratado el tema. Ello tiene especiales características y connotaciones, en un país en el cual la industria petrolera es o ha sido principal fuente de generación de riquezas, en el marco de una empresa que tiene la configuración de una Empresa del Estado, y donde las relaciones laborales tienen un régimen especial en su normativa, desarrollo

1 Abogado (UCAB 1.992). Magíster en Gerencia, Mención Administración (Universidad Bicentenario de Aragua , 1996). Especialista en Derecho Procesal Civil (UCAB, 2.000). Certificado de Mediación y Arbitraje para Resolución de Conflictos, (UCAB 2003). Especialista en Derecho Procesal Laboral, (Universidad Arturo Michelena, 2005). Especialista en Derecho Corporativo, (Universidad Metropolitana, 2006). Diplomado en Derecho de Hidrocarburos (Universidad Monteavila, 2008). Profesor de Pre y Postgrado de Derecho Procesal Civil y de Derecho Laboral de la Universidad Nororiental Gran Mariscal de Ayacucho (UGMA)

e interpretación con determinadas tipologías, muchas veces influidas por intervencionismo estatal que excede el carácter tuitivo del sistema laboral.

Sería obligatorio abarcar una extensa cantidad de temas sustanciales y procesales, para referirse a la concepción de las instituciones de la inherencia y conexidad, su verdadera naturaleza de presunción, su función y finalidad, así como su desarrollo en los tribunales de la República. Sin embargo, ello escapa de este breve ensayo y nos limitaremos, sin dejar de hacer algunas consideraciones generales, al análisis jurisprudencial del tema.

Es importante destacar que es usual en una industria de tan vasta magnitud con necesidad de mano de obra especializada y de tecnologías de punta para el adecuado desarrollo de la empresa, que se subcontraten servicios de distinta índole. Es así como, a fin de potenciar y hacer más eficiente la exploración, producción, refinación, transporte, comercialización y servicios ligados a los hidrocarburos, se deba atender a propuestas innovadoras para la reactivación de la industria petrolera y a explorar nuevas fronteras del contrato de servicio en la industria petrolera venezolana, que no impliquen excesivos costos y sean llamativas para potenciales inversionistas nacionales y extranjeros que tengan intención de participar.

La contratación de una empresa dentro de otra empresa o entidad, puede darse si la necesidad y dificultad de emprender una obra o faena determinada así lo exigen. Claro está, la ley en estos casos también protege a los trabajadores de la contratista, señalando que en caso de que haya **inherencia o conexión** entre las funciones desempeñadas por la contratista y la contratante, esta última tendrá solidaridad laboral con los empleados de la contratista.² Ello sin embargo puede comportar la asunción de costos derivados de la aplicación de normativas laborales que solo son negociadas

2 Establece la exposición de Motivos del Contrato Colectivo petrolero 2015-2017: “La huelga petrolera nacional paralizó totalmente la industria petrolera, de noviembre de 1936 a enero de 1937; ante la intransigencia patronal y las actividades anti sindicales que agravaron el conflicto, que por su duración estaba afectando la situación financiera del país, el gobierno dicta un decreto que ordena la paralización de la huelga y la reanudación de las labores, ordenando que el conflicto culmine mediante un arbitraje obligatorio que pone fin a la huelga. El laudo arbitral obligatorio dictado el cual reconoció algunos derechos, fue un avance positivo de los trabajadores petroleros y sus reivindicaciones más sentidas especialmente la obligación de las contratistas de cumplir con la **inherencia y conexidad** que ha sido siempre bastón reivindicativo para evitar que las transnacionales incumplieran la nueva legislación.”

por la empresa del Estado con las federaciones de sindicatos, no teniendo las contratistas posibilidad de negociar o controlar lo que deba pagarse.

Para ello es menester atender a la cualidad y legitimidad de las partes en el contrato de trabajo. No siempre la titularidad activa y pasiva de la acción corresponde a los sujetos - trabajador y patrono - titulares de la relación material controvertida, pues hay casos en que aun tratándose de derechos subjetivos en contención no hay la señalada coincidencia de titularidad. Tal es el caso del beneficiario de la obra, el cual responde solidariamente con el intermediario y el contratista -cuando existe conexidad o inherencia-, por lo que, sin ser titular de la relación jurídica material, puede ostentar *ex lege* la titularidad pasiva de la relación jurídica procesal.

Normativa legal

Establece el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de LEY ORGANICA DEL TRABAJO, LOS TRABAJADORES Y LAS TRABAJADORAS, publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N°6.076, del 7-05-2012:

Obra inherente o conexa

*Artículo 50. A los efectos de establecer la **responsabilidad solidaria** del ejecutor o ejecutora de la obra o beneficiario del servicio, se entiende por **inherente**, la obra que participa de la misma naturaleza de la actividad a que se dedica el o la contratante; y por **conexa**, la que está en relación íntima y se produce con ocasión de ella.*

La responsabilidad del ejecutor o ejecutora de la obra o beneficiario del servicio se extiende hasta los trabajadores contratados y trabajadoras contratadas por subcontratistas, aun en el caso de que el o la contratista no esté autorizado o autorizada para subcontratar; y los trabajadores o trabajadoras referidos o referidas gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados y trabajadoras empleadas en la obra o servicio.

*Cuando un o una contratista realice **habitualmente** obras o servicios para una entidad de trabajo en un **volumen que constituya su mayor fuente de lucro**, se presumirá que su actividad es inherente o conexa con la de la entidad de trabajo que se beneficie con ella.*

*Si se determina que la contratación de obras o servicios inherentes o conexos sirve al propósito de **simular** la relación laboral y cometer fraude a esta Ley, se considerará **tercerización**.*

De igual forma, el Reglamento de la Ley Orgánica del Trabajo, (Gaceta Oficial N° 38.426 de fecha 28 de abril de 2006), aún vigente, establece:

*Artículo 22.- Contratistas (Inherencia y conexidad): Se entenderá que las obras o servicios ejecutados por el contratista son **inherentes** o gozan de la misma naturaleza de la actividad propia del contratante, cuando constituyan de manera permanente una fase indispensable del proceso productivo desarrollado por éste, de tal forma que sin su cumplimiento no le sería posible satisfacer su objeto.*

*Se entenderá que las obras o servicios ejecutados por el contratista son **conexos** con la actividad propia del contratante, cuando:*

Estuvieren íntimamente vinculados

Su ejecución o prestación se produzca como una consecuencia de la actividad de éste; y

Revistieren carácter permanente.

*Parágrafo Único (Presunción): Cuando un contratista realice **habitualmente** obras o servicios para un contratante, en un **volumen** que constituya su **mayor fuente de lucro**, se presumirán inherentes o conexos con la actividad propia de éste, salvo prueba en contrario.*

Por otra parte, se debe tener en consideración el tipo de **actividad**, en particular, la de minería e hidrocarburos. En efecto, en la derogada Ley Orgánica del Trabajo (LOT) se establecía la normativa de manera ligeramente distinta, dando la nueva redacción luces sobre cuál ha sido la intención del legislador al hacer el cambio, consistente en suprimir por entero el párrafo referido a las empresas mineras y de hidrocarburos:

Artículo 55. No se considerará intermediario, y en consecuencia no comprometerá la responsabilidad laboral del beneficiario de la obra, el contratista, es decir, la persona natural o jurídica que mediante contrato se encargue de ejecutar obras o servicios con sus propios elementos.

No será aplicable esta disposición al contratista cuya actividad sea inherente o conexa con la del beneficiario de la obra o servicio.

Las obras o servicios ejecutados por contratistas para empresas mineras y de hidrocarburos se presumirán inherentes o conexas con la actividad del patrono beneficiario. (Subrayado nuestro).

De esta manera queda claro que se quiso eliminar en la nueva norma (artículo 49 LOTTT), suprimiendo el último párrafo del antiguo artículo 55 arriba transcrito, la presunción de inherencia o conexidad en caso de contratistas dedicadas a esa rama de actividad. Ello solo puede tener como intención que no se cargue al Estado, principal ejecutor de la economía petrolera y minera como propietario o participante con mayor participación en la industria, con la solidaridad en las obligaciones laborales de contratistas. De igual forma pudiera considerarse como un incentivo para las contratistas, al no establecer la mencionada presunción. No obstante, tal interpretación se encuentra con el último párrafo del artículo 50 de la LOTTT en el cual, si se determinase que la contratación de obras o servicios inherentes o conexos sirve al propósito de simular la relación laboral y cometer fraude a esta Ley, se considerará tercerización.

En ese sentido, al analizar la figura de la “tercerización”, se denota que su inclusión en la nueva ley persigue que se prohíba toda simulación o fraude cometido por patronos en general, con el propósito de desvirtuar, desconocer u obstaculizar la aplicación de la legislación laboral y su fin sería prohibir, tal como lo establece el artículo 48 de la ley, lo siguiente:

*1. La contratación de entidad de trabajo para ejecutar obras, servicios o actividades que sean de carácter **permanente dentro** de las instalaciones de la entidad de trabajo contratante, **relacionadas de manera directa con el proceso productivo** de la contratante³ y **sin cuya ejecución se afectarían o interrumpirían las operaciones de la misma.***

3 Habría que precisar el alcance del término “proceso productivo”. Con respecto al alcance del término actividad o proceso productivo, ver sentencia N° 151 de fecha 18 de febrero de 2009 la Sala de Casación Social del TSJ, determinó el alcance del segundo aparte del artículo 55 de la Ley Orgánica del Trabajo, el cual establece una presunción iuris tantum de “inherencia” o “conexidad” entre las obras o servicios ejecutados por contratistas para empresas mineras y de hidrocarburos con la actividad del patrono beneficiario.

La Sala afirmó que cualquier actividad que se realice con posterioridad a la finalización del proceso productivo petrolero, no goza de la presunción de inherencia y conexidad. Por lo tanto, en estos casos la empresa beneficiaria de la obra no es solidariamente responsable de las obligaciones laborales contraídas por la empresa contratista. En concreto, la Sala estableció lo siguiente: “...si la actividad del contratista se materializa una vez agotado el proceso productivo (...), como lo constituye la venta del producto comercial final, dicha actividad no participa de la presunción de inherencia y conexidad contenida en el artículo 55 de la Ley Orgánica del Trabajo. Por lo cual, el expendio de combustible y lubricante no participa de la presunción de inherencia y conexidad establecido en el artículo 55 de la Ley Orgánica del Trabajo, toda vez que el expendio de los productos derivados del hidrocarburo no participa del proceso productivo de la industria petrolera”.

2. La contratación de trabajadores o trabajadoras a través de **intermediarios o intermediarias**, para evadir las obligaciones derivadas de la relación laboral del contratante.

3. Las **entidades de trabajo creadas por el patrono o patrona** para evadir las obligaciones con los trabajadores y trabajadoras.

4. Los **contratos o convenios fraudulentos** destinados a simular la relación laboral, mediante la **utilización de formas jurídicas propias del derecho civil o mercantil**.

Es imprescindible analizar comparativamente si los supuestos para considerar que existe inherencia y conexidad, son los mismos que los establecidos en la ley para asumir que existe tercerización. Es decir, nos preguntamos si podría entenderse que el carácter de *inherente*, esto es, la obra que participa de la misma naturaleza de la actividad a que se dedica el contratante, y por *conexa*, la que está en relación íntima y se produce con ocasión de ella, o bien, si el ser la “*mayor fuente de lucro de la sociedad mercantil*” y tener la “*permanencia o continuidad*”, es asimilable a una forma de tercerización.

Más precisamente, obviando por ahora la existencia de la intención de simulación o fraude, ¿podría entenderse que hay inherencia o conexidad en caso de darse la situación prohibida en el primer numeral del artículo 48 de la ley según la cual ejecutar obras, servicios o actividades que sean de carácter permanente dentro de las instalaciones de la entidad de trabajo contratante, relacionadas de manera directa con el proceso productivo de la contratante y sin cuya ejecución se afectarían o interrumpirían las operaciones de la misma?.

Desde el punto de vista legal, tenemos:

SUPUESTOS DE INHERENCIA	CONSECUENCIA LEGAL
Obra o servicio que participa de la misma naturaleza de la actividad a que se dedica el o la contratante	Responsabilidad solidaria del ejecutor de la obra o beneficiario del servicio hasta los trabajadores contratados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio.

SUPUESTOS DE CONEXION	CONSECUENCIA LEGAL
Obra o servicio que está en relación íntima y se produce con ocasión de obra del contratante	Responsabilidad solidaria del ejecutor de la obra o beneficiario del servicio hasta los trabajadores contratados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio.

Desde el punto de vista reglamentario:

SUPUESTOS DE INHERENCIA	CONSECUENCIA LEGAL
Obra o servicio de la misma naturaleza de la actividad propia del contratante, cuando constituyan de manera permanente una fase indispensable del proceso productivo desarrollado por éste, de tal forma que sin su cumplimiento no le sería posible satisfacer su objeto	Responsabilidad solidaria del ejecutor de la obra o beneficiario del servicio hasta los trabajadores contratados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio.

SUPUESTOS DE CONEXION	CONSECUENCIA LEGAL
Obra o servicio, cuando: a) Estuvieren íntimamente vinculados b) Su ejecución o prestación se produzca como una consecuencia de la actividad de éste; y c) Revistieren carácter permanente.	Responsabilidad solidaria del ejecutor de la obra o beneficiario del servicio hasta los trabajadores contratados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio.

PRESUNCIÓN COMUN A INHERENCIA O CONEXION	CONSECUENCIA LEGAL de NO DESVIRTUARSE LA PRESUNCIÓN
Obra o servicio, cuando: Un contratista realice habitualmente obras o servicios para un contratante, en un volumen que constituya su mayor fuente de lucro, se presumirán inherentes o conexos con la actividad propia de éste, salvo prueba en contrario	Responsabilidad solidaria del ejecutor de la obra o beneficiario del servicio hasta los trabajadores contratados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio.

La tercerización es entendida como aquella situación en la cual, en la obra o servicio exista simulación o fraude cometido por patronos en general, con el propósito de desvirtuar, desconocer u obstaculizar la aplicación

de la legislación laboral, y pudiera devenir de varios supuestos, pero el que nos atañe es el originado por la conformación de los sujetos de la relación contractual que acomete la obra o servicio. En ese sentido, dicha variable que pudiera generar la existencia de una tercerización sería:

SUPUESTO DE TERCERIZACION	CONSECUENCIA LEGAL
Contratación de entidad de trabajo para ejecutar obras, servicios o actividades que sean de carácter <u>permanente dentro</u> de las instalaciones de la entidad de trabajo contratante, relacionadas de manera <u>directa</u> con el proceso productivo de la contratante y <u>sin cuya ejecución se afectarían o interrumpirían las operaciones</u> de la misma	Patronos <u>cumplirán con los trabajadores todas las obligaciones</u> derivadas de la relación laboral del contratante con sus trabajadores, e <u>incorporarán</u> a la nómina de la contratante principal a los trabajadores tercerizados, que gozarán de inamovilidad laboral hasta tanto sean incorporados efectivamente.

Ello es importante pues el efecto de tal hecho sería que los patronos cumplirán con los trabajadores todas las obligaciones derivadas de la relación laboral conforme a la Ley, lo cual sucede como efecto natural de la solidaridad generada por la inherencia y conexidad, pero la norma referida a la tercerización va más allá y ordena que se incorporen a la nómina de la entidad de trabajo contratante principal a los trabajadores tercerizados, que gozarán de inamovilidad laboral hasta tanto sean incorporados efectivamente.

Así asumida la norma, la consecuencia de la tercerización que implica la incorporación a la nómina de la contratante, tiene visos de ser una sanción. Ello no pareciera tener sentido jurídicamente hablando, cuando puede darse el caso de no haber intencionalidad o hecho ilícito y menos aún desde el punto de vista económico u operativo, pues se estaría recargando a la industria nacional de personal que en muchos casos es lógico que sea subcontratado y no es menester tenerlos en su plantilla de trabajadores.

Adicionalmente, si lo que se persigue es proteger al trabajador para que en esas situaciones perciba los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio por el contratante, con simplemente aplicar la correcta interpretación de las normas en caso de haber dos sistemas normativos, se cumpliría con dicho fin.

Sin embargo, la propia convención colectiva petrolera (CCP) establece la misma consecuencia de la tercerización cuando hay inherencia o conexidad. La cláusula 69 expresamente contempla que cuando los *trabajos inherentes o conexos a la EMPRESA a que se refiere el primer párrafo de esta Cláusula, sean de carácter permanente y continuo y los esté realizando la CONTRATISTA, la EMPRESA conviene en absorber gradualmente estos trabajos.*

Interpretación de normas aplicables al trabajador

Dada la normativa existente, no pareciera que la intención del legislador haya sido impulsar o hacer atractiva desde el punto de vista del costo laboral las negociaciones con los contratistas y subcontratistas de la industria petrolera nacional, a pesar de haber eliminado la presunción de la inherencia o conexidad en las obras o servicios ejecutados por contratistas para empresas mineras y de hidrocarburos. En efecto, es muy probable que se hagan contrataciones para realizar actividades que puedan tener carácter permanente dentro de las instalaciones de la entidad de trabajo contratante, relacionadas de manera directa con el proceso productivo de la contratante y sin cuya ejecución se afectarían o interrumpirían las operaciones de la misma, sin que ello implique que haya intención de simulación o fraude, y por tanto, que deban incorporarse a la nómina del contratante. De hecho, puede darse el caso en el cual los trabajadores de los contratistas tengan mejores beneficios, ventajas y remuneraciones en su relación con el contratista, en comparación con las que tendrían con el contratante, y por tanto rechacen que por la sola circunstancia de realizar actividades con las características descritas deban ser absorbidos por el contratante. En ese sentido, debería prevalecer no solo la voluntad de los trabajadores sino la aplicación de la *teoría del conglobamiento* y de la *norma que más favorezca al trabajador*.⁴

4 Ver sentencia MICHELA ANNOVI BELLEI, vs ENERGIZER GROUP VENEZUELA, C.A., y EVEREADY DE VENEZUELA, C.A. Sala de Casación Social, del Tribunal Supremo de Justicia, en Caracas, 27 de septiembre de 2016, en la cual: “*Ahora bien, esta Sala de Casación Social considera imperativo, a los fines de establecer un orden lógico en la resolución de la delación planteada, destacar que la parte demandada -según se desprende de la contestación- confunde la aplicación de condiciones aisladas que resultan más beneficiosas para el trabajador, con la teoría del conglobamiento que es el empleo de un sistema normativo a favor de un laborante que en su conjunto resulte de mayor beneficio, para aquel que solicita su utilización, es decir, existiendo la confrontación de*

Es práctica común en la industria petrolera nacional, que los contratistas en su carácter de patronos otorguen *motu proprio* algunos de los beneficios de la convención colectiva petrolera vigente, sin que ello implique que deban aplicar toda la contratación colectiva⁵. Incluso, pueden haber otros beneficios distintos o puntualmente menos favorables, y en la globalidad de los beneficios ser incluso más favorable que la contratación colectiva del contratante.

Y se han visto decisiones en las cuales se ha establecido:

De conformidad con el artículo 168 numeral 2, de la Ley Orgánica Procesal del Trabajo, denuncia la errónea interpretación de los artículos 89.3 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y 59 de la ley orgánica del Trabajo (1997).

*Sostiene que el fallo recurrido estableció que su representado es un trabajador a tiempo indeterminado de la empresa mercantil FAGA, y que a pesar de que la empresa demandada, durante los lapsos que prestaba servicios de transporte a empresas contratistas de PDVSA, pagó al actor sus servicios conforme al **Contrato Colectivo Petrolero**, determinó que el régimen legal aplicable es el contenido en el **Contrato Colectivo suscrito por la empresa con su sindicato de trabajadores**, infringiendo de esta manera el principio in dubio pro operario y la tesis del conglobamiento.*

Bajo este contexto argumentativo, sostiene:

La correcta interpretación de esos artículos es que si hubiere dudas en la aplicación o concurrencia de varias normas vigentes -las convenciones colectivas de FAGA y de PDVSA- debe aplicarse íntegramente la más favorable al trabajador, que sin duda alguna es la convención colectiva petrolera. En el caso concreto, quedó admitido por ambas partes que se aplicaron ambas normas y, por consiguiente, la recurrida ha debido analizar y determinar cuál era la más favorable y aplicaría “en su integridad”, con apoyo de la teoría del conglobamiento. Sin embargo, concluyó que la convención colectiva petrolera no le era aplicable porque ya estaba ampa-

dos (2) cuerpos legales que rigen una misma situación, deberá emplearse aquel que analizada su conjunción aporte mejores derechos y acreencias al trabajador.”

5 Ver sentencia acerca de los efectos de aplicar contrato colectivo a trabajador de dirección. Sala de Casación Social del Tribunal Supremo de Justicia. Caso: AVON COSMETICS DE VENEZUELA, C.A., a los veintiuno (21) días del mes de marzo del año 2012: “*debe entenderse que la empresa quiso incorporar en el contrato de trabajo de la demandante algunos de los beneficios que otorga la convención colectiva, mejorando los legales, pero ello no implica que, por tanto, debe concluirse que este hecho acarrea la aplicación completa de un convenio colectivo que excluye expresamente de su ámbito de aplicación a la trabajadora accionante en razón de su cargo*”

rado por la de FAGA y nunca se pronunció sobre cuál era la norma más favorable al actor.

El error en la interpretación de la ley ocurre cuando el juez aun reconociendo la existencia y validez de la norma que ha seleccionado apropiadamente, yerra en la determinación de su verdadero alcance general y abstracto, haciéndose derivar de ella consecuencias que no resultan de su contenido.

*En la denuncia que precede esta Sala señaló que la **normativa por la cual se rigió la relación** de trabajo del ciudadano Segundo Bracho y la empresa Transporte Faga & Bovinelli, C.A., desde su inicio, **fue mediante el Contrato Colectivo suscrito por la empresa demandada con el sindicato SINTRANSFABU**, por tanto, ante la inexistencia del conflicto de normas, no operaba la aplicación del principio de favor, como erróneamente arguyó el actor, máxime cuando lo pretendido por el actor no es la uniformidad de las normas sino la ventaja económica que a su juicio representa que la demandada de manera discontinua preste sus servicios de transportista a empresas contratistas de Pdvs. por lo que se reproduce su motivación y por vía de consecuencia, declara sin lugar la denuncia. Así se decide. (Sala de Casación Social del Tribunal Supremo de Justicia, en Caracas, a los cinco (5) días del mes de junio 2014, Caso: *TRANSPORTE FAGA & BOVINELLI, C.A.*)*

Por ello, debe analizarse con más detenimiento si es lógico, justo o deseable que por el solo hecho de haber una actividad de las mencionadas características, o incluso aplicar algunos beneficios de la convención colectiva petrolera, deba necesariamente modificarse la estructura empresarial imponiéndose una absorción del personal por parte del contratante. Hay que analizar cuál es la finalidad de ello y si efectivamente la institución de la inherencia y conexidad sirve para beneficiar a los trabajadores.

Para ello, jurídicamente, deben interpretarse las normas atendiendo a los principios establecidos. En efecto, una cosa es la *Teoría del Conglobamiento*, y otra la aplicación de la *norma que más favorezca al trabajador*.

Ello ha sido tratado recurrentemente por los tribunales laborales, al punto que existe una posición pacífica y reiterada, y por tanto con carácter de jurisprudencia o doctrina de la Sala de Casación Social, en la cual se establece que a pesar del *conglobamiento*, se puede aplicar parcialmente una

convención colectiva, pero una vez escogida, la norma que más favorezca al trabajador debe ser aplicada en su conjunto.

Entonces, en primer lugar debemos aclarar que, si se dan los supuestos para demostrar que existe inherencia o conexidad, se debe entender que opera la responsabilidad solidaria del contratante. Mas sin embargo, si ello se da en una relación en la cual existe simulación o fraude, la consecuencia va más allá y conforme lo establece el artículo 48 de la LOTTT “*En los casos anteriores los patronos o patronas cumplirán con los trabajadores y trabajadoras todas las obligaciones derivadas de la relación laboral conforme a esta Ley, e incorporarán a la nómina de la entidad de trabajo contratante principal a los trabajadores y trabajadoras tercerizados o tercerizadas, que gozarán de inamovilidad laboral hasta tanto sean incorporados efectivamente a la entidad de trabajo*”

Diversas situaciones en la realidad de la relación laboral

Ahora bien, si en una obra o servicio existen los supuestos de tercerización, pero no existe simulación o fraude, o mejor dicho, se desvirtúa la simulación o fraude, la consecuencia solo sería que se debe entender que opera la responsabilidad solidaria del contratante, que es el mismo efecto que generaría la inherencia o conexidad.

Sin embargo, cómo entender que pueda existir una situación como la anterior (obra o servicio en la cual existen los supuestos de tercerización), donde incluso se pueda aplicar algunas normas del contrato colectivo del contratante, pero aun así ello no implique la solidaridad por no haber inherencia o conexidad ni haber realmente simulación o fraude.

El problema es distinto al caso en el cual haya tercerización, pues de haberla, el sistema normativo sería único ya que el trabajador deberá ser absorbido por el contratante y se le aplicarían **únicamente** las normas propias de esa empresa.

No obstante, al haber una relación que no llegó a ser calificada como tercerizada, y por ende se mantienen las figuras de contratante y contratista, ¿qué sucedería si los beneficios y remuneraciones del contratista supe-

ren a los del contratante? ¿Puede la solidaridad ir hacia arriba en la estructura empresarial para que abarque hasta el contratante y pague los mejores beneficios del contratista que excedan a los propios? Pudiera pensarse que sería una situación de extraña ocurrencia pues la convención colectiva del petróleo es históricamente reconocida como la más beneficiosa y con mejores ventajas para los trabajadores. Sin embargo, pueden existir contratistas de corte nacional o extranjero e incluso multinacional, con beneficios sumamente atractivos y que en su conjunto puedan ser más y mejores que los de dicha convención.

Sin duda todo se resume en un debate probatorio para demostrar los hechos que sean condicionantes de una situación u otra. Pudieran darse mezclas de situaciones o supuestos, y deba atenderse, no a las formalidades sino a la *primacía de la realidad de los hechos*. Pudiera haber ocurrencia de los supuestos de tercerización sin que ciertamente la impliquen por no existir simulación o fraude. Pudiera haber actividades inherentes o conexas, vinculadas directamente al proceso productivo –elemento de la tercerización–, sin que sea tercerización. Incluso al contrario, pudiera haber tercerización comprobada, sin que ello implique que hay inherencia o conexidad, por no ser de la misma naturaleza o tener relación íntima, o que se produzca con ocasión de la obra del contratante.

Entendemos además, que a la hora de aplicar la norma, debido al principio de *inescindibilidad* de la norma, que no permite la aplicación parcial de una y otra norma aplicables, o del principio de *aplicación integral de la norma*, según el cual la norma que se escoja para el pago de un concepto específico, debe ser aplicada íntegramente y no puede aplicarse lo más favorable de la contratación colectiva y lo más favorable de la ley. Pero ello no impide que un concepto se aplique conforme a la ley, y otro concepto conforme al contrato colectivo.⁶

6 Ver por ejemplo, posición del Juzgado Undécimo de Primera Instancia de Juicio del Circuito Judicial del Trabajo de la Circunscripción Judicial del Área Metropolitana de Caracas, del veintiocho (28) días del mes de octubre de dos mil trece (2013), Caso: *ORLANDO ALBERTO BUITRAGO GUTIERREZ*: “en modo alguno puede deducirse o pretenderse la aplicación de tal norma convencional, en forma parcial, como pretende la parte actora, es decir, que se apliquen la cantidad de días convencionalmente previstos y reconocidos por la demandada, pero con base al salario normal que prevé la Ley Orgánica del Trabajo, Los Trabajadores y Las Trabajadoras, pues la norma que más favorezca al trabajador debe ser aplicada en su conjunto”.

La LOTTT establece en su artículo 16, en cuanto a las Fuentes del Derecho del Trabajo, la *Aplicación de la norma y la interpretación más favorable*.

Y adicionalmente, establece:

Artículo 3º. Esta Ley regirá las situaciones y relaciones laborales desarrolladas dentro del territorio nacional, de los trabajadores y trabajadoras con los patronos y patronas, derivadas del trabajo como hecho social. Las disposiciones contenidas en esta Ley y las que deriven de ella rigen a venezolanos, venezolanas, extranjeros y extranjeras con ocasión del trabajo prestado o convenido en el país y, en ningún caso, serán renunciables ni relajables por convenios particulares. Los convenios colectivos podrán acordar reglas favorables al trabajador y trabajadora que superen la norma general respetando el objeto de la presente Ley.

Y el artículo 18 establece:

Artículo 18. El trabajo es un hecho social y goza de protección como proceso fundamental para alcanzar los fines del Estado, la satisfacción de las necesidades materiales morales e intelectuales del pueblo y la justa distribución de la riqueza.

La interpretación y aplicación de esta Ley estará orientada por los siguientes principios:

5- Cuando hubiere dudas acerca de la aplicación o concurrencia de varias normas o en la interpretación de una determinada norma se aplicará la más favorable al trabajador o trabajadora. La norma adoptada se aplicará en su integridad.

De la siguiente manera, queda establecido legalmente:

Progresividad de los beneficios

Artículo 434. La convención colectiva de trabajo no podrá concertarse en condiciones menos favorables para los trabajadores y trabajadoras que las contenidas en los contratos de trabajo vigentes.

*No obstante, podrán modificarse las condiciones de trabajo vigentes si las partes convienen en **cambiar o sustituir algunas de las cláusulas establecidas**, por otras, aun de distinta naturaleza, que consagren beneficios que en su conjunto sean más favorables para los trabajadores y trabajadoras.*

Es condición necesaria para la aplicación de este artículo indicar en el texto de la convención, con claridad, cuáles son los beneficios sustitutivos de los contenidos en las cláusulas modificadas.

No se considerarán condiciones menos favorables el cambio de un beneficio por otro, aunque no sea de naturaleza similar, debiéndose dejar constancia de la razón del cambio o de la modificación.

Así también lo ha establecido la Consultoría Jurídica del Ministerio del Poder Popular del Trabajo, en Dictamen de fecha 25 de agosto de 2006, Consultoría Jurídica, División de Dictámenes, N° 11:

Por lo que, en aquellos casos que lo pagado resulte inferior a lo previsto en la norma legal (artículo 154 de la Ley Orgánica del Trabajo –LOT–), deberá desaplicarse la norma convencional y, en consecuencia, será el recargo legal el monto a pagar al trabajador, pero si la misma (norma convencional) en su conjunto resulta más beneficiosa, deberá aplicarse ésta en su integridad, ello en atención a la **teoría del conglobamiento** sobre la cual la Sala de Casación Social del Tribunal Supremo de Justicia, de fecha 31 de julio de 2006, con ponencia del Magistrado Alfonso Valbuena Cordero, señaló:

En este sentido, el catedrático Mario Pasco Cospomolis ha señalado lo siguiente:

El sistema de conglobamiento implica optar excluyentemente por una norma o por otra en su totalidad, integralmente, como un conjunto, in totum. Por el conglobamiento —dice Mario Ghidini «se deben confrontar los dos tratamientos normativos en conjunto (no las cláusulas singulares, contrapuestas entre sí, ni menos los institutos singulares, contrapuestos entre sí), y [...] se debe dar la preferencia a aquella fuente, a aquel tratamiento, que valorado comprensivamente, con juicio conjuntivo, aparece como más favorable al trabajador; de modo de que se aplica la disciplina de una fuente en bloque, global, homogénea, excluyendo completamente la disciplina de la otra fuente considerada, todo sumado, como menos favorable.

(..)

La norma a aplicar lo será en su integridad, como un todo inescindible, pero solo respecto de un instituto o de cada instituto; no resultará compuesta de fragmentos favorables de una y otra norma, sino un conjunto orgánico o una serie de conjuntos orgánicos. No será, por tanto, fruto de una comparación in totum sino especializada, por ins-

tituto o entidad inseparable, de donde pueden, sí, resultar aplicables varias normas —no varias partes de varias normas—, según regulen de modo más ventajoso, en cada caso, los respectivos institutos.

Pues bien, en sintonía con lo anterior, nuestro ordenamiento laboral en el artículo 59 de la Ley Orgánica del Trabajo en su última parte preceptúa, como bien lo señala el juez de la recurrida, la teoría del conglobamiento, empero, esto debe entenderse, como la aplicación de la teoría del conglobamiento parcial o de inescindibilidad, la cual, tomando como fundamento lo expuesto en la transcripción precedentemente expuesta, conllevaría a que la norma a aplicar lo sería en su integridad como un todo inescindible pero sólo respecto a una institución.

(...)

No se trata, entonces, ni de una comparación totalizadora ni de una atomización, sino de una comparación por institutos o por regímenes. No de aplicación «en bloque» sino «por bloques»; no despedazada sino por pedazos. Los autores advierten, en efecto, que las normas contienen conjuntos inescindibles de preceptos, sectores normativos balanceados, contrapesados, que regulan de modo integral una determinada institución, aquellos «conceptos comparables» de que habla Dieguez—. Desmembrarlos para construir con su despojos sería romper su armonía interna; unirlos con otros conjuntos para establecer un conjunto superior inescindible resultaría también excesivo. Ni la fisión, entonces, ni la fusión, si cualquiera de ellas forzara el contenido de manera exagerada, sea en pro o sea en contra del trabajador.

Sin embargo, y aquí volvemos nuevamente a la regla de la norma mínima por efecto de su imperatividad, si dentro de la convención colectiva es desmejorada una norma fundamental dentro del cúmulo normativo de superior rango (la Ley) para la construcción de las normas convencionales, inmediatamente la sanción sería la de tener como ineficaz la correspondiente cláusula contractual. Es decir, si alguna disposición de la Convención Colectiva no realiza con mayor plenitud el objetivo perseguido por la norma imperativa, debe tenerse entonces como ineficaz dicha norma convencional, aplicándose por consiguiente lo establecido en la Ley, aun y cuando la convención colectiva contenga condiciones cuantitativas más superiores. (Destacado de esta Consultoría)

De esta manera, está claro que la sala acepta **aplicación parcial** de normas legales y de normas convencionales, pero por cada institución por separado, y la escogida, en su integridad.

Es así como, volviendo al redil de la relación laboral de los trabajadores de las contratistas y subcontratistas, no se puede incurrir en la aplicación *ex lege* de una absorción de los mismos por parte de la contratante, mucho menos cuando ello no se derive de un acto ilícito por no haber *animus simulandi*, por el simple hecho de que su “actividad” sea de carácter **permanente dentro de las instalaciones de la entidad de trabajo contratante, relacionadas de manera directa con el proceso productivo de la contratante y sin cuya ejecución se afectarían o interrumpirían las operaciones de la misma.** Es posible que no solo se esté violando la correcta interpretación de la normativa aplicable en materia de beneficios sino que se podría estar imponiendo tanto al trabajador como a la contratante, una consecuencia no deseada pero derivada por ley de una actividad totalmente lícita.

Todo ello resulta de la intención de la legislación laboral queriendo imponer una organización empresarial que muy probablemente no sea cónsona con el tipo de negocio y su esquema lógico-económico, lo cual se agrava al precisar que se presume que hay simulación o fraude si se dan determinados supuestos. Decimos que existe una especie de presunción legal pues, si bien no lo dice expresamente la ley, en el artículo 48 de la ley sustantiva especial se establece: “*Queda prohibida la tercerización, por tanto no se permitirá.*”. De esa forma se prohíben de manera expresa determinadas situaciones o contrataciones y se les llama “tercerización”. Luego, si existe una situación o contratación como las previstas, habría que demostrar que no hay simulación o fraude en ellas, para desvirtuar lo que es el condicionante general de la figura.

Por si fuera poco, la normativa es confusa en la ley e incluso contradictoria, pues por un lado establece en el artículo 49 que “*Son contratistas las personas naturales o jurídicas que mediante contrato se encargan de ejecutar obras o servicios con sus propios elementos o recursos propios, y con trabajadores y trabajadoras bajo su dependencia. La contratista no se considerará intermediario o tercerizadora*”, y sin embargo, en el artículo anterior prohíbe “*La contratación de entidad de trabajo para ejecutar obras, servicios o actividades que sean de carácter permanente dentro de las instalaciones de la entidad de trabajo contratante, relacionadas de manera directa con el proceso productivo de la contratante y sin cuya ejecución se afectarían o interrumpirían las operaciones de la misma.*”

Es decir, ¿en qué momento se puede considerar que un contratista viola la ley y debe reconfigurarse la empresa mediante la absorción del personal por parte del contratante? ¿En qué momento el contratista se convierte en intermediario o tercerizador?

Como es lógico intuir, todo implica la necesidad del debate probatorio para probar hechos constitutivos de obligaciones o desvirtuar presunciones y de allí la amplia cantidad de sentencias que han generado posiciones jurisprudenciales.

De los contratistas

Con respecto a la definición de contratistas que hace la ley en el artículo 49 de la LOTTT, la responsabilidad del dueño de la obra o beneficiario del servicio se extiende hasta los trabajadores utilizados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores referidos gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio. Eso ha estado tanto en la LOT como en la LOTTT y al aplicar la norma en *empresas mineras y de hidrocarburos* de igual forma se aplicará la necesaria asunción de responsabilidad del dueño de la obra, aunque ahora no exista ya la presunción legal y se deba entonces probar la inherencia o conexidad.

Igualmente, veamos la consideración al respecto que hace el CONVENCIÓN COLECTIVA DE TRABAJO entre PDVSA PETRÓLEO, S.A. y FUTPV, (CCP):

Cláusula 4 de la CCP: DEFINICIONES “(. . .) 4 CONTRATISTA: Término referido a persona jurídica constituida conforme a la Ley, que mediante contrato con la EMPRESA, se encarga de ejecutar obras, trabajos o servicios con sus propios elementos, siendo dichas obras, trabajos o servicios inherentes y conexos con la actividad principal de la EMPRESA, en los términos de los artículos 49 y 50 de la LOTTT”.

29. SUBCONTRATISTA: Persona jurídica que de forma indirecta, a través de una CONTRATISTA, se encargue de ejecutar obras, trabajos o servicios con sus propios elementos y que dichas obras, trabajos o servicios sean inherentes o conexos con la actividad principal de la EMPRESA, en los términos de los artículos 49 y 50 de la LOTTT, previa la aprobación que ésta dé al efecto

La convención establece de entrada que el contratista o sub-contratista es aquel que participa en *obras, trabajos o servicios inherentes y conexos*, y pareciera que no admite otra posibilidad.

En la cláusula 34 de dicho contrato, denominada TABULADOR – COMPENSACIÓN SALARIAL POR ANTIGÜEDAD, se establece:

(. . .)

*El TRABAJADOR, miembro del Comité Ejecutivo de la FUTPV o de la Junta Directiva del SINDICATO, será elegible a la política de compensación salarial por antigüedad a que se refiere esta Cláusula. La ENTIDAD DE TRABAJO **velará porque la CONTRATISTA** que labore única y exclusivamente para la ENTIDAD DE TRABAJO en actividades permanentes, **inherentes o conexas** con ella, **aplique la política de compensación salarial por antigüedad a su personal de la Nómina Contractual**, comprendida por la NÓMINA DIARIA y la NÓMINA MENSUAL, **así como a su personal administrativo** siempre que éstos estén igualmente dedicados exclusivamente a labores en CENTROS DE TRABAJO para contratos, obras y actividades **inherentes o conexas** con la ENTIDAD DE TRABAJO*

Como se puede evidenciar, acá la norma convencional incluye una nueva variable que es laborar única y exclusivamente para la contratante.-

Del tratamiento jurisprudencial de la Inherencia y Conexidad

Como dijimos antes, todo implica la necesidad del debate probatorio para probar hechos constitutivos de obligaciones o desvirtuar presunciones y de allí la amplia cantidad de sentencias que han generado posiciones jurisprudenciales. A todo ello hay que agregar que dados los cambios legislativos, como la eliminación de la presunción de inherencia o conexidad en hidrocarburos y minería, deba atenderse a la debida aplicación de la ley en el tiempo, y al principio de expectativa plausible en la jurisprudencia.

Veamos por ejemplo el tratamiento en materia probatoria. La Sala de Casación Social, en forma reiterada ha venido precisando que la **carga de la prueba** en los casos de alegatos de conexidad e inherencia entre contratistas y beneficiarios de la obras, debe ser probada por el que la alegue, usualmente el demandante; así en sentencia del exp. N° R.C. N° AA60-

S-2010-000189, en el caso VECONSA, C.A., CORARFA, C.A. y VO-PAK VENEZUELA, S.A, de fecha diecisiete (17) del mes de octubre de dos mil once (2011), se reseñó: *“De la lectura de las normas antes expuesta, se evidencia la existencia de una presunción legal de inherencia y conexidad entre empresas que tengan como objeto la explotación minera o de hidrocarburo, pero esta presunción es iuris tántum, es decir que puede ser desvirtuada por prueba en contrario.”*

No obstante, ver (TSJ-SCS). Sentencia N° 1940, 2 de octubre de 2007. Magistrado Ponente: Carmen Elvigia Porras de Roa. (*Ender Leonardo Perea Ferrer contra Federal Car Service Compañía Anónima “Fedecar C.A.” y Bp Venezuela Holdings Limited.*), sobre la aplicabilidad de las presunciones sobre conexidad que establecía la Ley Orgánica del Trabajo, la carga probatoria de desvirtuar tales presunciones recae sobre la empresa demandada.

Tomando en consideración los hechos establecidos soberanamente por el Juez de instancia, la empresa beneficiaria del servicio de transporte que realizaba Fedecar C.A. – que era el patrono del actor-, es una empresa que se dedica al negocio de los hidrocarburos –como lo afirma la representación judicial de Bp Venezuela Holdings Ltd.-, lo cual hace aplicable al caso de autos la presunción de inherencia o conexidad establecida en el artículo 55 de la ley sustantiva del trabajo. Asimismo, el ad quem estableció que el servicio de transporte realizado por la contratista para la beneficiaria, era habitual y en un volumen que constituía su mayor fuente de lucro, por lo que también resulta aplicable la presunción establecida en el artículo 57 de la Ley Orgánica del Trabajo y 22 del Reglamento de dicha ley, además de lo cual, el Juez de alzada verificó ciertas circunstancias de hecho que le llevaron a la convicción de que existió conexidad entre las actividades del contratante y del contratista, como el hecho de que el transporte prestado tenía por finalidad trasladar a los trabajadores de la beneficiaria al campo petrolero en el cual debían prestar sus servicios; que el servicio de transporte se realizaba en forma exclusiva para la beneficiaria; que el actor trabajaba como chofer en el transporte de los trabajadores de la contratante, por lo que participaba directamente en el desenvolvimiento de la actividad económica de ésta, y finalmente, tomó en consideración que en el tabulador de puestos de trabajo que aparece en el contrato colectivo de la empresa beneficiaria, figura el cargo de chofer, que era la actividad que actor realizaba para tal empresa. (...) Finalmente, se observa que

en virtud de la aplicabilidad al caso examinado, de las presunciones sobre conexidad que establece la Ley Orgánica del Trabajo, la carga probatoria de desvirtuar tales presunciones recaía sobre la empresa demandada, y no se constata mediante los hechos establecidos por el Juzgador de alzada que se haya desvirtuado tal presunción, por lo que no se verifica el vicio delatado. En razón de las anteriores consideraciones, se desecha la presente denuncia. Así se decide.”

Una sentencia en contrario, sobre el tipo de actividad de transporte para empresa de minería es la siguiente, en la cual a diferencia de la anterior, se descartó la inherencia o conexidad *SCS/TSJ N° 935 de fecha 23.10.2015 (DARÍO SOTO y otros Vs. COOZUGAVOL y CARBONES DEL GUASARE*:

La Sala de Casación Social excluyó la solidaridad entre las demandadas, ya que no se demostró la existencia de la inherencia y conexidad entre sus actividades, siendo estas el transporte y explotación de yacimientos de carbón (minería) y asimismo, se fundamentó en un precedente similar. La Sala apreció que en el presente caso no existe prueba “...que demostrara que el transporte era una fase indispensable del proceso productivo y además, (...) no se evidencia de forma conjunta la permanencia o continuidad del contratista en la realización de las obras para el beneficiario de las mismas, la concurrencia de trabajadores del contratista junto con los del beneficiario en la ejecución del trabajo y el hecho de que la fuente de lucro consistiera en la percepción regular y no accidental de ingresos, en un volumen tal que representara efectivamente el mayor monto de los ingresos globales de la Cooperativa Coozugavol.” Asimismo y a los fines de declararla inexistencia de la responsabilidad solidaria, la Sala tomó en consideración una decisión precedente al caso y en la que había sostenido que “...la actividad de transporte no es inherente o conexas con la de exploración y explotación de yacimientos de carbón...” En consecuencia, la Sala determinó que entre las empresas demandadas no existe solidaridad, por cuanto “...el transporte -actividad desarrollada por la Cooperativa Coozugavol- no es de la misma naturaleza, ni tiene relación íntima o se produce con ocasión de la labor de la sociedad mercantil Carbones del Guasare, S.A., que consiste conforme a su documento constitutivo en la exploración y explotación del carbón...”

De la misma manera, con respecto a la supuesta *Inherencia o Conexidad*, el Tribunal Supremo de Justicia en Sala de Casación Social del 12 de abril de 2007, expediente R.C. N° AA60-S-2006-001294, Caso *BP Vene-*

zuela Holding Limited), se estableció que es carga del demandante, probar tal conexidad. En efecto, estableció:

Manifestó el actor en su libelo de demandada que ingresó en fecha 26 de abril de 2001 a prestar servicios como ayudante de cocinero en la empresa Inversiones Procodeca, la cual era sub-contratista de de la Sociedad Mercantil Santa Fe Drilling C.A., ésta última contratista de BP Venezuela Holding Limited.

Sostiene que la labor realizada era para las tres sociedades mercantiles señaladas, las cuales se dedican a realizar contratos de obra a la industria petrolera nacional, siendo entonces la actividad realizada inherente o conexas con dicha industria, pero las órdenes y el pago de su salario lo recibía exclusivamente de Inversiones Procodeca.

Argumenta el actor en su libelo, que en virtud de las circunstancias indicadas le corresponde para el pago de sus beneficios laborales la aplicación de la Convención Colectiva de Trabajo de la Industria Petrolera , en tal sentido, al tiempo de servicio que finalizó el 21 de julio de 2002, reclama una diferencia por prestaciones sociales derivadas de las previsiones de dicho contrato petrolero, lo cual estima en la cantidad de treinta y siete millones ochocientos tres mil doscientos ochenta y seis de bolívares (Bs.37.803.286,00).

Ahora bien, no obstante haberse incoado la demanda en contra de las empresas Inversiones Procodeca, Santa Fe Drilling y BP Venezuela Holding Limited, con posterioridad se consigna al expediente una reforma del libelo en el cual, la modificación fundamental fue demandar o identificar como sujeto pasivo exclusivamente a la sociedad mercantil BP Venezuela Holding Limited, en contra de la cual en definitiva se sigue el presente juicio.

La accionada por su parte niega los hechos y reclamos del actor, invocando su falta de legitimación en la causa, en primer lugar por no existir ni inherencia ni conexidad entre las actividades realizadas por el trabajador y las desarrolladas por la empresa, lo que excluye toda responsabilidad solidaria frente a los derechos reclamados y, en segundo lugar por el reconocimiento expreso hecho por el demandante de que su patrono no es la demandada sino Inversiones Procodeca, C.A.

Planteados así los hechos, los límites de la controversia están circunscritos en determinar la existencia de la inherencia o conexidad de las actividades desplegadas por las partes a los fines de establecer la

responsabilidad solidaria y por tanto la legitimación de la accionada para sostener el juicio.

*En ese sentido, de conformidad con las reglas de la carga probatoria **corresponde a la parte actora la demostración de la existencia de la vinculación inherente o conexas entre su labor como ayudante de cocinero y la actividad petrolera ejecutada por la sociedad mercantil BP Venezuela Holding Limited para el establecimiento de la responsabilidad solidaria.***

*Así, a los fines de corroborar los hechos alegados como fundamento de la pretensión, **debía el actor inicialmente conformar un litis consorcio necesario**, según como quedó resuelto en la denuncia que dio lugar al recurso de casación, haciendo el llamado a la causa de los sujetos que conforman la relación sustancial existente y principalmente al obligado directo o principal, carácter éste que recae en la empresa Inversiones Procodeca, la cual fue discrecionalmente excluida por el reclamante en el ejercicio de la acción.*

*De lo dicho y de la revisión efectuada a las actas del expediente, constata la Sala que el **trabajador demandante incumplió con las cargas legales impuestas, toda vez que, no logró demostrar con ninguno de los elementos probatorios evacuados, entre ellos, la prueba testimonial, recibos de pago y adelanto de prestaciones sociales efectuados por su patrono, la inherencia o conexidad y, por ende la solidaridad derivada de la relación de contratación ni cumplió con la obligación de, conformado un litis consorcio pasivo necesario, hacer el llamado a la causa de los interesados, en consecuencia, se declara sin lugar la demanda. Así se decide.***

No obstante, y en contrasentido a lo dicho en cuanto a la carga de la prueba, ver la siguiente sentencia, -contemporánea con la anterior-, emitida por el Juzgado Segundo de Primera Instancia de Juicio del Nuevo Régimen Procesal del Trabajo de la Circunscripción Judicial del Estado Monagas del veinticinco (25) de Octubre del año dos mil siete (2007), Caso PDVSA-BITOR / STIACA:

*Ahora bien, de acuerdo a lo planteado, en aplicación de lo previsto en el artículo 135 de la Ley Orgánica Procesal del Trabajo, **dada la forma en que las accionadas dieron contestación a la demanda** y aceptados como fueron, la existencia de la relación de trabajo y el despido, **corresponderá a la parte accionada demostrar la naturaleza de las labores desempeñadas por el actor, y en consecuencia, desvirtuar lo***

concerniente a la aplicación de la Convención Colectiva Petrolera. Asimismo, **corresponde a la empresa codemandada Bitumenes Orinoco, S.A. (BITOR), en virtud de la presunción de inherencia y conexidad surgida a favor del actor, de conformidad con los artículos 56 y 57 de la Ley Orgánica del Trabajo, desvirtuar la falta de solidaridad** (sic). Por último, le corresponde al actor demostrar la fecha de inicio de la relación de trabajo con la codemandada STIACA, es decir, la relación de continuidad y que la misma fue producto de una sustitución de patrono, así como el tiempo extraordinario que señala haber laborado, y finalmente el carácter profesional de la enfermedad alegada.

(. . .)

De la Inherencia y conexidad:

En relación a la **responsabilidad solidaria** de la sociedad mercantil Bitumenes Orinoco, S.A. (BITOR), **basada en la inherencia y conexidad** con la codemandada Servicios Técnicos Industriales Anaco 81, C.A. (STIACA), esta Sala ya se pronunció al respecto, y a tal efecto estableció que no quedó demostrado en autos que la **mayor fuente de lucro** de la sociedad mercantil Servicios Técnicos Industriales Anaco 81, C.A. (STIACA), provenga de manera exclusiva y permanente de la codemandada Bitumenes Orinoco, S.A. (BITOR), ni la **permanencia o continuidad** de esta contratista -STIACA- en la realización de obras para la contratante -BITOR-.

En este sentido, **al no evidenciarse de las pruebas cursantes en autos, los elementos presuntivos antes referidos, no puede establecerse la existencia de la inherencia o conexidad** entre las referidas sociedades mercantiles y por ende, no es procedente la responsabilidad solidaria de la codemandada Bitumenes Orinoco, S.A. (BITOR). Así se decide.

Es de destacar que en esta sentencia se entiende que se asigna la carga de la prueba a la demandada (aunque con un error de redacción), para que desvirtúe la existencia de la solidaridad.

Toda la variada forma en la cual se hace mención a la carga ha venido dada por la existencia de la presunción de inherencia o conexidad en empresas de hidrocarburos o minería, pues de ser ese el caso, es carga de la demandada desvirtuar. De lo contrario, es decir, de no tratarse de empresas de esta actividad económica, sería carga del demandante probar la inherencia o conexidad. Hoy en día, al no existir la presunción legal, es

carga de los trabajadores de empresas de hidrocarburos o minería, probar la inherencia o conexidad. Sin embargo, como hemos visto, la convención colectiva petrolera califica a todo contratista como ejecutor de obras o servicios inherentes o conexas.

No obstante, debería haber un análisis acerca de la aplicabilidad con especial referencia a la inherencia y conexidad, de las instituciones procesales de la *facilidad probatoria* y la *carga dinámica de la prueba*, o sin llegar a esta última, a la aplicabilidad, tal como lo establece la exposición de motivos de la Ley Orgánica Procesal del Trabajo (LOPTRA), “de las *pruebas leviores*”, también denominada más recientemente “*favor probationem*”, en la cual se considera que la carga de la prueba debe recaer en aquella parte que normalmente tiene la posibilidad real de proporcionarla, sin necesidad de adoptar la moderna tesis de la “carga dinámica de la prueba”, que faculta al Juez, de acuerdo con el caso concreto, para decidir quién debe probar qué en juicio”. Adicionalmente, la posibilidad de que el juez asuma determinadas cargas conforme al artículo 156 de la LOPTRA⁷. Es así como, el Juez puede, a petición de parte o de oficio, hacer uso de sus facultades inquisitivas en cuanto a las iniciativas probatorias, mediante las cuales puede ordenar la evacuación de cualquiera otra prueba que considere necesaria para el mejor esclarecimiento de la verdad, porque en estos casos, no debe el Juez asumir una actitud pasiva, por el contrario debe realizar todas las actividades encaminadas a la averiguación de lo que realmente ocurrió, para dictar una decisión ajustada a derecho.

En este sentido, durante la vigencia de la LOT, ha dicho el Tribunal Supremo de Justicia en sentencia de Sala de Casación Social del cinco (05) de junio de dos mil siete (2007), Caso *ADENIS DE JESÚS HERNÁNDEZ vs. CONSTRUCCIONES PETROLERAS, C.A.* y, solidariamente contra la empresa *CHEVRON GLOBAL TECHNOLOGY SERVICES COMPANY*, lo siguiente:

Las normas transcritas contemplan la presunción legal que la actividad que realiza el contratista es inherente o conexas con la que realiza el beneficiario contratante. Tales presunciones tienen carácter relativo, por lo que

7 Artículo 156. El Juez de Juicio podrá ordenar, a petición de parte o de oficio, la evacuación de cualquier otra prueba que considere necesaria para el mejor esclarecimiento de la verdad; también podrá dar por terminados los actos de examen de testigos, cuando lo considere inoficioso o impertinente.

admiten prueba en contrario –ex artículo 22 del Reglamento de la Ley Orgánica del Trabajo.

*Para que la presunción opere, en el caso concreto, debe coexistir la **permanencia o continuidad** del sub-contratista en la realización de obras para el contratista, la **conurrencia de trabajadores** del sub-contratista junto con los del contratista en la ejecución del trabajo y por lo que respecta a la **mayor fuente de lucro**, ésta debe consistir en la percepción regular, no accidental de ingresos, en un volumen tal que represente efectivamente el mayor monto de los ingresos globales.*

Así las cosas, los elementos presuntivos antes enumerados no se denotan de las pruebas cursantes de autos, pues no es posible determinarse siquiera cual es la actividad desplegada por la demandada principal, de tal manera que no puede establecerse la existencia de la inherencia o conexidad y por ende de la responsabilidad solidaria de la co-demandada Chevron. C.A.

Concordante con lo antes expuesto, se declara con lugar la falta de cualidad alegada por la codemandada Chevron Global Technology Services y, en consecuencia, se declara sin lugar la demanda propuesta en solidaridad en contra de la referida empresa. Así se decide.

Como se puede evidenciar, se determina qué es lo que debía probarse para que opere la presunción de inherencia o conexidad aunque no se delimita a quién corresponde la carga de la prueba. Y es interesante ver cómo se matizan algunas variables al incluir la mención de existir “*trabajadores del sub-contratista junto con los del contratista en la ejecución del trabajo*” y por otro lado, que la mayor fuente de lucro debe consistir en *la percepción regular, no accidental de ingresos, en un volumen tal que represente efectivamente el mayor monto de los ingresos globales*, lo cual evidentemente necesitaría un análisis contable.

Veamos cómo se ha tratado el tema, ahora bajo la vigencia de la nueva LOTTT, en la siguiente sentencia, SCS/TSJ N° 1668 de fecha 14.11.2014 (Caso *RAFAEL JESÚS ÁLVAREZ BRACHO y otros vs. INVERSIONES SECUSAT, C.A. y otras*), relativa a la **DISTINCIÓN ENTRE INHERENCIA Y CONEXIDAD – ISONOMÍA DE CONDICIONES NO DERIVA EXCLUSIVAMENTE DE LA SOLIDARIDAD**

La Sala de Casación Social distinguió las figuras de *intermediación* y *contratación*, a los fines de precisar sus supuestos y asimismo estableció que la *solidaridad* que procede de ambas figuras, bien sea entre el intermediario y el beneficiario o entre el contratista y el contratante, no constituye el fundamento para la procedencia de una isonomía de condiciones.

La Sala apreció que la parte demandante alegó una intermediación entre las empresas codemandadas, pero incurrió en una confusión al afirmar que existía solidaridad por cuanto “...*la mayor fuente de lucro de SECUSAT provino del contrato con TIMETRAC...*” a pesar de que ello no era determinante para la intermediación, sino para la inherencia o conexidad en caso de una contratación. De allí que la Sala haya sostenido “...*que no resulta lógico establecer la simultaneidad en una misma persona jurídica (...) las figuras de intermediario y contratista para con quien contrata (...), toda vez que las definiciones dadas por la ley (...) las distingue una de la otra, estipulándose elementos característicos para cada supuesto*”. En consecuencia, no habiéndose demostrado la inherencia o la conexidad, “...*no se produce la responsabilidad solidaria entre las codemandadas, lo cual no puede dar lugar a la extensión de los derechos, beneficios y prestaciones reclamadas...*”, por cuanto ello “...*debe atenderse a lo establecido reiteradamente por esta Sala (...), relativo a la homogeneidad de las condiciones de trabajo pactadas entre las empresas con sus trabajadores, la cual no deriva exclusivamente de la solidaridad...*”

Veamos que en esta sentencia se agrega un nuevo *desiderátum*, que es la “homogeneidad de las condiciones de trabajo pactadas entre las empresas con sus trabajadores”, la cual no deriva exclusivamente de la solidaridad. Con ello se admite de alguna manera que deben existir en las empresas estructuradas en la obra o servicio, condiciones iguales para sus trabajadores, sean o no responsables solidarias.

En esta sentencia, se cita otra relativa a la industria petrolera, y se menciona lo siguiente:

Mediante decisión N° 0238/2014, proferida por esta Sala, se sostiene que:

*En ese sentido, se colige que una obra es **conexa** con la labor desempeñada por el contratista en caso de que estuviere íntimamente vinculada con la*

actividad que éste desarrolla en una fase indispensable para el proceso, y se ejecute como consecuencia de dicha actividad, además de que constituya la mayor fuente de lucro para el contratista.

Al respecto, esta Sala en sentencia N° 1680 de fecha 24 de octubre de 2006 (caso: Luis Alexander Mastrofilippo Bastardo contra las sociedades mercantiles Oiltools de Venezuela, S.A., y Pdvsa), señaló:

*Para que la presunción opere, debe **coexistir** la permanencia o continuidad del contratista en la realización de obras para el contratante, la concurrencia de trabajadores del contratista junto con los del contratante en la ejecución del trabajo y por lo que respecta a la mayor fuente de lucro, ésta debe consistir en la percepción regular, no accidental de ingresos, en un volumen tal que represente efectivamente el mayor monto de los ingresos globales.*

Así las cosas, la empresa PDVSA Petróleo, S.A. está dedicada a la actividad de explotación y comercio de hidrocarburos, mientras que la sociedad mercantil Oiltools de Venezuela S.A., tiene por objeto principal el control de desechos sólidos, instalación de mallas, tratamiento y destilación de los lodos producto de la perforación, igualmente, realiza otros actos de comercio como el suministro de equipos para el control de sólidos, mano de obra calificada y asesoramiento técnico relacionado con la industria petrolera y realiza el trabajo con sus propios equipos y personal para diferentes empresas, tal como se desprende de la declaración de parte en la audiencia de juicio.

*Advierte la Sala, del análisis conjunto de los supuestos establecidos en los artículos 55 y 56 de la Ley Orgánica del Trabajo, se hace indispensable establecer si la obra es **inherente** en virtud de participar de la misma naturaleza de la actividad a que se dedica el contratante, o si resulta **conexa** por estar en íntima relación y producirse con ocasión de ella; siendo así, tenemos que la actividad de importación, exportación, suministro, compra, venta, alquiler, permuta y leasing de equipos y maquinarias industriales, construcción y mantenimiento de obras civiles, aéreas verdes, saneamiento y segado de fosas, aéreas afectadas por operaciones en la industria petrolera, y servicios en general, tales como: electromecánica, electricidad, soldadura, mudanza de equipos, acondicionamiento y perforación de pozos, inspección en marcha, limpieza interna de tubería, servicios de transporte por tuberías, servicio de limpieza de tanques, servicio de limpieza de tanques industriales; diseño y evacuación de sistemas de protección catódica, ingeniería especializada; estudios de ciclo de vida en instalaciones de superficie, selección de esquemas de compresión; evaluación con inspección*

*termográfica; análisis de fallas de materiales ferrosos y no ferrosos; ingeniería conceptual básica y detalle de instalaciones petroleras; suministro de personal para el apoyo a la gestión de actividades multidisciplinarias asociadas al área de ejecución de proyectos y cualquier otra actividad conexa, suplementaria o complementaria que tenga relación con las ya descritas, [el] objeto social de la demandada principal, **no es de la misma naturaleza de la actividad petrolera desarrollada por la co-demandada PDVSA Petróleo, S.A.,** dedicada a la actividad de explotación y comercio de hidrocarburos, y a pesar que se origina con ocasión de ella, **no constituye su mayor fuente de lucro, lo que nos lleva a concluir que no existe inherencia ni conexidad entre las co-demandadas, aunado al hecho de no coexistir la permanencia o continuidad del contratista en la realización con la obra para el contratante, de conformidad con el artículo 23 del Reglamento de la Ley Orgánica del Trabajo, antes por el contrario, la relación contractual de las co-demandadas ya culminó sin que medie prestación de servicios futuras entre ellas.**”*

*Se denotan del fallo citado, aquellas figuras jurídicas del derecho sustantivo laboral de las cuales se pueda desprender la **responsabilidad solidaria** entre personas naturales o jurídicas, bien porque alguna en nombre propio y en beneficio de otra utilice los servicios de uno o más trabajadores (intermediario) o; porque el contratista desarrolle actividades **inherentes o conexas** con las del beneficiario de la obra o servicio.*

*Asimismo, acota la sentencia que se comenta, que para que la presunción de la inherencia o conexidad entre el contratista y el contratante se verifique, **”debe coexistir la permanencia o continuidad del contratista en la realización de obras para el contratante, la concurrencia de trabajadores del contratista junto con los del contratante en la ejecución del trabajo y por lo que respecta a la mayor fuente de lucro, ésta debe consistir en la percepción regular, no accidental de ingresos, en un volumen tal que represente efectivamente el mayor monto de los ingresos globales.”***

Veamos como en la sentencia citada en la mencionada decisión, se toma la descripción del objeto social de la empresa en sus estatutos como herramienta para evaluar si existe o no inherencia o conexidad, sin atender a los hechos o verdad material de la relación laboral, en respeto a la *primacía de la realidad de los hechos*.

Ver (TSJ-SCS). Sentencia N° 252, 1 de marzo de 2007. Magistrado Ponente: Carmen Elvigia Porras de Roa (*Luis Suárez, vs. Agrocaris Servicios Ambientales, C.A Y Eni Dacion B.V., antes Lasmo De Venezuela B.V.*) según

la cual el contratante no resulta responsable solidario de las obligaciones laborales contraídas por el contratista con sus trabajadores, cuando la actividad desarrollada por el contratista a favor del contratante no constituye su *mayor fuente de productividad y/o lucro*:

Ahora bien, el análisis del acervo probatorio, revela que el trabajador se desempeñó como gerente general y factor mercantil de la sociedad mercantil AGROCARIS SERVICIOS DE VENEZUELA C.A., cuyo objeto comercial consiste en prestar servicios ambientales, de descontaminación, bioremediación, saneamiento de suelos y transporte de desechos petroleros a las distintas empresas operacionales en el sector de explotación de hidrocarburos, entre ellas, la codemandada ENI DACION B.V.; asimismo se evidencia que esta relación comercial con la contratista no constituye su mayor fuente de productividad y/o lucro; en consecuencia, la codemandada ENI DACION B.V. no es responsable solidariamente de las obligaciones derivadas del vínculo laboral existente entre la empresa AGROCARIS SERVICIOS DE VENEZUELA C.A. y el ciudadano Luis Suárez. Así se decide.”

Veamos cómo se ha establecido que los requisitos deben ser **concurrentes**, en sentencia N° 1.806 de fecha 3 de diciembre de 2014 (caso: *Jorge Sabas Miranda Pérez, contra Inversiones Alstel Asociados, C.A. y solidariamente contra la sociedad mercantil Pdvsa Petróleo, S.A.*), al señalar:

En el caso bajo análisis, observa la Sala que la actividad desarrollada por la sociedad mercantil Maersk Contractors Venezuela, S.A., (empresa contratante), es conexas con la actividad desplegada por la empresa mercantil Costa Bolívar Construcciones, C.A., (empresa contratista), toda vez que la primera de las mencionadas se dedica a la perforación de pozos y la segunda, entre otras actividades, al manejo y operación en la perforación y reparación de pozos, objetos íntimamente vinculados; no obstante, no quedó demostrado que la mayor fuente de lucro de la contratista (Costa Bolívar Construcciones C.A.), deviene de la actividad ejecutada para la contratante, ni que exista la concurrencia de trabajadores de ésta junto con los de la empresa contratante (Maersk Contractors Venezuela, S.A.) en la ejecución del trabajo, la permanencia o continuidad del contratista en la realización de obras para el contratante, por lo que el fallo recurrido está incurso en la infracción aducida, en consecuencia, se declara con lugar el recurso de casación anunciado y formalizado por la codemandada recurrente, se anula el fallo impugnado

Como se puede evidenciar de la sentencia en Caso *AREIBIS MONTILVA ARAQUE, vs. PETRO ADVANCE, C.A.* Sala Especial Quinta de Casación Social del Tribunal Supremo de Justicia, en Caracas, a los 09 días de agosto de 2016, se ha llegado incluso a asumir erradamente como un hecho notorio la conexidad:

*Adicionalmente, se observa que el juzgador de la recurrida, después de considerar que no se había desvirtuado la mencionada presunción, agregó, con el propósito de reforzar su conclusión, que “es **notorio y público la conexidad que existe** entre la obra realizada por la demandada PETRO ADVANCE, C.A., para con la industria petrolera PDVSA PETROLEO, S.A. (sic)”. Tal aseveración corrobora la inmotivación del fallo, toda vez que la calificación de la conexidad como un hecho público o como un hecho notorio, implica que aquella no es objeto de prueba; pero ello contradice la figura jurídica de la presunción, entendida como la consecuencia que la ley o el juez sacan de un hecho conocido para establecer uno desconocido, conteste con la definición legal contenida en el artículo 1.394 del Código Civil. Así, tratándose de una presunción legal iuris tantum, la parte interesada puede ofrecer en la causa pruebas contra la misma, sin que pueda el juez negar tal posibilidad mediante el uso equívoco de las categorías de hecho público o de hecho notorio.*

Veamos cómo se trataba el tema de dos instituciones jurídicas en desuso por no estar vigentes ya en la legislación, como lo son la presunción de inherencia o conexidad en materia de hidrocarburos y minería y por otra, la figura de los trabajadores de confianza. Es importante ahora solo a los efectos de evidenciar que no solo es la actividad sino el tipo de trabajador lo que puede implicar la aplicación de solidaridad y los mismos beneficios del contratante para el trabajador de la contratista. Ver caso del Juzgado Superior Segundo del Trabajo de la Circunscripción Judicial del Estado Zulia, a veintidós de febrero de dos mil ocho (2008):

*Igualmente, quedó establecido que **Baker Hughes SRL** mantuvo con **PDVSA** un contrato para el suministro de partes, repuestos y servicios técnicos en campo en relación al sistema de bombeo electrosumergible, con vigencia a partir del 17 de septiembre de 2003, por un período de dos años. ¿ Ahora bien, en cuanto al punto controvertido acerca de la aplicación de la convención colectiva petrolera a la relación laboral que existió entre las partes, observa este Tribunal Superior que la Ley Orgánica del Trabajo en su artículo 55, establece una **presunción de inherencia o co-***

nexidad –*iuris tantum*–, respecto de las obras o servicios ejecutados por contratistas para empresas mineras o de hidrocarburos, al señalar que las obras o servicios ejecutados por contratistas para empresas mineras y de hidrocarburos, se presumirán inherentes o conexas con la actividad del patrono beneficiario y cuando la obra o servicio sea inherente o conexas opera la responsabilidad de carácter solidario entre el contratante y el contratista, y como consecuencia de esa solidaridad, los trabajadores de la contratista deben disfrutar de los mismos beneficios y condiciones de trabajo establecidas para los trabajadores de la contratante.

Ahora bien, evidencia este Tribunal que del contrato existente entre la demandada y PDVSA PETRÓLEO S.A., se desprende que el objeto del contrato abarca dos aspectos, el primero se dirige al suministro de partes y repuestos y el segundo, el servicio técnico de recuperación, instalación, arranque, monitoreo y reparación del Sistema de Bombeo Electrosumergible.

El primero de los aspectos puede, el de venta y suministro de equipos en modo alguno puede considerarse una actividad **inherente o conexas** con la de la industria petrolera, se trata de una actividad mercantil de compra-venta.

En relación al segundo aspecto del contrato, evidencia este tribunal que el mismo consiste en el suministro de equipos, maquinarias, herramientas, materiales, repuestos y mano de obra necesarias para la prestación del servicio, donde el servicio comprende la inspección inicial, elaboración de informe técnico, reparación mediante el reemplazo de las partes dañadas y ensamble, el cual puede realizarse tanto en las instalaciones de la demandada como en campo.

Al existir la prestación de un servicio a favor de una empresa dedicada a la explotación de hidrocarburos, ex artículo 55 de la Ley Orgánica del Trabajo surge la **presunción iuris tantum de conexidad o inherencia** establecida en dicha norma, pudiendo evidenciar este Tribunal que ha quedado demostrado en actas que en dicha actividad interviene el personal propio de la demandada y el personal de PDVSA, por lo que en principio, si no se desvirtúa dicha presunción, serían aplicables a los trabajadores de la demandada que intervengan en la ejecución de dichos servicios las estipulaciones de la Convención Colectiva Petrolera.

Sin embargo, considera este sentenciador que las estipulaciones de la referida Convención Colectiva, en ningún caso resultaban aplicables a la relación de trabajo que mantuvieron el actor y la deman-

dada, todo de conformidad con lo dispuesto en la Cláusula 3 de dicha Convención Colectiva.

*En efecto, la denominada **nómina mayor**, está conformada por un grupo de empelados cuyo nivel dentro de la estructura organizativa de la empresa tiene como soporte un conjunto de beneficios y condiciones plasmadas en una básica filosofía gerencial cuyas normas y procedimientos contemplan **condiciones** que en su conjunto en ningún caso son inferiores para el personal cubierto por la convención.*

Según señala el autor Carlos Sainz Muñoz en su obra “Lineamientos Laborales del Trabajador Petrolero”, Editorial Cedil 2002, estos trabajadores, los de la nómina mayor, están integrados por los profesionales y técnicos de la industria petrolera, son lo que la Ley Orgánica del trabajo califica como trabajador de “confianza” en su artículo 45:

*“Se entiende por **trabajador de confianza** aquel cuya labor implique el conocimiento personal de secretos industriales o comerciales del patrono o su participación en la administración del negocio, o en la supervisión de otros trabajadores”.*

Estos trabajadores, señala el autor citado, están excluidos de la convención colectiva petrolera (firman contratos individuales de trabajo), tienen paquetes de condiciones de alto contenido económico y social, constituyen el soporte profesional de las tecnologías de punta petrolera y han sido objeto de una intensiva y permanente preparación.

En el caso de especie, observa este sentenciador que ninguno de los cargos que ocupó el actor como Técnico de Servicio de Campo I, II y III se encuentran contemplados en el anexo 1 de la Convención Colectiva Petrolera, específicamente en el tabulador de cargos.

Los salarios y beneficios económicos que devengaba el actor eran evidentemente mucho más altos que los establecidos en la Contratación Colectiva Petrolera para el personal obrero y empelado de nómina menor o diaria, pudiendo observar el tribunal que entre tales beneficios el de cesta ticket fue salarizado (f.269), lo cual constituye una mejor condición que la del simple obrero.

El actor en el mes de marzo de 1998 comenzó a percibir un bono vacacional de 45 días de salario básico, mientras que para esa misma época, la Convención Colectiva Petrolera 1997-1999, que este Tribunal conoce en virtud del principio iura novit curia, estipulaba una ayuda para vacaciones de 40 días de salario básico (Cláusula 8, letra E).

El actor disfrutó de seguros de vida, de accidentes personales y otros seguros otorgados por la misma empresa, mientras que la Convención Colectiva Petrolera cuya aplicación invoca el actor sólo prevé para sus beneficiarios (Cláusula 31) la atención médica prevista en la Ley Orgánica del Trabajo y el Seguro Social Obligatorio y la asistencia médica en hospitales propios o clínicas o dispensarios, donde no hubiere Seguro Social.

El actor fue liquidado en diciembre de 2006 con un sueldo de 2 millones 734 mil 833 bolívares con 33 céntimos, y la Convención de ese período estipulaba un sueldo de aproximadamente 1 millón de bolívares mensuales.

*Quedó demostrado en atención a las pruebas evacuadas y a los testigos, que los cargos que ocupó el actor, evidentemente eran de **confianza**, según lo que establece el artículo 45 de la Ley Orgánica del Trabajo.*

En atención a lo que establece el mencionado artículo, quedó suficientemente probado que el actor era un empleado que necesitó de un adiestramiento previo para poder ejercer la función que ocupaba para la demandada, y que con el pasar del tiempo fue instruyéndose aún más y adquiriendo conocimientos técnicos internos de la empresa, pudiendo observar que las bombas electrosumergibles son de una alta tecnología cuyo uso, mantenimiento y reparación sólo puede estar a cargo de un personal altamente especializado sujeto a una permanente preparación, siendo la demandada la única capaz de poder impartir los conocimientos necesarios para que el actor y los demás trabajadores de su mismo cargo pudieran ejercer sus funciones en las empresas que contrataban con BAKER HUGUES SRL para la adquisición y mantenimiento de equipos, como se puede evidenciar del Contrato de Servicio que corre a las actas procesales, lo cual permitió que el actor fuera ascendiendo de cargos, hasta el punto de ser enviado al exterior según los propios dichos del trabajador, por lo que evidentemente conocía de secretos profesionales relacionados directamente con el objeto social de la empresa, así como los costos involucrados.

*Así mismo, según se evidencia de la testimonial evacuada por la demandada, el actor en el ejercicio de sus funciones también supervisaba a otros trabajadores, quienes instalaban los equipos, de lo cual deviene que efectivamente el actor si era un trabajador de **confianza**.*

En cuanto al alegato de la parte actora de que devengaba bono vacacional y utilidades en los mismos términos de la Convención Colectiva, se estableció que en el año 1998 devengó un bono vacacional superior a la prevista para ese momento por la Convención y, en cuanto a las utilidades, el personal de nómina mayor no puede devengar beneficios inferiores a los previstos en la Convención para la nómina diaria.

Finalmente, observa este Tribunal que durante los más de nueve años que duró la relación laboral, no consta en actas que el trabajador haya reclamado los beneficios de la Nómina Diaria o Mensual, lo cual confirma que evidentemente percibía los de la Nómina Mayor.

Es por lo que este Tribunal llega a la conclusión, que el trabajador estaba excluido del ámbito de aplicación subjetiva de la Convención Colectiva de Trabajo de la Industria Petrolera, y considera este tribunal que sería contrario al principio de justicia y equidad, que habiendo percibido el trabajador los beneficios propios de la Nómina Mayor, pretenda percibir adicionalmente, aquellos previstos para la Nómina Diaria o Mensual.

Consecuencialmente, al verificarse que el actor estaba exceptuado del ámbito de aplicación de la Convención Colectiva Petrolera, ninguna reclamación por diferencia salarial con sustento a ello puede ser declarada procedente, y por lo tanto, las diferencias por prestaciones sociales e indemnizaciones calculadas con base a las mencionadas diferencias salariales, tampoco pueden prosperar, por lo que necesariamente surge el fallo desestimativo del recurso de apelación ejercido por la parte actora, por lo que resolviendo el asunto sometido al conocimiento de esta alzada, en el dispositivo del fallo se confirmará la sentencia recurrida que declaró sin lugar la demanda. Así se decide.

Es importante destacar que tanto la ley como la jurisprudencia deben aplicarse correctamente en el tiempo, (aplicación *rationae tempore*). Con la anterior afirmación, ratificamos que debe aplicarse la ley vigente al momento de la relación laboral (lo cual tiene mucha incidencia aun, dado el amplísimo nuevo lapso de prescripción laboral de 10 años, pues se pueden estar debatiendo judicialmente relaciones surgidas o incluso terminadas durante la ley derogada, anterior al 2012); Y debe dársele valor al principio de ***expectativa plausible***, el cual sienta sus bases sobre la confianza que tienen los particulares en que los órganos jurisdiccionales actúen de la misma manera como lo ha venido haciendo, frente a circunstancias similares. Podría surgir la problemática de existir litigio cuyo objeto sean las obligaciones derivadas de una relación laboral de una empresa de hidrocarburos o minería, que haya tenido vigencia solo con la ley anterior, en la cual existía la presunción de inherencia y conexidad, y ser esa la norma aplicable, debiendo asumir la carga el demandado para desvirtuar la presunción. Ese es el eterno debate en los procesalistas, dado que, conforme

al artículo 9 del Código de Procedimiento Civil, la ley procesal se aplicará desde que entre en vigencia, aun en los procesos que se hallaren en curso; pero en este caso, los actos y hechos ya cumplidos y sus efectos procesales no verificados todavía, se regularán por la ley anterior.

Entendemos que la presunción de inherencia o conexidad es un asunto meramente sustantivo, que por supuesto tiene sus efectos procesales, pero la interpretación correcta de la normativa aplicable debe hacerse *rationae tempore*. No se debe confundir la aplicación de dos normas en el tiempo, con la aplicación del principio *in dubio pro operario*, consagrado en el numeral 3 del artículo 89 de nuestra Carta Magna, por el que debe aplicarse la interpretación más favorable al trabajador, ni con la **Regla de la norma más favorable o principio de favor** según la cual cuando hubiere dudas acerca de la aplicación o concurrencia de varias normas, o en la interpretación de una determinada norma, se aplicará la más favorable al trabajador.

No obstante, dada la problemática en la interpretación de estos conceptos, usualmente las empresas privadas establecen normas contractuales en las cuales, a todo evento, acuerdan indemnizarse si un tribunal obliga a una de las partes a pagar algún monto por declarar responsabilidad solidaria derivada de la inherencia o conexidad, pero cuyo costo no estaba en los cálculos contractuales. Lo que sí es inaceptable pero aun así de extendida práctica es que, en algunas contrataciones de la industria nacional petrolera, no se incluyan para los contratistas los costos de la convención colectiva, pero aun así los tribunales decidan de manera definitiva y firme que sí deben pagarse los conceptos y obligaciones de esa convención. Incluso, que luego la industria contratante, no quiera asumir los costos adicionales no previstos por las contratistas o subcontratistas, que no son otros que las condiciones laborales negociadas ella misma con sus sindicatos.

Por ello, es costumbre contractual que una parte se obliga a proteger, librar, indemnizar y mantener indemne a la otra de todos y cada uno de los conceptos, derechos, beneficios y/o cantidades de dinero que los empleados de una reclamaren a la otra, como consecuencia de los servicios prestados a esta.

Es decir, en el supuesto negado que se declarase la inherencia o conexidad entre **contratista y contratante**, o que se declare el carácter de **intermediario** entre del codemandado en la relación entre el demandante y la otra parte, no serían una u otra responsable pues, de conformidad con el contrato celebrado, usualmente hay *cláusulas de liberación de responsabilidad* y debería entonces una reembolsar a la otra, lo que por tales motivos pueda condenarse. La realidad económica y operativa contractual puede ser distinta a la previsión legal.

Del tratamiento procesal de los sujetos de la relación empresarial

En efecto, usualmente la representación judicial de cualquier empresa demandada, en su escrito de contestación, arguye que el objeto de su representada consiste en una determinada actividad que, a la luz del artículo 2 numeral 9 del Código de Comercio, constituye un determinado acto de comercio. En tal sentido, niegan y rechazan el carácter de ***inherencia y conexidad*** entre el objeto comercial de su representada y la actividad comercial de las empresas contratistas de Pdvsa, pues su representada no se dedica a la *exploración, extracción transporte o comercialización de los hidrocarburos*. En este mismo sentido, aducen que no desarrolló de manera permanente una actividad para la industria petrolera, ni para las empresas contratistas de Pdvsa en cualquiera de sus filiales.

Puede darse el caso en el cual efectivamente haya sido debidamente probado que al trabajador accionante le pagaban de conformidad al Contrato mencionado beneficios laborales superiores a la Ley Orgánica del Trabajo, por lo que no le es aplicable la Convención Colectiva Petrolera, aunado al hecho que no se demande un litisconsorcio pasivo necesario, vale decir, a Pdvsa, ni algunas de sus filiales, a los fines de determinar una supuesta inherencia y conexidad que diera lugar a alguna convicción de decisión a favor del demandante, por lo que no prosperaría en derecho la reclamación instaurada.

También es usual alegar que no opera la ***presunción de inherencia y conexidad***, en virtud del carácter discontinuo de la prestación del servicio a las empresas contratistas, por lo que resulta improcedente la aplicación

íntegra de la Convención Colectiva Petrolera; máxime, cuando la remuneración mensualmente percibida por el actor incluya conceptos, bonos o incidencias adicionales por los servicios prestados.

En efecto, ver sentencia Juzgado Superior Segundo del Trabajo de la Circunscripción Judicial del Estado Monagas, a los veinticinco (25) días del mes de marzo del año dos mil once (2011), Caso: *INGENIERÍA GAMA, C.A.*:

Con respecto a la invocación de la violación al no haberse constituido el litis consorcio pasivo necesario, no llamando al proceso a los otros sujetos pasivos que podían tener inherencia en el mismo, la Sentencia recurrida estableció lo siguiente:

*“Observa quien decide que en lo que respecta a este punto la parte accionada fundamenta su solicitud en los artículos 55 y 56 de la Ley Orgánica del trabajo, los cuales establece la lo correspondiente con el contratista, actividad inherente o conexas y la responsabilidad solidaria, en este sentido es menester señalar que en la presente causa la parte accionante en su escrito libelar no demandó la solidaridad de la empresa contratante del servicio o de la obra en este caso PDVSA, si la empresa accionada consideraba que era necesario la presencia de la antes mencionada en empresa en el proceso esta pudo haberla señalado como **tercero** lo cual no realizó en el lapso legal correspondiente. Por todas las consideraciones anteriores expuestas, es por lo cual esta sentenciadora declara Sin Lugar la Falta de Calidad, alegada por la accionada. Y así se decide.”*

Observa esta Alzada que la demanda fue incoada solo en contra de la empresa INGENIERIA GAMA, C.A. como patrono directo de cada uno de los trabajadores Accionantes, y no se observa de las Actas que conforman el expediente que la parte demandada hubiere solicitado la intervención de terceros.

La Ley Orgánica Procesal del Trabajo dispone en el Capítulo II y Capítulo III del Título IV, lo referente al litisconsorcio y la intervención de terceros respectivamente, siendo en éste último, la posibilidad que tienen los terceros que tengan alguna relación jurídica sustancial con alguna de las partes y que pueda afectarla desfavorablemente.

Así de las normas adjetivas laborales, conforme lo dispuesto en el Artículo 52, el legitimado activo para solicitar la intervención como tercero en un proceso determinado, es el mismo tercero, quien debe fundar su intervención en un interés directo, personal y legítimo, lo cual no se desprende

del presente asunto que alguna otra persona natural o jurídica solicitara intervenir en el presente juicio.

El Artículo 54 dispone que es facultad del demandado solicitar la notificación de un tercero en garantía o de un tercero al cual se considera que la controversia le es común o a quien la sentencia pueda afectar. En este caso, es facultad de la parte demandada en solicitar dicha intervención y que sea llamado el tercero a Juicio, siendo la oportunidad para ello, durante el lapso para comparecer a la Audiencia Preliminar. En el caso de autos no consta que el demandado en el lapso previo a la comparecencia a la Audiencia Preliminar haya realizado solicitud alguna para la intervención de terceros.

El Artículo 55 de la Ley Orgánica Procesal del Trabajo dispone que en el caso que se presume fraude o colusión en el proceso, el Tribunal de oficio o a petición del Ministerio Público, ordenará la notificación de terceros. Igualmente, en el caso de autos no se observa ni se invocó pudiera presumirse fraude o colusión, por tanto, no había razones para que la Jueza de oficio realizara la notificación de terceros.

Analizadas las normas adjetivas para la intervención de terceros y revisadas las actas procesales y las grabaciones audiovisuales de la Audiencia de Juicio, este Juzgador comparte lo establecido por la Sentenciadora de Juicio. Por consiguiente, no es procedente la delación formulada por el Recurrente. Así se establece.

Elementos jurisprudenciales determinantes en la Inherencia y Conexidad

De esta manera, y luego de ver las mencionadas decisiones judiciales, se pueden delimitar algunas características que sirven de **variables** para el Análisis Jurisprudencial, así como desde el punto de vista legal, para tomar como existente la **inherencia y conexidad**, y por tanto la solidaridad del contratante, así como el régimen normativo a aplicar.

Para ello van a ser temas del debate probatorio, para determinar la solidaridad por inherencia o conexidad, hechos como los siguientes:

<p>VARIABLES A CONSIDERAR Y SUPUESTOS DE INHERENCIA ANALIZADOS JURISPRUDENCIALMENTE</p>	<p>CONSECUENCIA</p>
<p><u>Supuestos:</u> -Tipo de trabajador -Tipo de funciones del trabajador. -Tipo de funciones de la empresa que deben ser de “producción”. -Carácter de ser actividad principal, única o exclusiva. -Tipo de contrato, y forma de pago del salario al trabajador. -Coexistir: Ser mayor fuente de lucro, de percepción regular, no accidental de ingresos, en un volumen tal que represente efectivamente el mayor monto de los ingresos globales + Carácter continuo de la prestación del servicio, por parte de la contratista (permanencia con previsibilidad de futuro contrato) + Trabajadores del contratante con el contratista o del sub-contratista junto con los del contratista en la ejecución del trabajo. -Existencia de una figura societaria o consorcial entre contratante y contratista -Existencia a nivel procesal de un litisconsorcio pasivo.</p> <p><u>Variables:</u> -Verificar con certeza, en cada caso, cuál debe ser la distribución de la carga de la prueba, dependiendo si hay o no presunción de inherencia o conexidad + atenerse a los criterios de facilidad probatoria y de existencia de la presunción de inherencia y conexidad al momento de los hechos. -Normativa aplicable a la relación laboral durante la vigencia de la relación. -Correcta aplicación de la teoría del conglobamiento. -Jurisprudencia aplicable en el tiempo.</p>	<p>Responsabilidad solidaria del ejecutor de la obra o beneficiario del servicio hasta los trabajadores contratados por subcontratistas, aun en el caso de que el contratista no esté autorizado para subcontratar; y los trabajadores gozarán de los mismos beneficios que correspondan a los trabajadores empleados en la obra o servicio. Según el contrato colectivo petrolero (CCP), obligación adicional de ir absorbiendo el personal.</p>

Fracking ¿Mito o realidad?

Luis Castro¹



INTRODUCCIÓN

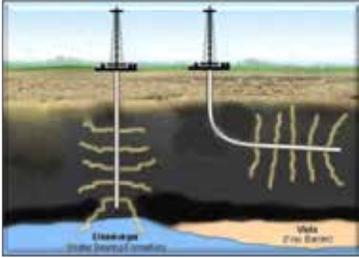
- ✓ Las inyecciones en el subsuelo para favorecer la extracción de petróleo se remontan hasta 1860, en la costa Este Norteamericana, empleando por aquel entonces nitroglicerina.
- ✓ En 1930 se empezaron a utilizar ácidos en lugar de materiales explosivos, pero es en 1947 cuando se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar agua. Este método empezó a aplicarse industrialmente en 1949 por la empresa Standard Oil.
- ✓ Actualmente se considera a George P. Mitchell como el “padre” de la moderna industria del fracking, al conseguir su viabilidad económica en el yacimiento conocido como *Barnett Shale*. Su empresa, Mitchell Energy, consiguió la primera fracturación hidráulica comercial en 1998.
- ✓ En Estados Unidos se estima que la generalización de este método ha aumentado las reservas probadas de gas cerca de un 47 % en cuatro años y en 11 % la estimación de existencia de petróleo.

¹ Ingeniero de Petróleo egresado de la Universidad de Oriente. Especialista en ingeniería de petróleo. Actualmente esperando presentar trabajo de grado (tesis) de la Maestría en Extracción de Crudos Pesados y cursando otra Maestría en Gerencia de Mantenimiento. Asesor técnico en el área de ingeniería de yacimientos y productividad de pozos para PEMEX a través de la empresa OIL & GAS OPTIMIZATION en Villahermosa, Tabasco, México. Se ha desempeñado como instructor y/o asesor técnico en Venezuela para las empresas PUNTA CONSULTING, MANNYRON CONSULTORES, CENADEP, ESP OIL, GLOBAL-SYS, FUNDAPETROLEO y GLOBAL MANAGEMENT DE VENEZUELA. Docente de pregrado y postgrado (diplomados) en la Universidad De Oriente, Universidad Gran Mariscal de Ayacucho y Universidad Metropolitana. Ha dictado cursos de mejoramiento profesional en el área de crudos pesados, recuperación mejorada de petróleo en Venezuela a través de diferentes instituciones y en Perú a través del IPEGA adscrito a la Universidad Nacional de Ingeniería del Perú. Actualmente se desempeña como Docente de la Universidad De Oriente y Director División Tecnología de la empresa R&C Multiservicios.



QUE ES EL FRACKING

El fracturamiento hidráulico (también conocido como fracking) implica el bombeo a alta presión de agua, arena y productos químicos a un pozo (petróleo o gas) y forzarlos a entrar en la formación, creando así grietas y canales, a través de los cuales los hidrocarburos atrapados puedan acceder al pozo.



Los químicos y el agua ayudan a romper la roca, mientras que la arena mantiene las fisuras abiertas una vez el pozo ha sido fracturado. Este método puede ser aplicado a pozos de gas o petróleo, pero es usado más a menudo en los métodos de perforación horizontal.

Fuente: AKTIVA



A diferencia de los combustibles convencionales, que a menudo se encuentran de forma discreta, de fácil acceso, el Shale Oil / Gas se “encuentra dentro de los espacios a lo largo de formaciones geológicas de difícil acceso”

El recurso está atrapado esencialmente en rocas de baja permeabilidad, conocidas como “Shale rock”. Esta Shale rock tiene muy poca porosidad, lo que significa que hay pocos espacios para almacenar el gas. (University of Michigan, 2014).



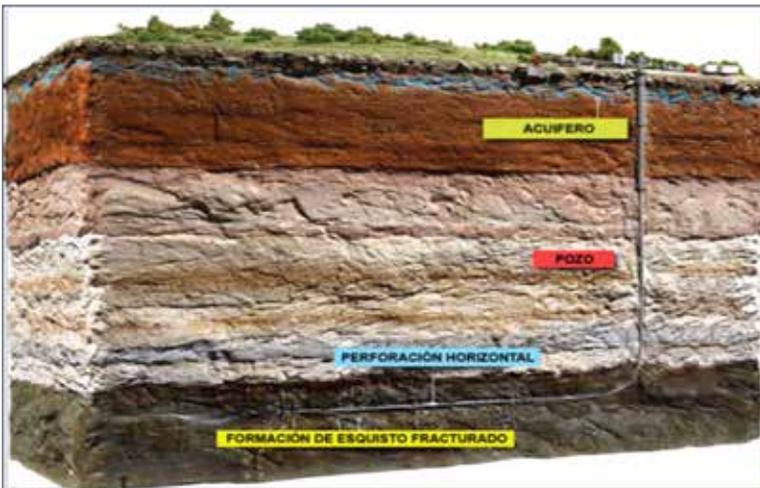
Fracturando esta formación, se crean fisuras en la roca de baja permeabilidad, lo que permite que los hidrocarburos salgan afuera de los poros y se dirijan hacia el pozo. (IEA, 2012).

Aunque el rendimiento inicial de este tipo de pozos puede ser significativo, la productividad de los mismos disminuye rápidamente con respecto a los pozos convencionales.

Como resultado, es necesario perforar más pozos con el fin de mantener los niveles de producción que tendrían los pozos convencionales.



QUE ES EL FRACKING





QUE ES EL FRACKING

FLUIDOS UTILIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Los fluidos utilizados varían en composición dependiendo del tipo de fracturación que se lleve a cabo, las condiciones específicas del pozo, y las características del agua.

Un proceso típico de fracturación utiliza entre 3 y 12 productos químicos como aditivos.

Aunque existe una gran diversidad de compuestos poco convencionales, entre los aditivos más usados se incluyen uno o varios de los siguientes:

- ✓ **ÁCIDOS:** El ácido hidroclórico o el ácido acético se utilizan en las etapas previas a la fracturación para limpiar las perforaciones e iniciar las fisuras en la roca.
- ✓ **CLORURO DE SODIO (sal):** Retrasa la rotura de las cadenas poliméricas del gel.
- ✓ **POLIACRILAMIDA Y OTROS COMPUESTOS REDUCTORES DE LA FRICCIÓN:** Disminuyen la turbulencia en el flujo del fluido, disminuyendo así la fricción en el conducto, permitiendo que las bombas inyecten fluido a una mayor velocidad sin incrementar la presión en superficie.

Fuente: DOE y API



FLUIDOS UTILIZADOS EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

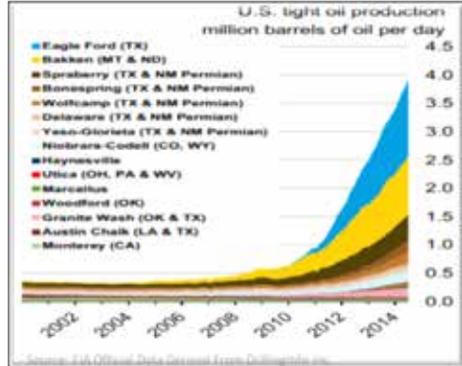
- ✓ **ETILENGLICOL:** Previene la formación de incrustaciones en los conductos.
- ✓ **SALES DE BORATO:** Utilizadas para mantener la viscosidad del fluido a altas temperaturas.
- ✓ **CARBONATOS DE SODIO Y POTASIO:** Utilizados para mantener la efectividad de las reticulaciones (enlaces interpoliméricos).
- ✓ **GLUTARALDEHÍDO:** Usado como desinfectante del agua para la eliminación de bacterias.
- ✓ **GOMA GUAR Y OTROS AGENTES SOLUBLES EN AGUA:** Incrementa la viscosidad del fluido de fracturación para permitir la distribución más eficiente de los aditivos sostenidos en la formación rocosa.
- ✓ **ÁCIDO CÍTRICO:** Utilizado para la prevención de la corrosión.
- ✓ **ISOPROPANOL:** Incrementa la viscosidad del fluido de fracturación hidráulica.

Fuente: DOE y API

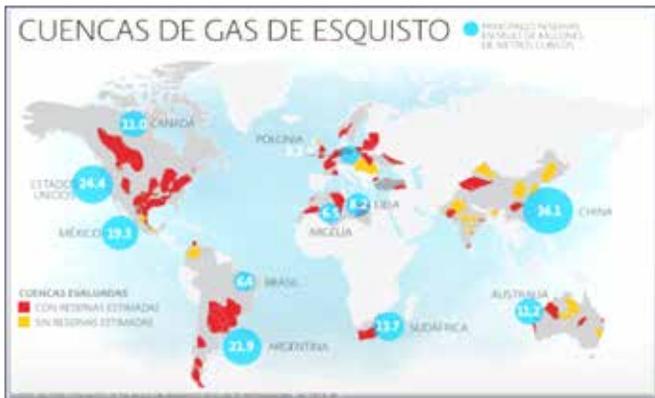


EL AUGE DEL FRACKING

A pesar de que se utilizó inicialmente para producir gas natural a partir de formaciones de Shale Rock, el fracturamiento hidráulico se ha convertido en una parte importante de la producción nacional de petróleo en Estados Unidos.



EL AUGE DEL FRACKING



Siguiendo el ejemplo de Estados Unidos, países alrededor del mundo están buscando replicar su desempeño utilizando la misma tecnología para acceder a vastos recursos de petróleo y gas.



EL AUGE DEL FRACKING

Sin embargo, alrededor del mundo existe una fuerte oposición política y social al fracturamiento hidráulico, haciendo de esta tecnología un tema muy debatido por muchos gobiernos.

Hay muchos beneficios evidentes del fracturamiento hidráulico, pero todavía se están estudiando los riesgos y los costos asociados con ella a largo plazo.



CONTROVERSIAS

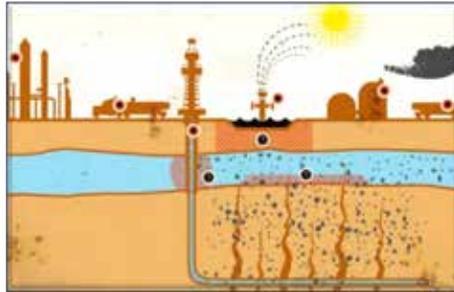
- ✓ Tecnología que todavía es relativamente nueva, no se saben las implicaciones de largo plazo que puedan tener en el medio ambiente.
- ✓ Dado que los recursos de Shale son menos concentrados y más difíciles de acceder que los hidrocarburos convencionales, la escala de operaciones requeridas son mucho más grandes. Según la U.S. Energy Information Administration (EIA), "Esto significa que las actividades de perforación y producción pueden ser considerablemente más invasivas, involucrando generalmente mayores huellas en el medio ambiente" (IEA, 2012).
- ✓ El fracking lleva a un irrazonable daño al medio ambiente por la contaminación del agua subterránea y del subsuelo, con fugas de metano en la atmósfera y creando actividad sísmica como terremotos.





CONTROVERSIAS

- ✓ Mayor acceso al gas reducirá la dependencia mundial del carbón, proporcionando una alternativa más limpia de energía.
- ✓ Las fugas de metano de los pozos de gas natural fracturados pueden revertir las ganancias en eficiencia energética, por la sustitución del carbón al gas, porque el metano atrapa el calor más eficientemente que el dióxido de carbono (Schrope, 2012)



CONTROVERSIAS

ANÁLISIS FODA DEL FRACKING

FORTALEZAS

- ✓ Inicialmente los pozos fracturados proveen un alto rendimiento de hidrocarburos, reduciendo el costo de recuperación del pozo.
- ✓ Incrementa la producción de gas, lo que provee una fuente alternativa de energía.

OPORTUNIDADES

- ✓ Contribuye a la independencia energética.
- ✓ Si se encuentra en grandes cantidades, incrementa la competitividad de otros sectores.

DEBILIDADES

- ✓ El fracking y la perforación horizontal son más complejos que la perforación convencional.
- ✓ El proceso involucra una cantidad significativa de tiempo, dinero y recursos naturales.

AMENAZAS

- ✓ Contaminación de aguas subterráneas o de subsuelo.
- ✓ Incrementa la huella de carbono en el medio ambiente debido a las fugas de metano de los pozos.
- ✓ Riesgos de terremotos y otros cambios tectónicos debido a las actividades de perforación.



LOS DETRACTORES DEL FRACKING

Algunos gobiernos han determinado que el riesgo potencial del fracking sobrepasan los beneficios y han suspendido o prohibido la practica en sus países.

La mayoría de los países donde este tema es discutido más acaloradamente se encuentran localizados en Europa, aunque otro número de países, incluido Australia y Sudáfrica también han expresado su preocupación por esta práctica

Los únicos países que han prohibido totalmente esta práctica son:

- ✓ Francia.
- ✓ Bulgaria.

Países que solo la han suspendido:

- ✓ Austria.
- ✓ Alemania.
- ✓ Holanda.
- ✓ República Checa.

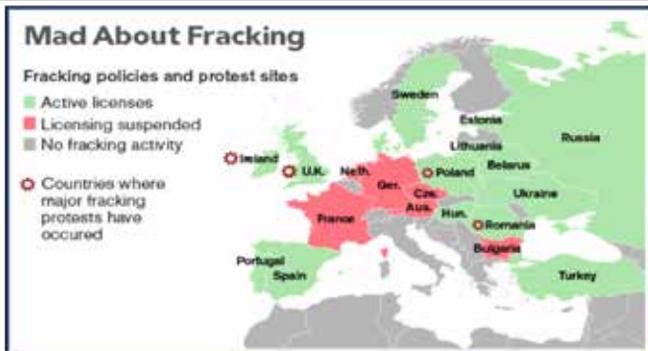
La práctica también fue formalmente suspendida en:

- ✓ Rumania.
- ✓ Reino Unido.

Pero esas moratorias se han revocado (Keep Tap Water Safe, 2014).



LOS DETRACTORES DEL FRACKING



Los países que han prohibido o suspendido el fracking han observado problemas ambientales como razón principal para el desarrollo de recursos relacionados con el shale.

Sin embargo, incluso en países donde el fracking es permitido, los gobiernos y especialistas de la industria todavía cuestionan la viabilidad de esta práctica.



LOS DETRACTORES DEL FRACKING

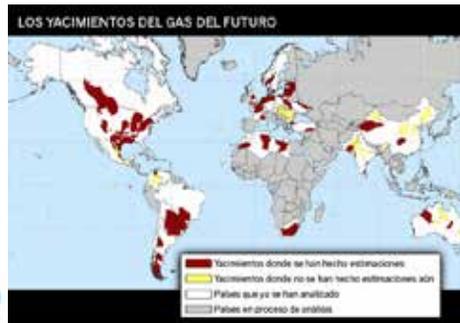
Aunque el fracking ha tenido un gran éxito en zonas de Norte América, algunos han argumentado que las condiciones son únicas y no pueden ser fácilmente replicadas en otras partes del mundo.



Según la EIA, estas condiciones incluyen “la propiedad privada de los derechos del subsuelo que proveen una fuerte iniciativa para su desarrollo; disponibilidad de muchos operadores independientes y apoyo a los contratos con enorme experiencia y plataformas de perforación adecuadas; pre-existencia de infraestructura y ductos; y la disponibilidad de fuentes de agua para uso en la fractura hidráulica” (EIA, 2013).



LOS QUE APOYAN AL FRACKING



Estados Unidos y Canadá son los únicos países que producen exitosamente recursos de Shale en escalas significativas hasta la fecha (EIA, 2013).



LOS QUE APOYAN AL FRACKING

RECURSOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES

RTR Shale Gas			RTR Shale Oil		
Ranking mundial	País	Participación mundial	Ranking mundial	País	Participación mundial
1	China	23.5%	1	Rusia	21.7%
2	Argentina	13.1%	2	United States	16.8%
3	Algeria	9.8%	3	China	9.3%
4	United States	7.9%	4	Argentina	7.8%
5	Canada	8.0%	5	Libya	7.5%
6	Mexico	7.8%	6	Australia	5.2%
7	Australia	6.1%	7	Venezuela	3.8%
8	South Africa	5.8%	8	Mexico	3.8%
9	Rusia	4.0%	9	Pakistan	2.8%
10	Brazil	3.4%	10	Canada	2.6%
...
20	Colombia	0.8%	12	Colombia	2.0%

Source: U.S. Department of Energy, EIA

Actividades de exploración de formaciones de Shale están siendo planeadas y llevadas a cabo alrededor del mundo, notablemente en: Argentina, China, India, México, Polonia, Rumania, Rusia Arabia Saudita, Turquía, Ucrania y el Reino Unido.



CONCLUSIONES

- ✓ Si las estimaciones señaladas de recursos del shale oil y gas son ciertas, entonces el fracking puede prometer un renacimiento energético en las décadas siguientes.
- ✓ Este renacimiento está en marcha en Estados Unidos y Canadá y se está propagando rápidamente.
- ✓ Todavía sin más señales positivas de los jugadores internacionales del shale, la expansión del fracking se estancará.
- ✓ Frente a sus intensas críticas de viabilidad económica y riesgos ambientales, el fracking necesita cumplir con lo que ha prometido para que no sea prohibido en más lugares.
- ✓ Para algunos, los beneficios simplemente jamás justificaran sus potenciales riesgos, pero para aquellos dispuestos a probar, un vasto océano de los suministros de energía y la respuesta a los problemas económicos podrían estar esperando.

Hacia una regulación de las plataformas costa afuera

Maria Grazia Blanco¹

1. Introducción

Siempre se convierte en un reto, trabajar sobre un tema con miras a su publicación, en esta ocasión, el reto es superior ya que nos mueve el interés de lograr un objetivo por el cual ya tenemos tiempo trabajando. Por supuesto, debo confesar que la lucha por lograr una regulación sobre las plataformas costa afuera me ha despojado de la posibilidad de pensar en los innumerables obstáculos que se ciernen sobre esta materia y he vuelto a retomar este maravilloso mundo del offshore, con la intención de hacer un recorrido un poco más completo por los esfuerzos y trabajos que a nivel internacional se han realizado en pro de una regulación internacional, esto con la idea de seguir sumando voluntades, en pro de una normativa internacional o regional sobre plataformas mar adentro. Sin contar que seguimos empeñados en conquistar una normativa a nivel nacional.

Participar en estas Jornadas Anibal Dominici 2018, gracias a la gentil invitación del Dr. José Salaverria, termina siendo nuevamente un honor y

¹ Abogado egresado de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Central de Venezuela y postgraduada en Derecho Marítimo y Negocio Naviero en la Escuela de Estudios Superiores de la Marina Mercante y la Universidad Marítima del Caribe, respectivamente. Socio fundador de la firma Bolinaga & Blanco Asesoría Marítima y Mercantil, C.A. Profesora en la Universidad Marítima del Caribe. Miembro del Comité Marítimo Comercial de la Comisión redactora de la Ley Orgánica de los Espacios Acuáticos y la adecuación de la Legislación Marítima a la Constitución de 1999 que redactó la Ley de Comercio Marítimo. Miembro Titular del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo y de la Asociación Venezolana de Derecho Marítimo. Miembro y vicepresidente de la rama venezolana del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo. Presidente del Consorcio Costa Afuera. Vicepresidente del Clúster Marítimo en la sección Costa Afuera y Vicepresidente de Wistar de Venezuela. Conferencista y articulista a nivel nacional.

una oportunidad para tratar de captar la atención de todos los presentes, tomando en cuenta que el temario de esta nueva entrega, versará sobre el Régimen Legal de los Hidrocarburos, por lo tanto, todos asistirán en busca del conocimiento, por lo que tenemos garantizado, la atención de los que adquieran este material complementario que hemos realizado con motivo de este evento.

Hablar de plataformas costa afuera implica hablar de hidrocarburos gaseosos. En este sentido, necesitamos entender que el petróleo es una mezcla homogénea de compuestos orgánicos, principalmente hidrocarburos insolubles en agua. De origen fósil, fruto de la transformación de materia orgánica procedente de zooplancton y algas que, se fueron depositando en grandes cantidades en fondos anóxicos de mares o zonas lacustres del pasado geológico. Pero a su vez este oro negro como se le ha denominado se ha convertido en la principal fuente de energía en los países desarrollados. Siendo así, es fundamental conocer algunos detalles con la finalidad de situarnos en el tema. Para ello, vamos a comenzar por nuestro país.

En este sentido, podemos afirmar que en Venezuela la utilización del petróleo se remonta al año 1535, según una referencia de Gonzalo Fernández de Oviedo, pero es sólo a partir de 1917 que comienza a tener participación importante en la economía, llegando en el año 1925, la exportación petrolera a genera más divisas que las tradicionales exportaciones de café y cacao.

Si analizamos rápidamente nuestra economía, encontraremos que el petróleo constituye la principal fuente de ingresos, observando que no se conocen otras ganancias reales a la fecha, por lo que, se puede decir que la economía mono-productora y mono exportadora es la base de nuestro desarrollo sustentable. De allí, que el presupuesto nacional y anual está sujeto a las fluctuaciones de los precios internacionales del petróleo. En relación con el gas natural, las reservas probadas se han calculado, como las séptimas en volumen a nivel mundial y con una duración teórica de más de cien años. Esto nos ha permitido, desarrollar dos grandes proyectos gasíferos en la Plataforma Deltana, entre el estado Delta Amacuro y la isla

de Trinidad y el proyecto Mariscal Sucre, al norte de la península de Paria, costa afuera.²

En este sentido, recordamos al lector que, en América Latina, según cifras oficiales, Venezuela es el país con más reservas probadas, seguido por Bolivia y Trinidad & Tobago. Y para confirmar la importancia, debemos observar que las reservas venezolanas representan el 55% de las reservas de la región.

Cuando revisamos el mapa geográfico, encontramos que el mayor volumen de reservas del país (70%) está localizado en el oriente y occidente, debiendo destacar que el resto, es decir, el 7 por ciento está costa afuera. Efectivamente, las reservas más importantes de gas libre se encuentran costa afuera, siendo las áreas más avanzadas en exploración las ya anunciadas como son, el Proyecto Mariscal Sucre en el norte de la Península de Paria y las de la Plataforma Deltana, ambas en el oriente del país. Pero igualmente el occidente venezolano, específicamente el Golfo de Venezuela, tienen un potencial elevado que forma parte del Proyecto Rafael Urdaneta.³

En materia de petróleo, Venezuela posee las mayores reservas con 298 GB, equivalente al 18 % del total mundial. Le sigue Arabia Saudita con 266 GB. El resto de los países, ubicados en los “top ten” son en el siguiente orden: Canadá (174 GB), Irán (157 GB), Irak (105 GB), Emiratos Árabes (98 GB), Rusia (87 GB), Libia (48GB) y Nigeria (37 GB). Los 20 países listados tienen el 92 % (1538 GB) del total mundial de las reservas de petróleo convencional⁴

El país con mayores reservas de hidrocarburos convencionales (petróleo + gas) es Irán con un total de 352 GB (45 % petróleo y 55 % gas). Le siguen Venezuela (330 GB), Arabia Saudita (314 GB) y Rusia (278 GB). Estos 4 países poseen el 46% del total mundial de las reservas de hidrocarburos.⁵

2 <http://www.monografias.com/trabajos92/petroleovenezuela/petroleovenezuela.shtml#ixzz5HfboRv3l> El petróleo en Venezuela. Paola Valencia

3 <https://es.scribd.com/document/167028913/Los-20-Primeros-Paises-en-Reservas-de-Hidrocarburos>

4 <https://es.scribd.com/document/167028913/Los-20-Primeros-Paises-en-Reservas-de-Hidrocarburos>

5 <https://es.scribd.com/document/167028913/Los-20-Primeros-Paises-en-Reservas-de-Hidrocarburos>

Entre del grupo de los primeros 20, se encuentran 4 países de Latinoamérica, a saber: Venezuela, Argentina, México y Brasil. Estos poseen el 16 % del total de las reservas mundiales de hidrocarburos.⁶

Una vez que hemos expresado las estadísticas que fortalecen nuestras intenciones e igualmente hemos valorado la importancia de la materia energética dentro de nuestro desarrollo presente y futuro, debemos conocer un poco de esta importante actividad.

Para Federico Barranco Cicilia, Doctor en Ingeniería con especialidad en Estructuras Marinas, *...El lento desarrollo de fuentes alternativas de energía ha mantenido hasta la actualidad al petróleo como la principal fuente de combustibles en el mundo; sin embargo, la producción global de aceite y gas dentro de los continentes y en aguas someras ha iniciado su declinación. La disminución de las reservas ha motivado a la industria internacional a incursionar en el mar en aguas cada vez más profundas en la búsqueda de nuevos yacimientos, logrando récords de perforación de pozos y de producción en profundidades próximas a los 3,000 m. Se estima que esta tendencia se mantendrá e inclusive se incrementará al continuar en la búsqueda de yacimientos de petróleo y gas localizados en aguas ultra-profundas.*⁷

Según la información del Dr. Barranco, *...la producción de petróleo costa afuera en el mundo comenzó en 1930 y se incrementó de forma gradual.*⁸

Hablar de Plataformas Costa Afuera, exige entender que la explotación y producción de petróleo y gas natural en el mar, es más complicado y complejo a nivel práctico y físico, que la producción y explotación de estos recursos en tierra.

6 <https://es.scribd.com/document/167028913/Los-20-Primeros-Paises-en-Reservas-de-Hidrocarburos>

7 Sistemas Flotantes para la producción de Petróleo en aguas profundas mexicanas especialidad: Ingeniería Naval Federico Barranco Cicilia Doctor en Ingeniería con Especialidad en Estructuras Marinas. 26 de Enero de 2012

8 Sistemas Flotantes para la producción de Petróleo en aguas profundas mexicanas especialidad: Ingeniería Naval Federico Barranco Cicilia Doctor en Ingeniería con Especialidad en Estructuras Marinas. 26 de Enero de 2012

Debiendo aclarar que ambas actividades tienen igual objetivo, además en este tema de las plataformas, no hay actividades simples. Es decir, que en la industria ya sea en onshore u offshore, de gas o petróleo, cada operación tiene su nivel de dificultad, ya que efectivamente se trabaja con materias primas peligrosas. Además, hay que aceptar, que cada uno de los yacimientos es distinto a otro, ya que las condiciones de cada lugar son originales, es decir únicas. Por lo que podemos concluir, que son innumerables los factores que esta infraestructura especial, deben superar, por lo tanto, obligatoriamente, deben adaptarse a las adversidades meteorológicas, oceanográficas, geotécnicas y geofísicas propias de medio acuático.

Razón tenía el Dr. Federico Barranco, al afirmar que... *Las plataformas flotantes deben ser diseñadas para preservar su estabilidad e integridad estructural durante su operación normal y durante la ocurrencia de estados de mar extraordinarios, como las tormentas de invierno y huracanes. Por lo cual, el casco de flotación debe poseer la capacidad de restauración hacia una condición de equilibrio estable cuando es sujeta a las acciones del viento.*⁹

En diversos trabajos técnicos, se establece que... *La ingeniería marina, costa afuera y de construcción naval debe tratar con muchos obstáculos: limitantes de espacio físico, condiciones climáticas extremas, aguas profundas, y localizaciones remotas. Estas limitantes crean un medio ambiente extremo para la ingeniería para desarrollar una plataforma de operación sólida, confiable y segura. La integración de los diseños del casco y de la planta es otra dificultad que debe salvar la ingeniería. Una vez que la instalación marina, costa afuera, o embarcación es liberada a operaciones, los retos no son más fáciles. Mantenerla y operarla en un medio ambiente seguro mientras se accesa a datos confiables y precisos para tomar decisiones informadas es crítico para mejorar el tiempo de operación. La extracción y procesamiento de petróleo y gas costa afuera ha llevado a un cambio de paradigma en las tecnologías seleccionadas para el diseño y operación de instalaciones de producción flotantes.*¹⁰

9 Sistemas Flotantes para la producción de Petróleo en aguas profundas mexicanas especialidad: Ingeniería Naval Federico Barranco Cicilia Doctor en Ingeniería con Especialidad en Estructuras Marinas. 26 de Enero de 2012

10 IntergraphMarina, Offshore (Costa Afuera) y Construcción Naval Diseño, construcción, y operación de instalaciones marinas y costa afuera (offshore), y embarcaciones.

Como bien señalan los especialistas, *...el diseño de tuberías en una embarcación, y particularmente en un recipiente flotante de producción, almacenamiento y descarga (FPSO), requiere instalaciones escabrosas que puedan aguantar el movimiento del casco/plataforma asociado con cargas de oleaje. Estos análisis involucran la consideración de volúmenes de datos que pueden ser abrumadores debido a las siempre cambiantes condiciones de fronteras.*¹¹

En este sentido, podemos concluir que estas estructuras fijas flotantes o semi - sumergible, colocadas costa afuera destinadas a la perforación de pozos o llamadas a convertirse en plataformas de producción, son una obra de ingeniería, complejas en su esencia técnica y operativa.

Requieren de diseños confiables, y la producción que en ella se realiza es igual a la producción de electricidad, ya que se realiza en tiempo record. Cuando hacemos referencia a la logística que debe establecerse a nivel interno, debemos ciertamente considerar que en ellas se debe asegurar el servicio de transporte de personal y materiales, los trabajos submarinos, además debe haber un apego absoluto a las normas de seguridad y de protección del medio ambiente.

Para hacernos una idea del complejo funcionamiento de estas plataformas acuáticas y asumiendo que son un verdadero centro logístico, tomando en cuenta todas las redes de interconexión con otros servicios. Vamos a parafrasear al extraordinario abogado Canadiense, el Dr. Marc de Man quien señala... *"Durante estas etapas de perforación y producción, la industria de energía offshore utiliza un sistema de apoyo considerable. Esto incluye el mantenimiento de la plataforma, transportación de la tripulación o trabajadores, evacuación de emergencia, barcos que disponen de desechos humanos, barcos remolcadores, barcos que manipulan anclas y cables, helicópteros y unidades flotantes de almacenamiento. Estos sistemas de apoyo son exigidos al nivel legal basado en la legislación aplicable en materia offshore por los arreglos de licencing o autorizaciones otorgadas por el estado costero"*.¹²

11 IntergraphMarina, Offshore (Costa Afuera) y Construcción Naval Diseño, construcción, y operación de instalaciones marinas y costa afuera (offshore), y embarcaciones

12 De Man, Marc: Montreal, Canadá, en el IX Congreso del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo.

En tal sentido, resumiendo podemos decir, que estas plataformas requieren de:

- Los equipos de seguridad, control, comunicación.
- Igualmente, los equipos de prevención para evitar y mitigar siniestros y los riesgos geológicos y geotécnicos que esto conlleva.
- Asimismo, requiere condiciones de almacenamiento y gestión de desechos de humanos.
- Sistemas de anclaje y posicionamiento.
- El apoyo de helicópteros, buques de servicio, lanchas, remolcadores etc.

Además, se debe considerar el recurso humano que trabaja dentro de estas plataformas, el cual oscila entre 25 y 200 trabajadores, las cuales prestan servicios prolongado, por lo que sus condiciones deben ser las adecuadas para que puedan lograr las jornadas de trabajo y descanso, en condiciones recomendables y/o admitidas desde el punto de vista laboral.

A nivel nacional existe una desregulación en lo relativo a plataformas Costas Afuera. Nuestro ordenamiento jurídico venezolano es precario e ineficiente. Por eso creemos que tiene que trabajarse de manera sostenida y de forma mancomunada para alcanzar en el corto plazo una Ley Nacional que regule de manera orgánica y sistematizada, este tema tan importante como es la actividad extractiva Costa Afuera.

Resulta contradictorio pensar que no existe una correcta regulación de las plataformas costa afuera o de nuestra actividad extractiva costa afuera en nuestro país, a pesar de que Venezuela cuenta con unas importantes reservas de gas probada que nos colocan, en el primer lugar entre los países de América Latina, novena a escala mundial y séptima respecto a los países que integran la OPEP.

Ciertamente, a pesar de este importante sitio, se concluye que desde el punto de vista normativo nuestra regulación es deficiente y muy poco efectiva. Tal vez por ello, debemos admitir que las cifras o datos estadísticos deben ser suficiente para inspirarnos y llenarnos del arrojo para trabajar en pro de este objetivo.

Ante el gran impulso que hemos recibido por la información reseñada y conscientes de que nuestro país le ha dado a la exploración y explotación de los recursos energéticos un lugar especial dentro de nuestra economía, dirigiremos nuestra mirada hacia el horizonte en busca de soluciones internacionales y unificadas, ya que en esta oportunidad este es el compromiso que hemos asumido.

2. Regulacion internacional ficcion o realidad

Revisado el régimen jurídico nacional de las plataformas costa afuera y habiendo demostrado la falta de una regulación sistemática y orgánica que nos coloque desde el punto de vista normativo a la altura de nuestro lugar en las estadísticas internacionales, tenemos que observar, que en noviembre de 2015 se expresó con rigor, en el Congreso de la Asociación Venezolana de Derecho Marítimo, celebrado en Caracas, que existía una exigencia mundial, en establecer en el corto plazo, una Convención Internacional que regule las unidades costa afuera, pues sin este instrumento es imposible normar los numerosos problemas que pueden surgir aún en el caso de que la jurisdicción del Estado nacional sea la aplicable. Por eso, en esa oportunidad acepte el reto que me hiciera el Dr. Luis Cova Arria y el Dr. Julio Sánchez Vegas, en el citado Congreso, una vez concluida la exposición sobre el Régimen Legal de las Plataformas Costa Afuera, que presente en esa oportunidad y que sin duda nos animó a trabajar en una propuesta para ser presentada formalmente, en la reunión del Comité Marítimo Internacional, que se celebraría, en mayo de 2016, en la Ciudad de Nueva York. Fecha en la que efectivamente presentamos la propuesta por Venezuela. Y en este sentido, para que el lector pueda conocer algunos detalles de este papel de trabajo, a continuación, resumimos lo más importante. Estamos seguros de que informar y conversar sobre este tema es el camino perfecto para lograr los objetivos.

Con el compromiso de horrar la designación realizada, comencé a trabajar de manera sostenida, en pro de los objetivos que admitimos como propios y que establecimos como prioritarios, en el seno de la Asociación Venezolana de Derecho Marítimo.

Para trabajar de manera coordinada y valorando el esfuerzo realizado por el Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo, hice contacto directo con el Dr. Jorge Radovich, quien es miembro del Instituto y para entonces, Consejero Ejecutivo del Comité Marítimo Internacional, quien, nos brindó todo su apoyo y colaboración.

El tema de Plataformas Costa Afuera, no deja de ser actual y se registra de gran trascendencia desde el punto de vista económico a nivel mundial. Por eso la relevancia de su estudio y regulación. Y es aquí, donde debemos reconocer la desregulación o precariedad de nuestra normativa, advirtiendo, que a nivel internacional estos adjetivos igualmente definen la regulación existente.

No debiendo olvidar, que en contraposición a este panorama que hemos descrito; la actividad extractiva que se realiza en las Plataformas Offshore es compleja y riesgosa, topándonos aquí, frente a frente, con la justificación perfecta, a los esfuerzos que, en este sentido, se han venido forjando a lo largo de todos estos años y que en esta oportunidad nuevamente, pretendemos resaltar y alentar.

La Comunidad Marítima Internacional, pese a los vacíos jurídicos existentes, tanto en los ordenamientos interno de los Estados, como en el Derecho internacional, no ha permaneció impasible o inmovible, ya que reconoce, de forma sostenida, la importancia del desarrollo a nivel mundial de estas infraestructuras, asimismo, admite los riesgos emergentes que han generado y que se puede generar en esta industria extractiva. En este sentido, existen varios antecedentes de regulación, que, si bien no tuvieron éxito, constituyen hoy por hoy un esfuerzo en función de los objetivos.¹³

En primer lugar se debe mencionar la Convención conocida por sus siglas en inglés como CLEE (Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage Resulting from Exploration and Exploitation of Seabed Mineral Resources) o la Convención sobre responsabilidad civil por daños resultantes de la contaminación por hidrocarburo derivada de la explotación y exploración de recursos minerales ubicados en el fondo del mar,

13 Blanco Maria Grazia. Propuesta realizada en nombre de la AVDM, ante el Comité Marítimo Internacional 2016.

realizada en Londres, en el año de 1976, quien estableció sistemas alternativos de responsabilidad limitada e ilimitada. Cabe resaltar que, aunque nunca entro en vigencia, su importancia debe registrarse, tomando en cuenta el trabajo ejecutado.

Es importante comentar que para subsanar la situación que se ha originado con el tema de las Plataformas móviles, por su desregulación a nivel mundial, el Comité Marítimo Internacional (CMI), ha venido analizando la posibilidad de extender los términos de las Convenciones existentes a las Plataformas Móviles Costa Afuera, pero también ha estado trabajando en la elaboración de una convención, adoptando su primer proyecto sobre “Offshore Mobile Crafts”, en el año 1977, en Río de Janeiro, el cual fue presentado ante el Comité Marítimo Internacional. Pero debemos afirmar, como un hecho desafortunado que el mismo no fue tratado en la Organización Marítima Consultiva Intergubernamental, antecesora de la actual OMI. Igualmente y con posterioridad, en la Ciudad de Sídney, Australia, en la Reunión del Comité Marítimo Internacional celebrado, en octubre de 1994, se actualizó el borrador de 1977, pero este corrió con la misma suerte del anterior y no fue aceptado por el Comité Legal de OMI.

El Comité Marítimo Internacional, en un esfuerzo regulador, adopto el Protocolo de 1988 para la Represión de Actos Ilícitos Contra la Seguridad de las Plataformas Fijas emplazadas en la Plataforma Continental, y luego en 1989 la Organización Marítima Internacional (OMI), adoptó el denominado Código MODU, cuyo efecto práctico consiste en extender la aplicabilidad de las Convenciones sobre Francobordo y SOLAS a las plataformas perforadoras móviles, pese a que las mismas estaban originariamente diseñadas exclusivamente para buques. Además, las Convenciones OPRC de preparación, respuesta y cooperación respecto a incidentes de contaminación por hidrocarburos y sustancias nocivas y peligrosas incluyen expresamente a las plataformas costa afuera fijas o móviles.

Dentro de los acuerdos regionales que se han establecido podemos mencionar:

- **OPOL:** que está referido a la responsabilidad objetiva solidaria y limitada a 250 millones de USD por evento, garantizados por operadores del área.

- **Tratado de río de plata 1973.** Donde tenemos como partes a Argentina – Uruguay. Y este tratado básicamente se refiere a contaminación y a las medidas que deben ser tomadas, incluso hay zonas donde prohíben actividades contaminantes.
- **Convención de Abijan 1981, Protocolo de 1985 (protección y desarrollo ambiente marítimo)** este se enfoca solo en aspectos técnicos e invita a los Estados a crear normativa interna.
- **Convención OSPAR: protección del ambiente marino del atlántico noreste de 1992.** En su anexo III habla de contaminación originada por la industria costa afuera.
- **Protocolo para la protección del mar mediterráneo contra la contaminación resultante de la exploración y explotación de la plataforma continental y el fondo del mar y su subsuelo.** Fue adoptado en octubre 1994. Y es el primer instrumento internacional dedicado únicamente al tema. Entró en vigor en el 2011, pero ha tenido escasas ratificaciones.

Para confirmar que, si se han establecido trabajos particulares impulsados por Estados interesados en una regulación internacional, vamos a destacar la labor de la Asociación Canadiense de Derecho Marítimo, quien, en 2001 produjo un proyecto muy completo, que abarcó desde propiedad, registración, privilegios, hipotecas, jurisdicción civil y penal hasta aspectos de asistencia, contaminación y responsabilidad por derrame.

Efectivamente la Asociación Canadiense, al no estar de acuerdo con los bosquejos de Río y de Sídney, trabajo por presentar un proyecto más completo y conteste con los principios adoptados por el grupo internacional de trabajo del CMI, los cuales debemos recordar en esta ocasión y tomar en cuenta, como ciertos, a la hora de establecer los presupuestos que deben informar cualquier convención o acuerdo que tenga por objetivo la regulación de las plataformas costa afuera.

- Compatibilidad de la normativa con la Convención de las Naciones Unidas sobre el derecho del Mar. (UNCLOS).
- La expansión de las plataformas costa afuera, considerando que dichas actividades se desarrollan dentro de áreas marítimas del mundo,

donde no hay Convenciones Regionales, por lo que se, enfatiza la necesidad de reglas con uniforme aplicación.

- Cualquier régimen de plataformas costa afuera, debe reconciliar potencialmente los intereses entre las competencias de los Estados y partes interesadas, incluyendo Estados costeros, Estados bandera, Estado de domiciliación de los operadores, trabajadores, Industria Inversionista, Prestamistas y Aseguradores.
- Un régimen de plataformas costa afuera debe ser consistente con otras convenciones marítimas internacionales, excepto con aquellas donde las responsabilidades y operaciones de la plataforma costa afuera sean distintas o marcadamente diferentes a la de los buques, ya que, en este caso, y solo en este caso, necesitan reglas internacionales distintas.
- Los principios de soberanía y economía de los Estados y su desarrollo económico deben ser tomados en cuenta junto con las obligaciones internacionales de los Estados con el medio ambiente. Así mismo, el Estado con sus ciudadanos y con los nacionales de otros Estados, con la seguridad y efectivamente, del Estado con la necesidad de compensación con las personas que resulten afectadas o con los daños a la propiedad que puedan registrarse. Igualmente, se establece la necesidad de un apropiado sistema legal de ambiente de trabajo en esta industria.
- Los acuerdos entre dueños, operadores costa afuera, y otras partes interesadas, incluyendo Estados costeros, deben ser respectivamente sujetos a una propia protección del ambiente y a las previsiones relevantes de UNCLOS.
- Reconociendo la rapidez de la evolución comercial y tecnológica de los sistemas internaciones de la industria de plataforma costa afuera, un régimen de plataforma costa afuera debe ser suficientemente flexible para adaptar futuros desarrollos económicos y tecnológicos, y en cambio de proponer detalladas reglas prescriptivas hay que enfocarse en los estándares y objetivos.
- Los Estados costeros no deben exponer irracionalmente a los Estados vecinos a ningún tipo de riesgos o daños a su ambiente como resultado

de la acción o inacción con respecto a las unidades de plataforma costa afuera.

Estos lineamientos ciertamente son básicos y en principio suficientes para orientar una posible regulación nacional, regional o internacional.

Al revisar el Proyecto canadiense, denominado "Convención sobre Unidades de plataforma Costa afuera, islas artificiales y estructuras relacionadas con el uso en la exploración y explotación de petróleo en el suelo marino y recursos minerales". Encontramos en la doctrina que se cierne sobre este excelente trabajo, afirmaciones que no deben pasar desapercibidas en esta oportunidad, y es que efectivamente, se ha determinado que la *Ley Marítima debe ser universal por razones de certeza y predictibilidad, así como para la facilitación del comercio y para evitar disputas y conflictos de leyes,...* Principio que no pierde vigencia a la hora de considerar una normativa Internacional sobre plataformas costa afuera.

Pero además se deja sentado que se deben establecer reglas uniformes para la regulación de ciertos temas, para la protección de aquellos que están ligados con las actividades de plataforma costa afuera y para la protección y preservación del ambiente marítimo, navegación y Estados Costeros que son potencialmente afectados por esas actividades costa afuera.

Igualmente, quienes han elaborado este proyecto creen que esto será alcanzado de forma segura, a través de esta Convención por cuanto incluye, todas las unidades de acción costa afuera y las estructuras en todos los modos de operación incluyendo islas artificiales permanentes. Además, encontramos, que con especial vehemencia se establece, la necesidad de reconciliación entre los intereses de los Estados y los participantes en las actividades costa afuera. Punto focal de toda esta materia.

En este Proyecto se confirmó que la misma debía ser consistente con los principios establecidos en la Convención del Derecho del Mar de la Organización de Las Naciones Unidas de 1982, además que los principios de los Estados sobre soberanía y autonomía en el desarrollo económico, al igual que la obligación internacional de los Estados de evitar daños al medio ambiente de otros Estados, debía ser prioritaria. Y así mismo,

reconoce el atractivo de la evolución económica y tecnológica de las actividades de plataforma costa afuera.

Uno de los supuestos que ha sido sostenido con claridad y que se presenta como trascendental en esta Convención o proyecto de Convención, es el hecho, que los Estados costeros no deben irracionalmente exponer a Estados vecinos o áreas comunes de mar a peligro de daños al ambiente, como resultado de la acción o inacción con respecto a las actividades de plataforma costa afuera, islas artificiales o actividades conexas a estos.

Dentro de los puntos más destacados a resaltar, en esta normativa, está el hecho de que establece una serie de definiciones importantes de ser revisadas. En efecto, en el Artículo 1, entre las más importantes encontramos:

- **Islas artificiales:** quiere decir una estructura o instalación rígida permanentemente fijada al suelo marino y usada o pretende ser usada para actividades económicas, incluyendo cabezas de pozo y equipo asociado, pero no debe incluir (pipelines) o instalaciones formadas por dragado natural o llenado de orígenes naturales.
- **Trabajador de unidad costa afuera:** quiere decir cualquier persona empleada o comprometida de forma contractual con actividades en cualquier capacidad en la operación de plataformas costa afuera o islas artificiales.
- **Ocupante de unidad costa afuera:** debe incluir cualquier persona natural a bordo de la unidad costa afuera o isla artificial por cualquier propósito legal, incluyendo a un trabajador de unidad costa afuera.
- **Asimismo,** definiciones sobre Estado costero, Mar territorial, Plataforma continental, Actividades económicas, Zona Económica exclusiva, Licencia, Unidad costa afuera, Dueño, Contaminante, Petróleo.

En el Artículo 2, se nos desarrolla el tema de la aplicación:

2.1 Esta convención aplica a todas las unidades costa afuera, islas artificiales y anexos relacionados para su uso en la zona económica exclusiva adyacente a la plataforma continental en la extensión de un Estado parte que podría ejercer funciones jurisdiccionales sobre la plataforma continental consistentemente con UNCLOS.

2.2 Los Estados partes de esta convención podrían extender la aplicación de esta convención o partes de este, a su Mar Territorial o Aguas interiores.

2.3 Esta Convención se extiende a islas artificiales o componentes de este, mientras este en tránsito desde el lugar de construcción a un lugar tentativo de instalación, en tránsito entre lugares destinados a instalación, o en el proceso de ser salvado o removido, en el tiempo que sus elementos son traídos hasta tierra o que son legalmente desechados.

En el Artículo 8 referido a Seguridad, se establece que los dueños deben mantener una garantía y calidad en el manejo y en las operaciones para las islas artificiales y anexos relacionados compatibles con el ISM CODE, aplicables a la plataforma costa afuera.

Los Estados están en la obligación de asegurarse que el dueño u operador de la isla artificial y demás equipos relacionados, mantenga unas operaciones de calidad y apropiadas para el tipo de estructura y operaciones que realiza, además, que sea compatible con los principios de seguridad y calidad generalmente aceptados.

El Estado bandera debe asegurarse y requerir que el operador de cada unidad designe una persona que comande la unidad, con autoridad para navegación y seguridad sobre todos los trabajadores y ocupantes de la unidad, para garantizar las actividades económicas que se realizan. Pudiendo así, dirigir operaciones con seguridad. Sin hacer referencia al dueño de la unidad o la autoridad gubernamental.

Los Estados partes deben proveer para un adecuado estándar de desarrollo de actividades costa afuera, entre otros, la prevención de colisión, uso de grúas, control y prevención de contaminación, así como servicios de bomberos, helicóptero. Búsqueda y rescate. etc.

También deben mantener un sistema para inspección de materiales de construcción e inspecciones periódicas para asegurar la calidad de las instalaciones y calificaciones de los operadores.

El Estado parte debe asegurarse que el capitán o comandante de la unidad reporte cualquier irregularidad que ocurra en la unidad al Estado costero.

Las partes en los acuerdos deben tener un plan para investigación de los accidentes, en los cuales las partes puedan enviar observadores calificados para el estudio de cualquier irregularidad.

En el Artículo 9 referido a unos de los puntos más importantes como es el Salvamento, se prevé que los Estados Costeros o Estados bandera deben exigir que los operadores tengan un plan de salvamento. En este plan se debe prever cualquier accidente que cause contaminación relacionadas con las actividades que desempeña la unidad.

Los Estados costeros en los cuales se encuentra la unidad costa afuera deben asegurarse de que, la persona a cargo de la unidad costa afuera, reporte sin demora cualquier accidente o percance que se origine en la unidad. El Estado debe tener o establecer un sistema nacional para pronta respuesta a estos reportes.

En cuanto a contaminación el Artículo 11 señala: ***Contaminación es pérdida o daño causado al exterior por una descarga de un contaminante e incluye el costo de medidas preventivas y futuras pérdidas o daños causados por medidas preventivas.***

Aplica a contaminación y daños causados por plataforma costa afuera islas artificiales y anexos relacionados, en cualquier momento y a emisiones o descargas de reservas naturales u otras formaciones geológicas durante el desarrollo de actividades económicas y por causa de estas.

Para finalizar este breve análisis, en cuanto a responsabilidad por daño causado por la unidad por la isla artificial o por los anexos, se establece que esta recae sobre el dueño. El licenciatario debe ser responsable por contaminación o daño causado por emisiones o descargas de contaminantes de la reserva u otras formaciones geológicas. Si tienen más de un dueño esta responsabilidad debe ser conjunta. No debe atribuírsele responsabilidad al dueño o licenciatario si se demuestra que el daño fue causado por un acto de guerra, hostilidades, guerra civil insurrección o fenómenos naturales que sean inevitables y de carácter irresistible.

Si se demuestra que la causa del daño fue ocasionada por la persona que sufrió el daño o por omisión o negligencia de esta, el dueño o licenciatario podría ser exonerado en parte o totalmente de las responsabilidades.

No deben reclamarse daños por contaminación que no estén acordes con esta convención. No se pueden hacer reclamos contra los empleados o agentes del dueño o licenciatario. Un licenciatario responsable por contaminación o daño bajo este Artículo no debe tener ningún derecho a recurso.

Consideramos, que este texto debe tenerse en cuenta al momento de querer alcanzar un Proyecto de Regulación de Plataformas Costa Afuera en Venezuela. O si se quiere, apoyar algún trabajo de Convención Internacional que se haya realizado hasta el momento. Para la fecha este proyecto, es el más completo y pudiera servir de partida para una Convención regulatoria en materia de Plataformas Costa Afuera.

Siguiendo, con nuestra tarea de subrayar los esfuerzos que se han realizado a nivel mundial en relación a Plataformas offshore, debemos resaltar, los resultados de la Conferencia llevada a cabo en Beijing, China, por el Comité Marítimo Internacional, en Octubre de 2012, y donde se resolvió, sin oposición por parte de delegación alguno, constituir un Grupo Internacional de Trabajo con miras a analizar la conveniencia de elaborar una Convención Internacional que regule la actividad extractiva de hidrocarburos Costa Afuera.

Igualmente, debemos comentar el XVII Congreso del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo, que se realizó, en Río de Janeiro en noviembre en 2012, jornada que estuvo vinculada con la explotación de los hidrocarburos en la Zona Económica Exclusiva y como dice nuestro apreciado Dr. Radovich, *...se habló muy ingeniosamente de la “Amazonia Azul”- y en la plataforma continental.*

Dándole fortaleza a los trabajos que se había realizado hasta la fecha, el 9 de febrero de 2015, el Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo, presento ante la Organización Marítima Internacional, una solicitud basada en la necesidad de establecer una Convención Internacional con miras a la regulación de la actividad extractiva costa afuera, efectivamente, mediante un documento redactado por el Dr. Jorge Radovich, miembro del Instituto y Consejero Ejecutivo de la CMI.

Ciertamente, el Dr. Radovich, presentó a la Coordinadora del Comité de Organizaciones Internacionales del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo (IIDM) a cargo de la Sra. Fabiana Martins, y al Presidente para ese momento del IIDM, el Dr. Luiz Roberto Leven Siano, quien aprobó presentación de esta propuesta, en el Centésimo Segundo período de sesiones del Comité Jurídico de OMI (2015).

Los aspectos más importantes son recogidos y resaltados a continuación, y consideramos que ha sido una propuesta esencial para organizar nuestros objetivos y para tener una visión robustecida, que nos permita determinar hacia donde debemos dirigirnos y que debe privar al momento de nuestras recomendaciones.

Como revela el documento presentado por el Dr. Jorge Radovich, la actitud contraria a la elaboración de un Convenio Internacional por parte de algunos Estados y de la OMI se vio conmovida por dos importantes siniestros. El primero fue el de la Plataforma DEEPWATER HORIZON, que ocurrió, en abril 2010, en el Golfo de México, frente al Estado de Luisiana. Efectivamente en esa oportunidad, explotó y se incendió esta infraestructura, causando once muertes y un colosal derrame que duró 87 días hasta que pudo ser obturado. La Plataforma operaba en aguas de aproximadamente 1.500 metros de profundidad y taladraba a 2.700 metros, a 66 kilómetros de la costa de Luisiana. La Plataforma se hundió el 22 de abril de 2010. Se estima que la fuga de crudo fue de entre 700 y 780 millones de litros, y el vertido afectó seriamente el litoral de cuatro Estados de Norteamérica: Luisiana, Mississippi, Florida y Alabama, y también a la costa mexicana. Como era explotada por British Petroleum (BP) existió solvencia económica suficiente para hacer frente a los reclamos, no obstante BP, no tenía asegurada la Plataforma. Como señala el especialista Jorge Radovich, *....El autoseguro es una característica que se extiende en la industria. Sin embargo, como se puede leer en diferentes informes, aún hay reclamaciones presentadas por nacionales mexicanos que no han sido decididas todavía por la Justicia.*

Y el segundo caso, no desarrollado en la web, como el primero, pese a su importancia jurídica tomando en cuenta que se trató de una contaminación transfronteriza. Es el siniestro de la Plataforma MONTA-

RA, quien, en el 2009 era operada por una petrolera de Tailandia y esta, taladraba en un pozo cuando se produjo una explosión y se liberó gran cantidad de crudo. Estaba instalada en la Zona Económica Exclusiva de Australia, pero no afectó a este Estado sino a Indonesia. La MONTARA estaba ubicada en aguas de unos 77 metros de profundidad y perforaba a una profundidad de 2.500 metros. Derramó durante 74 días afectando a la costa de Indonesia. Como Señala el Dr. Radovich, al no tratarse de un operador de primer nivel como en el caso anterior,... ***no se abonaron las reclamaciones en forma satisfactoria para los damnificados.***

Creemos que con gran fuerza se evidenció por un lado la ausencia de una regulación y por la otra, la importancia de una Convención que establezca un Fondo para afrontar esa clase de reclamos por contaminación transfronteriza, o de un seguro obligatorio suficiente, que asegure la indemnización rápida y correcta de los perjudicados por un derrame provocado por la industria extractiva.

Estos hechos de consecuencias graves, sin duda alguna dieron lugar a que, en 2012 Indonesia, planteara esta peligrosa situación, ante el Comité de Seguridad Marítima de la Organización Marítima Internacional. En esa oportunidad, se informó que este documento debía dirigirse al Comité Legal, dado su contenido. Cuando se llevó al Comité Legal, existieron posiciones controvertidas en relación con el asunto planteado. Sin embargo, debemos destacar, que Indonesia, ha mantenido en el tiempo, la imperiosa necesidad de un instrumento internacional que regule la materia in comento. Incluso organizó una Conferencia en Bali en 2011 buscando avanzar hacia una Convención Internacional que garantice la indemnización de contaminaciones transfronterizas.

Como evento relevante a destacar en este informe, debemos reseñar la Centésima Sesión del Comité Legal de la OMI, que se celebró en Londres, entre el 15 y el 19 de abril de 2013. Escenario que sirvió para analizar estos temas. Y donde se concluyó, citamos textualmente:

- No existe la necesidad imperiosa de preparar un tratado internacional sobre la actividad offshore;

- El objetivo debe ser asistir a los Estados para que alcancen acuerdos bilaterales o regionales creando talleres de trabajo o grupos consultivos;
- No hay necesidad de que la OMI se involucre directamente en ello, lo que podría demorar los acuerdos bilaterales o regionales;
- Los Estados que hayan ratificado acuerdos bilaterales o regionales deberían ofrecer asistencia a aquellos otros que busquen alcanzar el mismo objetivo;
- Deberían considerarse los principios establecidos en el documento LEG 100/13/2, que refleja la normativa de las Convenciones CLC y Fondo de 1992 y la Bunkers;
- En los aspectos ambientales deben tenerse presentes los Arts. 192, 194 y 197 de la CONVEMAR15.

Ciertamente en esta oportunidad, OMI descarto la posibilidad de apoyar una Convención Internacional y por supuesto desalentó a muchos. Sin embargo, dentro de los trabajos que se establecen como de gran importancia, en este intento por alcanzar el objetivo, se incluye el Simposio organizado por la Asociación Irlandesa de Derecho Marítimo, que se realizó en Dublín en octubre de 2013. Y donde se destaca la participación de la Dra. Rosalie Balkin, quien ha tenido una dilatada actuación en el Comité Legal de la OMI, y que aprovecho la oportunidad para fundamentar aún más, la posición tomada por la OMI en Londres. Dentro de las razones esgrimidas encontramos que la regulación de la actividad offshore no forma parte de los fines de la OMI, lo que se desprende de su propio Convenio Constitutivo. Para ello, se citó en la intervención, el Artículo 1, referido a las finalidades de la Organización. Y efectivamente se subrayó que dentro de los objetivos que tiene organismo internacional: esta: a) ***Establecer un sistema de colaboración entre los Gobiernos en materia de reglamentación y prácticas gubernamentales relativas a cuestiones técnicas de toda índole concernientes a la navegación comercial internacional, y fomentar la adopción general de normas para alcanzar los más altos niveles posibles en lo referente a seguridad marítima y a eficiencia de la navegación;...***

En este punto debemos citar, los acertados comentarios del Dr. Jorge Radovich, los cuales surgieron como consecuencia de las opiniones emitidas por la Dra. Balkin. Y es que, efectivamente, nuestro trabajo trata de asistir, apoyar y soportar aquellos esfuerzos que se están haciendo en pro de una regulación internacional.

Para el Dr. Radovich:... *Es cierto que el instrumento se centra en la navegación comercial internacional y en la prevención y compensación de la contaminación desde buques, y que no encontramos mención alguna en el mismo a la explotación de hidrocarburos costa afuera. Mas debe tenerse en cuenta que el mismo es de 1948, época en la cual dicha actividad tenía un desarrollo embrionario, y que en el presente existe una conciencia ecológica y conservacionista que no existía al momento de la adopción del mismo.*

Esta interpretación es, a nuestro juicio, contradictoria con los objetivos centrales que la OMI consigna en su página web, y que se hallan plasmados en su propio logo -que consisten en mejorar la seguridad marítima y propender a limpieza de los mares- especialmente en lo que respecta a contaminación por hidrocarburos.

Pensamos que permitir la proliferación de artefactos costa afuera y de sus embarcaciones auxiliares y de servicio sin estándares exigentes no propende precisamente a la seguridad de la navegación, y que la carencia de un régimen internacional de prevención, contención y limpieza de los derrames de hidrocarburos provocados por artefactos costa afuera no coadyuva precisamente a que los mares se encuentren más limpios.

Como hemos podido corroborar dentro del análisis que realizó la Dra. Balkin, se tomó en consideración el estudio y/o la consideración de aspectos jurídicos relativos a la definición de buque en las convenciones internacionales. Pero ciertamente compartimos las tesis del especialista in comento, que concluye de manera acertada que el tema en discusión, *no es un problema estrictamente jurídico, sino que se trata de una cuestión política: los Estados no quieren resignar su soberanía sobre las plataformas continentales y Zonas Económicas Exclusivas y se resisten a suscribir un convenio internacional relativo a la actividad Offshore*

que entienden limitarían sus facultades jurisdiccionales sobre dichas áreas.

Es importante destacar que la Rama Argentina del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo, ha seguido insistiendo, y en tal sentido, organizó unas Jornadas en junio de 2013, que incluyeron el tratamiento del tema, y a este esfuerzo se unieron las Asociaciones argentina y uruguaya de Derecho Marítimo.

Se puede decir con responsabilidad que la República de Uruguay se ha está preparando con seriedad y profesionalidad en el proceso de regular el otorgamiento de sus primeras licencias de exploración y explotación del gas e hidrocarburo que podrían encontrarse en su Zona Económica Exclusiva y plataforma continental, vecina a la brasilera cuya riqueza en la materia es harto conocida.

Asimismo, la Asociación Irlandesa de Derecho Marítimo conto con el auspicio del CMI y en octubre de 2013, celebró un Simposio con un panel de destacados especialistas que efectivamente logro atraer la atención de los presentes.

Debemos reconocer que lo mismo ha ocurrido en el Congreso del Instituto Iberoamericano de Estudio Marítimo organizado conjuntamente con la Asociación Norteamericana de Derecho Marítimo en Fajardo, Puerto Rico, en noviembre de 2013, y también en el Congreso celebrado en Lisboa en 2014. Donde se requiere destacar: que hubo cuatro ponencias sobre plataformas offshore, que estuvieron referidas a contratos offshore, conflicto de leyes y jurisdicción, Cuál será la definición de Buque y Competencia de la OMI en una Convención Offshore. En esta oportunidad el Dr. Luis Cova Arria, propuso la creación de una ley Modelo Marítima e Iberoamericana sobre Plataformas Costa Afuera.

Entre otros escenarios donde se ha discutido el tema está el Seminario sobre la actividad Offshore que se celebró, en Estambul en junio de 2015 y que fue organizado por el CMI.

Dentro de las consideraciones que debemos hacer dentro de este trabajo, están dos importantes informes sobre la materia, que se publicaron en febrero el 2015: El primero de ellos es uno del IDDDRI titulado “Seeing

beyond the horizon of deepwater oil and gas: Strengthening the international regulation of offshore exploration and exploitation”. Este documento contiene un realce de los convenios internacionales, multilaterales y bilaterales que regulan la actividad extractiva costa afuera. Y el segundo, es el de la Comisión Europea, quien publicó un informe preparado por la Universidad de Maastricht titulado “Civil Liability and Financial Security for Offshore Oil and Gas Activities”. Este informe sugiere que los Gobiernos deben promover fondos específicos aportados por la industria para financiar un sistema de compensación de los daños causados por la misma.¹⁴

La Comisión Europea ha dado a conocer también un informe preparado por Bio by Deloitte llamado “Civil liability, financial security and compensation claims for offshore oil and gas activities in the European Economic Area.” Este estudio concluye que en todos los Estados Europeos no existen regímenes que regulen la responsabilidad por daños transfronterizos causados por contaminación proveniente de la industria extractiva costa afuera, ni esquemas para la rápida compensación de los mismos, y ninguna garantía de que el responsable tenga solvencia para afrontar el pago de los mismos. Ello confirma la vigencia del tema de plataformas costa afuera. La preocupación sobre sus daños emergentes se ha incrementado en el tiempo. La comunidad marítima está alarmada por las alteraciones que en el ambiente se puede registrar producto de las explotaciones de gas e hidrocarburos.¹⁵

Para ir tratando de registrar poco a poco cuales son los aspectos que requieren ser atendidos en una futura normativa, vamos a resaltar otras consideraciones que han realizado, algunos abogados nacionales, como el Dr. Gustavo Omaña Pares, quien afirma:... ***una plataforma se considera buque o accesorio de navegación, pero su destino es diferente al transporte acuático pues son, en última instancia unidades de producción, o sea, no son buques mercantes. Siendo así, no le es aplicable el ré-***

14 Radovich, Jorge La frustración de una Convención Internacional regulatoria de la contaminación transfronteriza procedente de la actividad extractiva costa afuera en el marco de la Organización Marítima Internacional (OMI) 2018.

15 Radovich, Jorge La frustración de una Convención Internacional regulatoria de la contaminación transfronteriza procedente de la actividad extractiva costa afuera en el marco de la Organización Marítima Internacional (OMI) 2018.

gimen especial establecido en la Ley Orgánica del Trabajo, para los Trabajadores, pues aun cuando las condiciones de vida son similares, por no decir idénticas, entre los trabajadores que laboran a bordo de buques mercantes, y en las plataformas acuáticas, el legislador únicamente amparó a los integrantes de las dotaciones mercantes. Pero independientemente que las actividades en las plataformas costa afuera no estén reguladas por el régimen especial para el transporte marítimo, fluvial y lacustre previsto en la Ley Orgánica del Trabajo, los Trabajadores, de buque deben cumplir muchas veces, con lo que establece la Ley, donde se instituye, que el Instituto Nacional de los Espacios Acuáticos tiene que exigir que el personal que trabaja en las plataformas, tenga los cursos mínimos de seguridad, que las unidades cumplan con una tripulación mínima, que se acaten los porcentajes mínimos de trabajadores venezolanos y, en general, que se cumplan todas las disposiciones que correspondan a las dotaciones de buques.

Para el Dr. Juan José Bolinaga, *hay que considerar unos puntos fundamentales en cualquier Convención sobre plataforma. Y es que necesariamente debería establecerse el abanderamiento obligatorio. Y por otro lado, involucrar un poco más a las Sociedades de Clasificación, a los fines de que sean estas las que puedan garantizar unas condiciones óptimas para su operación y navegación.*

3. Conclusiones y recomendaciones:

el tema de la Plataformas es sin duda algo complejo, ya que, hasta la fecha, no existe un concepto sobre plataforma que resuelva la dualidad que se presenta con ellas, tomando en cuenta que estas pueden navegar, aunque su objeto no es el transporte marítimo, sino la exploración y explotación de recurso ubicados en el fondo marino.

Por lo tanto, debemos concluir que efectivamente hay que trabajar sobre muchos tópicos. Que hemos resaltado a lo largo de este trabajo pero que vamos a resumir para finalizar.

La Organización Marítima Internacional, parafraseando al Dr. Radovich, *cuenta con una gran experiencia relativa a derrames provenientes de buques tanque, y las exitosísimas Convenciones CLC y*

Fondo, por lo tanto, esta Institución está en inmejorables condiciones para organizar y promover una Convención Internacional que se financie con los aportes de la industria extractiva costa afuera. Y en este sentido, debemos hacernos eco de la solicitud que el IIDM, realizó sin éxito. Por lo que debemos apoyar nuevamente una solicitud de una convención internacional auspiciada por el Comité Marítimo Internacional.

Aunque la decisión del Comité Legal de la OMI en su centésima sesión comentada pareciera cerrar las puertas al trabajo sobre una convención internacional que regule la materia. Pensamos que aún queda mucho trabajo por hacer con la finalidad de vencer los obstáculos.

Si bien es cierto, que se deben considerar los acuerdos bilaterales o regionales, que se verifiquen en relación a este tema, también debemos estar claros que los criterios, estándares, exigencias y niveles de compensación pueden ser muy distintos, lo que puede ser un obstáculo para la uniformidad que se requiere en temas relacionados con el Derecho Marítimo y del Mar, incluyendo el aspecto ambiental.

Es fundamental atender y regular la contaminación transfronteriza originada en la actividad extractiva costa afuera.

Otro punto que debe considerarse en una futura convención es el aspecto laboral. Es urgente determinar el estatus y la disciplina a la que deben ceñirse los trabajadores de estas plataformas.

Basados en que el CMI ha constituido un Grupo Internacional de Trabajo y donde se encuentra como miembro el Dr. Jorge M. Radovich. Debemos unir esfuerzo, a los fines de apoyar los trabajos y propuestas que se han realizado hasta la fecha. Debemos dejar muy claro que Venezuela apoya la necesidad de una convención internacional que regule en forma uniforme a las plataformas costa afuera.

Hasta el momento existen tanto requerimientos prácticos, como opiniones institucionales y doctrinarias que alientan a trabajar en el diseño de una convención internacional que unifique la regulación de la actividad extractiva offshore, de modo que puede y debe plantarse un trabajo serio que desarrolle o apoye regulaciones o propuestas existentes.

Venezuela en el CMI celebrado en Nueva York en el 2016, presento como hemos visto una postura concreta en relación a la necesidad de una regulación internacional sobre plataformas costa afuera, pero aquí no se agota el trabajo, por el contrario debemos tratar de concientizar a nuestras instituciones públicas, gobiernos y jefes de Estado, sobre el problema que se genera por la falta de una regulación adecuado a nivel nacional sobre las plataformas offshore, así como la desregulación que aqueja al sistema internacional sobre esta materia. Aclarando que los vacíos legales son importantes y pueden ser una complicación en cualquier momento para cualquier Estado, tomando en cuenta, por ejemplo, que en la Convención de Salvamento de 1.989, se excluye las unidades de perforación y plataformas offshore. Por lo que su normativa no aplica a las plataformas fijas o flotantes o a unidades de perforación movibles offshore cuando se encuentran fijas al lecho marino realizando labores de exploración, explotación o producción de recursos naturales. Igualmente, en la Convención de Responsabilidad Civil por daños causados por contaminación de petróleo (CLC Convención de 1.969 y su Protocolo de 1.991). No se aplican a los derrames de petróleo si las plataformas se encuentran ancladas. Solamente, seria aplicables sus disposiciones sí y solamente si, hay traslado de petróleo para ser descargado a otro lugar. En conclusión, no hay ningún instrumento internacional que cubra la responsabilidad y compensación por daños que surgen de operaciones offshore.

En cuanto a la responsabilidad, debemos enfatizar que, si bien es cierto, que este aspecto está cubierto por los acuerdos privados celebrados entre el Estado y las empresas petroleras que ejecutan los trabajos. Entonces, se requiere que a nivel interno se desarrolle de manera urgente una legislación interna para regular y controlar estas operaciones. Sirviendo de soporte a cualquier regulación que sobre el particular se pueda alcanzar con carácter universal.

Es importante resaltar que, en medio de todo este esfuerzo, los Estados han venido reclamando su exclusiva competencia y soberanía para regular la actividad extractiva que se realiza en las plataformas costa afuera. Por considerar que estas están directamente vinculada a sus espacios acuáticos y por ende a la soberanía y jurisdicción que sobre ellos se ejercen. Esto se ha convertido en el corolario, que fundamenta la negación que se ha evi-

denciado frente a los intentos de los Organismos internacionales de lograr un convenio con alcance universal.

A nivel regional, en Latinoamérica, encontramos que esta posición ha sido defendida enérgicamente tanto por Brasil, Argentina, Venezuela y sería compartida por otras naciones de la región. Asimismo, hemos observado que se mantiene, el criterio de que la OMI no tiene competencias en relación con la regulación de la actividad extractiva de hidrocarburos costa afuera.

Pensamos que estas posiciones limitativas, como bien señala el Dr. Jorge Radovich, se vinculan con perspectivas políticas, ideológicas y de soberanía estatal que influyen en la OMI, desalojando la posibilidad de abonar un camino que se sostenga en fundamentos moderno y con atención al criterio ambiental.¹⁶

Para concluir es importante resaltar que la normativa de las plataformas acuáticas en la República Bolivariana de Venezuela es deficiente. De allí que nuestra doctrina sea escasa o casi inexistente. Por lo tanto, urge una Ley Nacional sobre Plataformas Costa Afuera. Por eso, hemos debemos trabajar sostenidamente en un proyecto que regule a las Plataformas Offshore a nivel interno, pero además que apoye los trabajos que se han realizado en favor de una Convención Internacional sobre esta materia. Igualmente, desde el Consorcio Costa Afuera seguimos uniendo voluntades, para fortalecer la discusión y el conocimiento sobre la actividad extractiva en nuestro país, así como la necesidad de una regulación efectiva sobre plataformas offshore a nivel nacional, regional e internacional.

Consideramos que trabajar en una regulación nacional, no debe limitar la labor y el esfuerzo que se debe hacer a nivel mundial, con el objeto de lograr una Convención Internacional, ya que sus propósitos normativos o jurídicos no son excluyentes. Si bien es cierto, que hay aspectos que deben ser regulados por una Ley interna, no es menos cierto, que hay aspectos que deben normarse por una Ley de alcance universal, como, por ejemplo, la contaminación transfronteriza.

16 Radovich, Jorge La frustración de una Convención Internacional regulatoria de la contaminación transfronteriza procedente de la actividad extractiva costa afuera en el marco de la Organización Marítima Internacional (OMI) 2018.

Bibliografía

Blanco Maria Grazia. *Régimen Legal de las Plataformas Costa Afuera* 2015.

Blanco Maria Grazia. *Propuesta realizada en nombre de la AVDM*, ante el Comité Marítimo Internacional 2016.

De Man, Marc: Montreal, Canadá, en el *IX Congreso del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo*.

Fernández Concheso, Aurelio: *Conferencia del Régimen legal de Plataformas Costa Afuera y Embarcaciones de Servicios Costa Afuera*. XVII Convención de Gas, AVPG, Caracas Venezuela 23-25 de mayo de 2.006.

IntergraphMarina, Offshore (Costa Afuera) y Construcción Naval *Diseño, construcción, y operación de instalaciones marinas y costa afuera (offshore)*, y embarcaciones.

Gaiteiro López Daniel. *Estudio comparado del Régimen Jurídico de las Plataformas Costa Afuera (Offshore)*. Trabajo especial de Grado para optar al título de Especialista en Derecho de la Navegación y Comercio Exterior. Caracas, 26 de junio de 2017

Omaña, Gustavo: Revistas de Estudios Marítimos de Buenos Aires. “Régimen jurídico de las Plataformas Acuáticas en Venezuela. Temas selectos”. Esta conferencia fue expuesta en el Primer Foro Visión Integral del Desarrollo de Gas Costa Afuera en Venezuela y publicada en www.onsa.org.ve/documentos/pdf/otros/omanarjpa.pdf

Radovich, Jorge La frustración de una Convención Internacional regulatoria de la contaminación transfronteriza procedente de la actividad extractiva costa afuera en el marco de la Organización Marítima Internacional (OMI) 2018

Sistemas Flotantes para la producción de Petróleo en aguas profundas mexicanas especialidad: Ingeniería Naval Federico Barranco Cicilia Doctor en Ingeniería con Especialidad en Estructuras Marinas. 26 de Enero de 2012

<http://www.monografias.com/trabajos92/petroleovenzuela/petroleovenzuela.shtml#ixzz5HfboRv3l> El petróleo en Venezuela.
Paola Valencia

<https://es.scribd.com/document/167028913/Los-20-Primeros-Paises-en-Reservas-de-Hidrocarburos>

Consideraciones acerca del impuesto sobre actividades económicas en la industria y servicios petroleros

Elvira Dupouy Mendoza¹

I.-Marco constitucional del Impuesto sobre Actividades Económicas en la actividad petrolera

La importancia del petróleo en la economía venezolana desde principios del siglo XX es un hecho indiscutible. La industria y el comercio de los hidrocarburos ha generado ingentes recursos al Estado, no solo derivados de la explotación de este recurso natural de carácter estratégico, sino también en virtud de los diversos tributos aplicables a la actividad². Estamos frente a una actividad fundamental para el sistema socio económico nacional y esta concepción quedó sin duda reflejada en la reserva

1 Abogada egresada de la Universidad Católica Andrés Bello en 1983. Especialización en Derecho Tributario de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Central de Venezuela. Profesora de Derecho Financiero y de Parafiscalidad de la Universidad Católica Andrés Bello y de Procedimiento Contencioso Tributario de la Especialización en Derecho Tributario de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Central de Venezuela. Presidente períodos 2007-2011 y Miembro Honorario de la Asociación Venezolana de Derecho Tributario (AVDT). Miembro del Directorio del Instituto Latinoamericano de Derecho Tributario (ILADT) períodos 2004-2016. Conferencista nacional e internacional. Miembro del Comité de Impuestos de la Cámara Venezolano-Americana de Industria y Comercio (Venamcham). Socio de la firma de abogados Rodríguez & Mendoza.

2 En efecto a la actividad petrolera se aplican una serie de tributos tales como los diversos impuestos establecidos en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (superficial, de consumo propio, de consumo general, de registro de exportación y de extracción), el Impuesto sobre la Renta, las Contribuciones Especiales por Precios Extraordinarios y Exorbitantes de los Hidrocarburos, Contribuciones Parafiscales como las establecidas en la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación, Ley Orgánica de Drogas, Ley Orgánica del Deporte, Actividad Física y Educación Física, entre otros, sin perjuicio de los impuestos municipales objeto de este trabajo en los términos aquí contenidos.

establecida en la Constitución de 1999 y otras normas del mismo texto constitucional.³

I.I.- Tradicionalmente las Constituciones venezolanas han destacado la importancia de la actividad petrolera, aun cuando no establecieran una reserva expresa como lo hace la Constitución de 1999. La Constitución de 1961, a diferencia de la vigente, no establecía dicha reserva; fue la legislación especial de la materia la que declaró la naturaleza de bienes del dominio público inalienables e imprescriptibles de los yacimientos petroleros y reservaba al Estado la actividad que posteriormente, en el año 1975, sería nacionalizada⁴. Así mismo, dicha Constitución de 1961, vigente durante la etapa de las concesiones de hidrocarburos y post nacionalización petrolera, en el numeral 8 del artículo 136 establecía como una competencia del poder nacional: “*La organización, recaudación y control de los impuestos a... de las contribuciones que gravan... las de minas e hidrocarburos...*”. Igualmente, el numeral 10 de la misma norma, establecía como competencia del poder nacional: “*El régimen y administración de las minas e hidrocarburos...*”⁵.

La vigente Constitución consagra el carácter estratégico de la actividad petrolera y establece en el artículo 12 que: “*Los yacimientos mineros y de hidrocarburos, cualquiera que sea su naturaleza, existentes en el territorio nacional, bajo el lecho del mar territorial, en la zona económica exclusiva y en la plataforma continental pertenecen a la República, son bienes del domi-*

3 En efecto, fue destacada esta concepción de la importancia de la actividad petrolera, señalando que: “*Es incuestionable que la actividad petrolera debe estar orientada al servicio de la economía, para impulsar la transformación del proceso económico, político y social, en la búsqueda del genuino desarrollo integral, orgánico y sostenido en beneficio de la población.*” PARRA LUZARDO, Gastón, *Régimen tributario petrolero y perspectivas*, “La Tributación en la Constitución de 1999”, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2001. p. 244.

4 La Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos del año 1975 establecía en su artículo 1° la reserva petrolera en los siguientes términos: “*Se reserva al Estado, por razones de conveniencia nacional, todo lo relativo a la exploración del territorio nacional en busca de petróleo, asfalto y demás hidrocarburos; a la explotación de yacimientos de los mismos, a la manufactura o refinación, transporte por vías especiales y almacenamiento; al comercio interior y exterior de las sustancias explotadas y refinadas, y a las obras que su manejo requiera, en los términos señalados por esta ley. Como consecuencia de lo dispuesto en este artículo quedarán extinguidas las concesiones otorgadas por el Ejecutivo Nacional y la extinción se hará efectiva el 31 de diciembre de mil novecientos setenta y cinco. Se declaran de utilidad pública y de interés social las actividades mencionadas en el presente artículo, así como obras, trabajos y servicios que fueron necesarios para realizarlas...*”.

5 Ver Constitución de 1961 publicada en Gaceta Oficial Ext. N° 662 de fecha 23 de enero de 1961.

nio público y, por tanto, inalienables e imprescriptibles...”, complementado con la reserva de la actividad establecida expresamente en el artículo 302, cuando señala que: “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...”.⁶ Partiendo de esta reserva constitucional, en la distribución de las competencias entre los distintos entes político territoriales que conforman la República, en el mismo sentido que la Constitución de 1961, el numeral 12 del artículo 156 vigente, en cuanto al régimen tributario, establece que es de la competencia del poder público nacional, entre otras: “La creación, organización, recaudación, administración y control de los impuestos sobre ... los hidrocarburos...”.⁷

En desarrollo de la norma constitucional, el artículo 3 de la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos igualmente se refiere a la propiedad de los yacimientos y declara que pertenecen a la República, son bienes del dominio público, y por tanto inalienables e imprescriptibles.⁸ Con relación a las actividades primarias descritas en dicha Ley y acerca de las cuales nos referiremos mas adelante, el artículo 9 de la misma Ley, establece la reserva exclusiva en lo que se refiere a las actividades primarias de exploración, explotación, recolección, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, actividad que puede realizar el Estado directamente, a través de empresas de su propiedad, filiales de éstas y por las denomi-

6 CASAS GONZÁLEZ, Antonio. *La tributación petrolera. Análisis sobre la tributación en la economía*. en “La Tributación en la Constitución de 1999”, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2001. p. 229. Sobre los artículos 302 y 303 del texto constitucional, señala Casas González lo siguiente: “dos artículos establecen lineamientos muy importantes como son: el propósito de darle preeminencia al procesamiento de los recursos naturales por encima de la exportación de materia prima; el utilizar esos recursos como instrumento para acelerar el desarrollo económico y social del país; y, el asegurar la presencia permanente del Estado en el diseño de políticas, delineación de planes y en la aprobación de los presupuestos y resultados de la empresa del Estado, pero además, claramente acepta y promueve la participación de otros mecanismos mixtos o privados en actividades del sector”.

7 Ver Constitución de 1999 publicada en Gaceta Oficial N° 36.860 de fecha 30 de diciembre de 1999.

8 Ley Orgánica de Hidrocarburos publicada en la Gaceta Oficial N° 38.443 de fecha 24 de mayo de 2006 y su Reforma Parcial publicada en la Gaceta Oficial N° 38.493 de fecha 4 de agosto de 2006.

nadas empresas mixtas, lo cual tiene especial relevancia en lo que se refiere al Impuesto sobre Actividades Económicas.⁹

Igualmente la jurisprudencia, a cuya evolución nos referiremos más adelante, tradicionalmente sobre el tema del gravamen con el para entonces llamado Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio, consideró que la actividad petrolera, tanto la realizada directamente por el Estado a través de su industria como por las empresas privadas, bajo cualquiera de las modalidades previstas en la legislación vigente para la época, en virtud de tratarse del recurso natural más importante para la nación no podía ser gravada por los entes menores, todo ello con fundamento en lo establecido por la Constitución de 1961 en los citados numerales 8 y 10 del artículo 136, en concordancia con el artículo 34, de acuerdo con el cual se establecían prohibiciones específicas a los Municipios, en los mismos términos que hoy día lo hace el artículo 183 de la vigente Constitución para Estados y Municipios.

En efecto, como veremos mas adelante, bajo la vigencia de la Constitución de 1961 y el criterio jurisprudencial imperante, siempre se consideró excluida del gravamen con el Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio la actividad petrolera, no solo la realizada por las empresas propiedad del Estado directamente, sino por las empresas privadas participantes bajo las diversas modalidades previstas en la legislación y que explotaban los hidrocarburos o eran prestadoras de servicios a la industria petrolera, bajo la interpretación generalizada en parte de la doctrina nacional y la misma jurisprudencia, de que los poderes reguladores del poder nacional, implícitamente incluían la potestad tributaria para gravar las actividades reguladas.

9 El artículo 9 de la Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que: *“Las actividades relativas a la exploración en busca de yacimientos de los hidrocarburos comprendidos en esta Ley, a la extracción de ellos en estado natural, a su recolección, transporte y almacenamiento iniciales, se denominan actividades primarias a los efectos de esta Ley. De conformidad con el artículo 302 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, las actividades primarias indicadas, así como las relativas a las obras que su manejo requiera, quedan reservadas al Estado en los términos establecidos en esta Ley”*. El artículo 9 desarrolla la norma constitucional de reserva, anteriormente establecida en el artículo 5 de la derogada Ley que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos (ley de nacionalización), la cual, específicamente con respecto al Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio (hoy Impuesto sobre Actividades Económicas), establecía que no aplicaba este impuesto a las empresas reguladas por dicha ley dedicadas a la actividad petrolera.

Ahora bien, el tratamiento fiscal de las actividades de la industria y los servicios petroleros con el hoy denominado Impuesto sobre Actividades Económicas, sufre modificaciones importantes con la entrada en vigencia de la Constitución vigente de 1999. En efecto, además de la previsión expresa de la reserva en el artículo 302, concretamente sobre la tributación, el referido numeral 12 del artículo 156 de la Constitución, establece que es competencia exclusiva del poder nacional el gravamen a los hidrocarburos, agregando en el numeral 16 que también es de su competencia: *“El régimen y administración de las minas e hidrocarburos”*.

En lo que respecta a la tributación municipal, también es fundamental tomar en cuenta, además de los límites derivados de las competencias propias constitucionalmente asignadas, que la Carta Magna también establece otros límites a la potestad tributaria de los Municipios, como son los establecidos por el artículo 183, el cual establece prohibiciones específicas a los Estados y Municipios al señalar que:

“Los Estados y los Municipios no podrán:

1. Crear aduanas ni impuestos de importación, de exportación o de tránsito sobre bienes nacionales o extranjeros, o sobre las demás materias rentísticas de la competencia nacional...”

La actividad de explotación de hidrocarburos ha sido y aún hoy día mermada, es la principal fuente de ingresos del Estado venezolano. Tráandose de una actividad de vital importancia para la nación, es perfectamente comprensible que el constituyente haya querido excluirla de la potestad tributaria de los entes locales y de los estados de la Federación, reservando al poder nacional la competencia para establecer, en forma exclusiva, los tributos que gravarán a las empresas dedicadas al desarrollo de esta actividad. VIGILANZA GARCÍA destaca cómo la actividad petrolera: *“... reporta un importantísimo porcentaje de todos los ingresos que nutren al presupuesto nacional y es ejercida en relativamente pocos Municipios del país, por lo que un impuesto que recayese sobre los ingresos brutos que reporte la venta de los hidrocarburos, atribuido a la jurisdicción municipal donde*

*se ubique el respectivo pozo, podría significar una distorsión o desequilibrio macroeconómico importante.*¹⁰

Por otra parte, sin duda afectó el tratamiento de la actividad petrolera con el Impuesto sobre Actividades Económicas, la incorporación en el texto constitucional vigente de una norma que reconoce inmunidad tributaria a los entes del Estado, la cual se consagra en el aparte del artículo 180 constitucional. En efecto, esta norma en su encabezamiento se refiere a la potestad tributaria municipal y la considera única y diferenciada de la que corresponde a otros entes político territoriales, abandonando -como lo declaró la jurisprudencia- la tesis de los poderes implícitos tributarios de la nación, como consecuencia de ostentar la competencia reguladora de la actividad. En efecto, establece dicha norma que:

“La potestad tributaria que corresponde a los Municipios es distinta y autónoma de las potestades reguladoras que esta Constitución o las leyes atribuyan al Poder Nacional o Estatal sobre determinadas materias o actividades.

Las inmunidades frente a la potestad impositiva de los Municipios, a favor de los demás entes político territoriales, se extiende solo a las personas jurídicas estatales creadas por ellos, pero no a concesionarios ni a otros contratistas de la Administración Nacional o de los Estados”.

El artículo 180 consagra dos temas que pueden ser claramente diferenciados. Por una parte, la reafirmación en nuestro criterio, de lo que es la autonomía municipal establecida en el artículo 168 de la misma Constitución y que entre otros aspectos, comprende: *“La creación, recaudación e inversión de sus ingresos”*, dentro de los cuales el numeral 2 del artículo 179 establece: *“Los impuestos sobre actividades económicas de industria, comercio, servicios, o de índole similar, con las limitaciones establecidas en esta Constitución”*. Obsérvese que el Municipio puede establecer tales impuestos, pero sujeto a los límites que la misma Constitución establece, lo que nos obliga a remitirnos a las competencias exclusivas de los otros entes político territoriales, así como a las prohibiciones contenidas en el referido artículo 183. Así lo ha reconocido la jurisprudencia en diversas decisiones, como por ejemplo en sentencia de la Sala Constitucional del

10 VIGILANZA, Adriana: *La Federación Descentralizada. Mitos y realidades en el reparto de tributos y otros ingresos entre los entes político territoriales en Venezuela*, Los Angeles Editores, C.A., Caracas, 2010, p.398.

Tribunal Supremo de Justicia, en la cual se destaca que la intención de la Constitución vigente: “no es la de consagrar la autonomía municipal con carácter absoluto sino relativo, es decir, dentro del marco de los principios y limitaciones establecidas en la propia Constitución y en las leyes nacionales y en las leyes estatales habilitadas para desarrollar el contenido de las normas constitucionales, debiendo esas leyes por sobre todo, conservar y respetar ciertos -principios rectores- establecidos en el Texto Fundamental...”¹¹

El segundo aspecto que destaca del artículo 180 es la consagración expresa de la inmunidad tributaria de creación jurisprudencial foránea en el caso *McCulloch vs Estado de Maryland*, siendo ampliamente conocido en Venezuela el trabajo del profesor CONTRERAS QUINTERO en su dictamen del año 1981 para Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA)¹², en el cual se sostiene la improcedencia del gravamen municipal en cuestión sobre las actividades realizadas no solo por las empresas del Estado, sino extensivo a las empresas privadas que realizaban actividades de prestación de servicios para las mismas como contratistas. No obstante este reconocimiento de la inmunidad tributaria, la norma constitucional delimita su alcance, para señalar que, contrariamente a lo interpretado en el pasado,

11 Sentencia N° 2.257 de fecha 13 de noviembre de 2001 de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia, citada en VILLEGAS MORENO, José Luis, *Doscientos años de municipalismo*, Universidad Católica del Táchira y Fundación Estudios de Derecho Administrativo, Caracas, 2010, p. 181

12 El profesor Florencio Contreras Quintero en el Memorándum para Petróleos de Venezuela, S.A “*La industria nacionalizada del petróleo ante la tributación municipal y su incidencia*”, hace un análisis de la inmunidad tributaria, señalando que en la sentencia dictada por el Chief Justice John Marshall de la Suprema Corte de Justicia de los Estados Unidos, se establecieron dos principios como fueron el de los poderes implícitos y el de la inmunidad fiscal intergubernamental, lo que llevó al profesor Contreras a concluir en el caso de las Empresas del Estado que, “*aún cuando vertidas en los moldes de las ‘Compañías Anónimas’, en especial aquellas mediante las cuales la industria y el comercio de los Hidrocarburos que constitucional y legalmente se ha reservado, son ‘Instrumentos de Gobiernos’ para la realización de los ‘fines del Estado’: se corresponden, totalmente, con el concepto clásico, difundido universalmente, de las ‘instrumentalities’, elaborado desde 1819 por la jurisprudencia de la Suprema Corte de Justicia de los Estados Unidos de América, bajo el fallo del Chief Justice John Marshall... agregando en el caso concreto venezolano que: “de acuerdo con los mas autorizados principios doctrinarios y jurisprudenciales, como cuestión de principio de carácter general, que no solo el Estado goza de inmunidad tributaria ante su propio ordenamiento tributario y ante los ordenamientos de la especie dictados por otros titulares de potestad tributaria; sino que todos los entes públicos, cualquiera sea la forma jurídica que revistan institutos Autónomos o empresas del estado o de otros entes suyos-, y que integran la llamada Administración Descentralizada; participan de la inmunidad tributaria del Estado, en la misma latitud que de éste goza”, aclarando que opera sólo respecto de los impuestos, no en el caso de otras categorías tributarias como tasas o contribuciones especiales.*

esta inmunidad tributaria frente a los Municipios sólo es a favor de los demás entes político territoriales y las personas jurídicas estatales creadas por ellos, pero no a concesionarios ni a otros contratistas de la Administración Nacional o de los Estados.¹³

Cabe señalar que hoy día existen discrepancias acerca del alcance que debe tener la inmunidad tributaria. Para algunos las denominadas “instrumentalidades de gobierno” deben quedar excluidas de la tributación por carecer de capacidad contributiva y por ser medios utilizados por el Estado para cumplir con sus fines. ARAUJO MEDINA, acerca de la consagración constitucional de la tesis de la inmunidad tributaria en la Constitución de 1999 señala: *“Lo que si resulta insólito es el inferir de la lectura del artículo 180... que de allí deriva la gravabilidad de la actividad petrolera desarrollada por particulares autorizados por las Leyes Nacionales y asociados necesariamente a los instrumentos de gobierno del Estado Venezolano”*, agrega el autor que:

“La no gravabilidad de la actividad petrolera por parte de los denominados entes menores (Estados y Municipalidad) en general, y en especial para aquellos que participan en la misma, distintos a los instrumentalidad de gobierno, deriva del propio texto constitucional al expresar con mediana (sic) claridad que existe una reserva absoluta y exclusiva al Poder Nacional en todo lo relativo a los aspectos normativos...”

La actividad petrolera en su conjunto es tan trascendente para la Nación Venezolana, y su sistema económico, que dentro del marco del Sistema

13 El origen del aparte del artículo 180 de la Constitución lo encontramos en los diversos reparos formulados por Municipios petroleros a empresas prestadoras de servicios a la industria petrolera nacional en aguas del Lago de Maracaibo, algunas de las cuales, bajo la consideración de que la actividad realizada en las aguas escapaba de la competencia municipal, entre otras consideraciones, no pagaban el Impuesto sobre Actividades Económicas. Esto dio lugar a una serie de recursos y particularmente destaca el Recurso de Interpretación interpuesto por ante la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia de algunos artículos, entre ellos el 180 de la Constitución de 1999, que dio lugar al abandono de la tesis de los poderes implícitos del poder nacional frente a la potestad tributaria de los Municipios. Refiriéndose a la inmunidad tributaria, parte de la doctrina nacional ha señalado que: *“Esta posición no ha encontrado mayor asidero en la doctrina y la jurisprudencia hasta el punto que la reforma constitucional llevada a cabo en 1999 estableció claramente que la inmunidad tributaria se extendía a los entes político-territoriales y a las personas estatales creadas por estos, pero declaró expresamente que no se prolonga a sus contratistas, prestadores de servicios y otros similares. De esta forma, el propio Texto Constitucional estaría estableciendo la solución ante la posición antes planteada, específicamente con respecto a la gravabilidad municipal de los contratistas del Estado”* ANDRADE RODRIGUEZ, Betty, *Tributación municipal a los hidrocarburos*, en “Temas de Tributación Municipal”, Fondo Editorial Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 2005, p. 340.

Constitucional se ha atribuido, repetimos, de forma exclusiva y excluyente a los demás poderes al Poder Nacional.

Es el Poder Nacional quien tiene el atributo de determinar las cargas que se le impone a la actividad de hidrocarburos en general...

La razón ulterior de las Finanzas Públicas en Venezuela, es la consecución del 'Governmental Take', que obedece al interés público nacional y que atañe no a una jurisdicción local, sino a la Economía de la Nación y a su SISTEMA SOCIO ECONÓMICO...¹⁴

Coincidimos con esta posición pues, aún cuando creyente de la autonomía municipal, ésta debemos interpretarla no en forma aislada, sino inserta dentro de toda una estructura constitucional en la cual la actividad petrolera es tan trascendente, que se establece la reserva con rango constitucional en el artículo 302¹⁵ y por otra parte, aún sin existir la reserva, las competencias atribuidas a la nación en los numerales 12 y 16 del artículo 156 del texto constitucional, en conjunto con el artículo 183 que prohíbe a Estados y Municipios gravar las materias rentísticas del poder nacional, constituyen elementos suficientes para establecer, sin duda, que solo el poder nacional puede gravar tal actividad, más aún cuando conforme a la Constitución venezolana cada ente político territorial tiene sus competencias propias, reconocida por la propia doctrina mayoritaria como originaria a los Municipios, pero partiendo siempre de que la República, en los términos definidos por el artículo 4 de la Constitución, es un “*Estado Federal Descentralizado*” que se rige por los principios de integridad territorial, cooperación, solidaridad, concurrencia y corresponsabilidad.

En efecto, incluso sin la existencia de la reserva de la actividad, la imposibilidad de gravar la actividad petrolera deriva de las competencias propias del poder nacional antes indicadas y de las prohibiciones a los entes menores, competencias que se asignan a la nación como poder rector de la política socio económica del Estado y que tiene también dentro de las

14 ARAUJO MEDINA, Federico, *Marco Constitucional de la Fiscalidad de los Hidrocarburos* en “VI Jornadas Anibal Dominici, Derecho Tributario. Homenaje Dr. Oswaldo Anzola”. Ediciones Funeda. Caracas. 2014. p.349-350.

15 Reserva como se expresó anteriormente, establecida en el artículo 7 de la derogada Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos y que establecía expresamente la no sujeción a impuestos estatales y municipales.

competencias asignadas por el artículo 156 de la Constitución, en el numeral 13, la legislación para garantizar la coordinación y armonización de las distintas potestades tributarias, definir principios, parámetros y limitaciones, especialmente en la determinación de los tipos impositivos o alícuotas de los tributos estatales y municipales.¹⁶

Ahora bien, las sociedades y sus instituciones evolucionan, por lo que esta figura de la inmunidad tributaria no puede interpretarse como en el pasado. La doctrina tributaria nacional hoy día va incluso más allá, al desechar la consideración de la inmunidad tributaria como un “dogma” y con una visión crítica, se cuestiona su aplicación actual tal como fue originalmente concebida. Para ANDRADE RODRÍGUEZ, si bien el artículo 180 consagra la tesis constitucionalmente, delimita el alcance de la misma al excluir a contratistas, prestadores de servicios y similares. Otros como BARBOZA SIRI, se enfocan en las dificultades para definir lo que se entiende por empresa estatal o las derivadas de la existencia de definiciones muy amplias de lo que son las empresas estatales, cuestionando que en virtud de la inmunidad tributaria, empresas con capacidad contributiva queden excluidas de la tributación¹⁷.

En efecto, actualmente la doctrina descarta la inmunidad de ciertos entes estatales, no solo como expresamos por las dificultades derivadas de la conceptualización de lo que es una empresa estatal, sino porque: *“El concepto de persona jurídica estatal a que hace referencia el único aparte del artículo 180 de la Carta Magna, debe interpretarse en el sentido de excluir de él a las sociedades mercantiles de capital público, toda vez que ellas sí tienen capacidad contributiva y que la falta de contribución a los gastos públicos implica una fractura al valor superior de solidaridad”*.¹⁸ Considerando el

16 Aporte doctrinario a la Asamblea Nacional Constituyente de la Asociación Venezolana de Derecho Tributario, con la finalidad de sentar las bases de una estructura tributaria donde los diversos entes político territoriales y los creados por ellos, estuviesen regulados en forma armónica bajo una visión sistémica. Sobre este tema ver Exposición de motivos y articulado del *Anteproyecto de Título Constitucional del Sistema Tributario propuesto por la Asociación Venezolana de Derecho Tributario a la Asamblea Nacional Constituyente de 1999*. Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Caracas, 1999.

17 BARBOZA SIRI, Diego, *El concepto de inmunidad tributaria y la sujeción impositiva de las empresas estatales a la tributación municipal. Una interpretación conforme a los principios constitucionales de la tributación*. “Memorias de las XV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario”. Asociación Venezolana de Derecho Tributario, Edición Digital, Caracas, 2016, p.100

18 BARBOZA SIRI, Diego, ob.cit. p.100

planteamiento del autor, es de hacer notar que aunque el artículo 180 constitucional tuvo su origen fundamentalmente en las controversias suscitadas con empresas prestadoras de servicios a la industria petrolera, esta es una norma que no se refiere exclusivamente a esta última actividad, sino que es aplicable a cualesquiera actividades en las que pueda corresponder igualmente la competencia reguladora al poder nacional, tal y como ocurre por ejemplo en el caso de las telecomunicaciones, área en la cual también se generaron importantes controversias con los Municipios, hasta el definitivo establecimiento de su gravamen con el Impuesto sobre Actividades Económicas en la Ley Orgánica del Poder Público Municipal, entre otras actividades reguladas por el poder nacional.

En materia municipal debe considerarse lo previsto en el ordinal 16 del artículo 156 constitucional, el cual contempla el otorgamiento de asignaciones económicas especiales, en beneficio de los Estados en cuyo territorio se lleven a cabo actividades relacionadas con la explotación de minas e hidrocarburos. En efecto, las mencionadas asignaciones (reguladas en la “Ley de Asignaciones Económicas Especiales derivadas de minas e hidrocarburos” del 17 de junio de 2010, publicada en la Gaceta Oficial N° 5.991 Extraordinario del 29 de julio de 2010), constituyen el mecanismo escogido por el constituyente, para “compensar” las limitaciones establecidas en la propia Constitución a la potestad tributaria de los entes territoriales menores y, en particular, los perjuicios económicos que pudieran derivarse para estos entes, de la prohibición de crear y recaudar impuestos que incidan sobre los hidrocarburos y demás materias rentísticas de la competencia nacional, pues, carecería de todo sentido establecer la transferencia a los Estados (y de estos a los Municipios por vía de situado constitucional), de recursos provenientes de la explotación de minas e hidrocarburos, si la propia Constitución les hubiese atribuido a estos entes la potestad para gravar dichas actividades.

En el mismo sentido, el artículo 321 de la Constitución, que establece el Fondo de Estabilización Macroeconómica, para garantizar la estabilidad de los gastos del Estado en los niveles nacional, regional y municipal, ante las fluctuaciones de los ingresos ordinarios, todo ello en concordancia con el numeral 4 del artículo 179 del mismo texto constitucional, que es-

tablece también como ingresos de los Municipios: “*Los derivados del situado constitucional y otras transferencias o subvenciones nacionales o estatales*”.

Bajo las consideraciones anteriores y de conformidad con lo establecido en el artículo 9 de la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos, en definitiva la actividad petrolera a nivel primario, esto es, aquella relativa a la exploración, extracción, recolección, transporte y almacenamiento, no será gravable en razón de la naturaleza de la actividad realizada y por cuanto la inmunidad tributaria ampara a los entes que la desarrollen indicados en el artículo 22 *eiusdem*, esto es, el Ejecutivo Nacional, las empresas de su exclusiva propiedad, así como a las empresas mixtas que realicen la actividad (como sería el caso de las empresas mixtas producto de la migración del año 2006 de los Convenios de Asociación y de los Convenios Operativos, así como las que se crearen bajo la vigencia de dicha ley), siendo las empresas mixtas la única modalidad de participación privada permitida en la legislación vigente.

De acuerdo con las normas constitucionales y legales antes citadas, debemos necesariamente concluir, que la actividad petrolera queda excluida de la tributación municipal y no puede por tanto ser gravada con el Impuesto sobre Actividades Económicas, lo cual pareciera incluso estar claro para los Municipios petroleros y es lo que se evidencia de las Ordenanzas que regulan este impuesto, de acuerdo con las cuales se ha establecido el gravamen solo en el caso de la realización de actividades petroleras a nivel secundario.

En resumen, podemos afirmar que está totalmente vedado a los Municipios el gravamen de la actividad petrolera primaria con el Impuesto sobre Actividades Económicas, con fundamento en:

1. Las competencias exclusivas del poder nacional establecidas en los numerales 12 y 16 del artículo 156 de la Constitución;
2. La reserva establecida en el artículo 302 de la Constitución;
3. La inmunidad tributaria establecida en el aparte del artículo 180 de la Constitución a favor de los entes político territoriales y las personas jurídicas creadas por ellos; y

4. La prohibición a los Municipios de establecer impuestos sobre las demás materias rentísticas del poder nacional, establecida en el numeral 1° del artículo 183 de la Constitución.

I.II.- El caso de los servicios petroleros merece mención especial, éstos, de conformidad con lo antes indicado, podrían ser gravados por los Municipios, pues el alcance de su actividad no estaría vinculado a la realización de las actividades primarias antes descritas sino que estaríamos frente a una prestación de servicios. Cabe mencionar que es precisamente el caso de las prestadoras de servicios a la industria petrolera a través de los denominados Convenios Operativos de la “Apertura Petrolera”, lo que dio lugar al inicio de una serie de procesos judiciales a los que se hace referencia más adelante, tales como los *Recursos de Interpretación interpuestos por el Alcalde del Municipio Simón Bolívar del Estado Zulia Franklin Duno Petit* por una parte y por un grupo de empresas de servicios petroleros por la otra, *B.J Services de Venezuela, C.A, Nimir Petroleum Venezuela B.V, Baker Hughes de Venezuela S.A y Servicios Halliburton de Venezuela, S.A*, los cuales, acumulados por la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia para su tramitación, dieron lugar a lo que se conoce jurisprudencialmente como el abandono de la tesis de los poderes implícitos de las potestades reguladoras del poder nacional antes señalada, para concluir en la gravabilidad de las prestaciones de servicios a la industria petrolera, con fundamento en la exclusión de concesionarios y contratistas establecida en el aparte del artículo 180 de la Constitución.

Acerca de esto volveremos más adelante al referirnos a la evolución jurisprudencial sobre el tema, pero fue sin duda la problemática de las empresas prestadoras de servicios petroleros, lo que llevó a la incorporación al texto constitucional de la referida norma y a la modificación de la antigua Ley Orgánica de Régimen Municipal, para ser dictada por el legislador, en ejercicio de la potestad armonizadora que se reconoce al poder nacional, la Ley Orgánica del Poder Público Municipal en el año 2005, la cual ha sufrido algunas reformas hasta la vigente del año 2010, siendo ésta sin duda una ley marco y armonizadora de la materia tributaria municipal, dentro de los lineamientos del texto constitucional de 1999.

I.III.- Para finalizar este capítulo consideramos importante también referirnos en primer lugar, a los “Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas”, contenidos en el Modelo de Contrato para las Empresas Mixtas entre la Corporación Venezolana del Petróleo S.A. y las Entidades Privadas, los cuales fueron dictados por la Asamblea Nacional en el año 2006 con motivo de la migración a empresas mixtas de los “Convenios Operativos” existentes durante la “Apertura Petrolera” y reformados en el año 2009. En efecto, establecía dicha modificación una participación como regalía adicional del tres punto treinta y tres por ciento (3.33%) que debía la empresa mixta entregar a la República, sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos en el Área Delimitada, para ser distribuida en los porcentajes y en la forma que allí se indica, entre los Municipios en los cuales se realizan actividades petroleras, como compensación para sustituir los impuestos municipales dejados de percibir con motivo del cese de los referidos Convenios Operativos.¹⁹

Igualmente deben considerarse las disposiciones contenidas en la Ley Orgánica que Reserva el Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos del año 2009, por cuanto la misma según su artículo 1º: *“tiene por objeto la Reserva al Estado, por su carácter estratégico, de bienes y servicios conexos a la realización de las actividades primarias previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos...”* actividades reservadas que serán ejecutadas directamente por la República, por Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) o de la filial que ésta designe o a través de empresas mixtas bajo el control de dicha empresa estatal o sus filiales.

En cuanto al alcance de dicha reserva, establece el artículo 2 *eiusdem* que: *“Quedan reservados al Estado los bienes y servicios conexos a las actividades primarias previstas en la Ley Orgánica de Hidrocarburos, que anteriormente eran realizadas directamente por Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus filiales y que fueron tercerizadas, para el desarrollo de sus actividades...”* señalando entre los bienes y servicios a los que alude la norma, los relativos a la inyección de agua, de vapor o de gas que permitan incrementar la energía de los yacimientos y mejorar el factor de recobro,

19 En este sentido ver Gaceta Oficial N° 38.410 de fecha 31 de marzo de 2006 y N° 39.273 de fecha 28 de septiembre de 2009 contentiva de la reforma de dichos “Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas”.

de compresión de gas y los vinculados a las actividades en el Lago de Maracaibo que allí se indican.

Conforme a dicha ley las obras, bienes y servicios en ella regulados, se declaran de servicio e interés público y sus disposiciones de orden público. Cabe destacar así mismo, que los actos, negocios y acuerdos realizados, suscritos o ejecutados de acuerdo con esta Ley Orgánica y las cesiones, transferencias de bienes o cualesquiera otras operaciones, quedaban expresamente exentas de los tributos nacionales.²⁰

II.- El Impuesto sobre Actividades Económicas y el gravamen a la actividad petrolera en la Ley Orgánica del Poder Público Municipal

El marco constitucional desarrollado en las leyes que regulan la materia petrolera, es el determinante de cuales actividades pueden ser gravadas por los Municipios con el Impuesto sobre Actividades Económicas, cuyo hecho generador es el ejercicio habitual en la jurisdicción correspondiente, *“de cualquier actividad lucrativa de carácter independiente, aún cuando dicha actividad se realice sin la previa obtención de licencia”*, tal y como lo estableció la primera Ley Orgánica del Poder Público Municipal del año 2005 al incorporar las normas de la Constitución de 1999 en diversas disposiciones y así se ha mantenido en sus reformas hasta la vigente Ley de 2010²¹.

Sin embargo, el solo hecho de realizar actividades económicas que en principio podrían parecer gravables, no puede verse en forma aislada del marco constitucional que establece los límites del poder tributario reconocido por la Constitución a los Municipios. En efecto, la realización de actividades económicas lucrativas en el ámbito petrolero, encontraría como límites a su imposición los previamente indicados, reiterando muy especialmente los establecidos en el texto constitucional derivados de su gravamen exclusivo por el poder nacional, de acuerdo con el numeral 12

20 A mayor abundamiento ver articulado de la Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Primarias de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial N° 39.173 de fecha 7 de mayo de 2009.

21 Ver Ley Orgánica del Poder Público Municipal publicada en Gaceta Oficial Ext. N° 6.015 de fecha 28 de diciembre de 2010.

del artículo 156 y de la prohibición establecida en el numeral 1° del artículo 183 de gravar cualesquiera materias rentísticas del poder nacional. Por otra parte, desde el punto de vista legal y del alcance constitucional de la reserva de la actividad, necesariamente debe ser aplicada la ley especial de la materia, esto es, la Ley Orgánica de Hidrocarburos vigente, para definir qué debemos entender por actividades primarias o secundarias en esta materia, lo cual tiene relevancia, ya que estas últimas sí estarían sujetas a la imposición municipal, así como las prestaciones de servicios petroleros.

Por su parte la Ley Orgánica del Poder Público Municipal, en línea con lo dispuesto en el artículo 180 de la Constitución, también reitera la potestad tributaria de los Municipios en lo que se refiere al Impuesto sobre Actividades Económicas, señalando en el artículo 206 que: *“Este impuesto es distinto a lo tributos que corresponden al Poder Nacional o Estatal sobre la producción o el consumo específico de un bien, o al ejercicio de una actividad en particular y se causará con independencia de éstos. En estos casos, al establecer las alícuotas de su impuesto sobre actividades económicas, los municipios deberán ponderar la incidencia del tributo nacional o estatal en la actividad económica de que se trate.”* Agregando la norma que *“Este impuesto se causa con independencia de los tributos previstos en la legislación general o la dictada por la Asamblea Nacional”*.

En cuanto a las actividades que dan lugar al nacimiento de la obligación tributaria, el artículo 209 *eiusdem*, define la actividad industrial como aquella: *“dirigida a producir, obtener, transformar, ensamblar o perfeccionar uno o varios productos naturales o sometidos previamente a otro proceso industrial preparatorio”*. Ahora bien, la actividad industrial en el ámbito petrolero, es de naturaleza compleja, realizada en diversas etapas que se concretan en la exploración, explotación, recolección, transporte y almacenamiento, las cuales constituyen las denominadas actividades primarias y que se encuentran en nuestra opinión excluidas del gravamen con el Impuesto sobre Actividades Económicas. En cuanto a la comercialización, es definida por la misma norma como: *“Toda actividad que tenga por objeto la circulación y distribución de productos y bienes para la obtención de ganancia o lucro y cualesquiera otras derivadas de actos de comercio, distintos a*

servicios”. En este sentido y como consecuencia de la naturaleza de las actividades antes descritas, la comercialización efectuada, con el consiguiente aprovechamiento del crudo generando la producción de una renta, tampoco podría ser gravada por los Municipios, con el Impuesto sobre Actividades Económicas.

Contrariamente a ello, la comercialización de los productos obtenidos en el desarrollo de actividades secundarias y en los términos autorizados por la legislación especial, podrían ser gravadas con dicho impuesto. Igualmente, la actividad de servicios, definida como: *“Toda aquella que comporte, principalmente, prestaciones de hacer, sea que predomine la labor física o la intelectual...”*, la cual, conforme se ha indicado, también estaría gravada con el Impuesto sobre Actividades Económicas en el caso de los servicios prestados a la industria petrolera, pues ellos no implican la realización de actividades directamente relacionadas con la obtención del crudo sino que constituyen una mera prestación de servicios.²²

Específicamente en materia petrolera existe en la Ley Orgánica del Poder Público Municipal una norma muy importante, que es la contenida en el artículo 212, la cual, reiterando lo dispuesto en la Constitución vigente establece que: *“(...)De conformidad con los artículos 183 y 302 de la Constitución de la República, las actividades económicas de venta de productos provenientes de la manufactura o refinación del petróleo ejecutada por una empresa del Estado, no estarán sujetas al pago de impuestos sobre actividades económicas, no quedan incluidos aquellos productos que se obtengan por una transformación ulterior de bien manufacturado por la empresa del Estado”*. Según CARMONA BORJAS *“En lo que respecta a las actividades aguas abajo, que abarcarían la refinación de hidrocarburos naturales, industrialización de hidrocarburos refinados; la comercialización de productos derivados no reservados por Decreto, y la actividad de suministro, almacenamiento, transporte, distribución y expendio de productos derivados de hidrocarburos,*

22 Con relación a la gravabilidad de los servicios, la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia en sentencia N° 3241 de fecha 12 de diciembre de 2002 en el caso *Compañía Venezolana de Inspección (COVEIN)*, declaró que no está sujeto al Impuesto sobre Actividades Económicas el ejercicio de actividades de carácter civil como es el ejercicio de profesiones liberales. Consultada en historico.tsj.gob.ve/decisiones/scon/diciembre/3241-121202-00-0824.
HTM

*como ya fuera señalado, existe una reserva relativa, en tanto ellas individualmente consideradas pueden ser ejercidas por entes públicos o privados, sujetas al otorgamiento de licencias o permisos. En otros casos ellas forman parte de los proyectos integrados verticalmente, pero cualquiera sea el escenario del que se trate respecto de su tratamiento impositivo a nivel municipal debe tenerse presente lo establecido en el artículo 212 (...).*²³

En cuanto a las prestaciones de servicios, el artículo 217 de la misma ley establece que: *“Las actividades de ejecución de obras y de prestación de servicios serán gravables en la jurisdicción donde se ejecute la obra o se preste el servicio, siempre que el contratista permanezca en esa jurisdicción por un período superior a tres meses, sea que se trate de períodos continuos o discontinuos, e indistintamente de que la obra o servicio sea contratado por personas diferentes, durante el año gravable. En caso de no superarse ese lapso o si el lugar de ejecución fuese de muy difícil determinación, el servicio se entenderá prestado en el Municipio donde se ubique el establecimiento permanente (...)”*. La figura del establecimiento permanente es definida por el artículo 218 y tuvo su precedente en la del contribuyente transeúnte, creación de la jurisprudencia, que tuvo su origen precisamente en la existencia de empresas prestadoras de servicios a la industria petrolera que no tribuaban, en virtud de que no tenían un establecimiento o lugar físico en el Municipio en el cual prestaban sus servicios, siendo el hecho que el viejo Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio -igual que el actual Impuesto sobre Actividades Económicas- era un impuesto de naturaleza eminentemente territorial, y que igualmente, establecía como hecho generador la realización habitual de la actividad.²⁴

En efecto, el artículo 218 de la Ley Orgánica del Poder Público Municipal, tomando en consideración los criterios jurisprudenciales acumulados durante más de dos décadas y las orientaciones derivadas de

23 CARMONA BORJAS, Juan Cristóbal, *Actividad petrolera y finanzas públicas en Venezuela*, Volumen II, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2016, p. 282 y 283.

24 Para profundizar en este tema ver BELISARIO RINCÓN, José Rafael, *La tributación municipal y la apertura petrolera. El caso de los contribuyentes transeúntes en materia de servicios petroleros*, en “Memorias IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen impositivo de las actividades petroleras, mineras y de servicios conexos. Doble tributación internacional”. Asociación Venezolana de Derecho Tributario. Livrosca, Caracas, 1998.

los Convenios Internacionales para Evitar la Doble Tributación, en los cuales el establecimiento permanente constituye el factor de conexión a la potestad tributaria de un Estado determinado, se estableció por primera vez este concepto como ese lugar físico en o desde el cual el contribuyente ejerce su actividad, en los siguientes términos: “*Se entiende por establecimiento permanente una sucursal, oficina, fábrica, taller, instalación, almacén, tienda, obra en construcción, instalación o montaje, centro de actividades, minas, canteras, instalaciones y pozos petroleros, bienes inmuebles ubicados en la jurisdicción;...*”.

Traemos a colación el establecimiento permanente, por cuanto su incorporación a las normas que regulan el Impuesto sobre Actividades Económicas tuvo su origen precisamente en un caso petrolero. Mención especial merece el aparte de dicho artículo 218, el cual establece que: “*Las instalaciones permanentes construidas para la carga y descarga ordinaria y habitual en embarcaciones con destino a los trabajos o servicios a ser prestados en el mar territorial o en otros territorios pertenecientes a una entidad federal pero no ubicados dentro de una jurisdicción municipal determinada, se considerarán establecimientos permanentes de quienes los empleen para la prestación de tales servicios.*” En efecto, esta norma tiene su origen en la discusión con motivo de la entrada en vigencia de la Constitución de 1999, acerca de la gravabilidad de las actividades realizadas en aguas del Lago de Maracaibo, también objeto del referido *Recurso de Interpretación interpuesto por el Alcalde del Municipio Simón Bolívar del Estado Zulia Franklin Duno Petit*,²⁵ sobre el que volveremos más adelante. Obsérvese como configuran establecimiento permanente las instalaciones y pozos petroleros, lo que no debe entenderse como la posibilidad de gravar la actividad de explotación y extracción petrolera, sino como la consecuencia de la incorporación legislativa de lo que fue el criterio jurisprudencial aplicable en

25 Sobre este tema ver trabajos de ARAUJO, Federico, PALACIOS Leonardo y GARANTÓN, Juan Carlos, *Los convenios operativos como vehículos de desarrollo de actividades petroleras. Reflexiones sobre el ámbito de aplicación espacial de las normas impositivas municipales*; ROMERO-MUCI, Humberto y VILORIA Mónica *El establecimiento permanente como criterio de vinculación territorial del poder tributario municipal en el Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio: El caso del Lago de Maracaibo*; y VIGILANZA GARCÍA, Adriana, *Los ríos como bienes del dominio público, la competencia nacional sobre aguas y la potestad tributaria municipal*”, en “Memorias IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen impositivo de las actividades petroleras, mineras y de servicios conexos. Doble tributación internacional”. Asociación Venezolana de Derecho Tributario. Livrosca, Caracas, 1998.

el pasado, a las empresas prestadoras de servicios petroleros, algunas de las cuales hasta la fecha no habían sido gravadas, amparadas en la competencia exclusiva del poder nacional para gravar las actividades reguladas.²⁶

III.- La evolución jurisprudencial en el gravamen a la actividad petrolera. Algunas decisiones a partir de la Constitución de 1999

Reflejo del desarrollo normativo anterior, la jurisprudencia venezolana también fue modificando criterios que habían sido reiterados durante años, tal y como es el caso de la señalada tesis de los poderes tributarios implícitos en la potestad reguladora. La “Apertura Petrolera” de los años noventa generó para los Municipios con yacimientos explotables la expectativa de obtener ingresos derivados del desarrollo de la actividad petrolera, fundamentalmente en cuanto al alcance de la reserva y las prestaciones de servicios en esta área. En efecto, parecía claro que el gravamen a la explotación y comercialización de crudos y en general a las actividades primarias les estaban constitucionalmente vedada a los Municipios. Como señalamos anteriormente, algunas prestaciones de servicios durante el proceso de la “Apertura Petrolera” y hasta que entró en vigencia la Constitución de 1999 no fueron gravadas, aplicando la tesis sostenida por la reiterada jurisprudencia del Tribunal Supremo de Justicia, de acuerdo con la cual, la potestad reguladora de la actividad implicaba, por vía de consecuencia, la potestad tributaria asociada a la misma.

La jurisprudencia en materia petrolera ha sido tan abundante como los años en que el petróleo se convirtió en el eje de la economía del país. En virtud de ello, solo haremos referencia a algunas decisiones a partir de la vigencia de la Constitución de 1999, que consideramos importante destacar sobre el tema, siendo la primera de ellas la sentencia dictada por

26 Esta norma tiene su origen precisamente en el caso del Alcalde del Municipio Simón Bolívar del Estado Zulia Franklin Duno Petit, en el Recurso de Interpretación de una serie de normas constitucionales y el gravamen a las actividades realizadas por empresas prestadoras de servicios petroleros en aguas del Lago de Maracaibo, que citamos más adelante. Para conocer detalles sobre este tema, ver sentencia N° 285 de fecha 4 de marzo de 2004 de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia, consultada en <http://historico.tsj.gob.ve/decisiones/scon/marzo/285-040304-01-2306%20.HTM>.

la Sala Plena del Tribunal Supremo de Justicia con motivo de la Demanda de Nulidad intentada contra la “Apertura Petrolera”. Dicha sentencia, de fecha 17 de agosto de 1999, además de las razones de interés nacional involucradas, declaró tajantemente que:

*“No existe duda entonces, en cuanto a que lo relacionado con el régimen y administración de las minas e hidrocarburos, es materia reservada al Poder Nacional, debiendo incluirse dentro de esa atribución lo relacionado con el régimen tributario que les resulta aplicable...”*²⁷

En lo que se refiere a la realización de las actividades relativas a la industria de los hidrocarburos y su comercialización, la jurisprudencia ha sido pacífica en cuanto a su no gravabilidad. En efecto, la extracción y explotación de crudos y su aprovechamiento, está fuera del alcance de la tributación municipal. Así lo declaró en sentencia N° 1892 de fecha 18 de octubre de 2007 de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia en sentencia dictada en el *caso Shell Venezuela S.A en Recurso de Interpretación de los artículos 12, 156, numerales 12, 13, 16 y 32, 179, numeral 2; 180, 183, numeral 1; y 302 de la Constitución de la República de Venezuela*, con carácter además vinculante:

“Sobre este aspecto la Sala observa que efectivamente existe una reserva a favor del Poder Nacional en lo relacionado con los hidrocarburos, prevista en el numeral 12 del artículo 156 de la Constitución, en el que se dispone:(...)”

Para la Sala no cabe duda, con base en la Constitución, de que la tributación sobre la industria de los hidrocarburos está reservada al Poder Nacional. Ahora bien, esa reserva a favor de la República, tal como se dejó sentado en los dos apartados previos no deriva ni del artículo 12 ni del numeral 16 del artículo 156 de la Constitución. Además, y a ello se referirán los párrafos que siguen; tal exclusión del poder tributario estatal y local, sólo abarca el caso de las empresas que efectivamente se aprovechen económicamente de los hidrocarburos y no el caso de las

27 Es de hacer notar que para ese momento la tesis jurisprudencial imperante era la señalada, de que la potestad reguladora implicaba la potestad tributaria para gravar la actividad. Aún cuando en algunos casos se favoreció la tesis de los Municipios para gravar ciertas actividades con el Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio, mayoritariamente se impuso el criterio de la imposibilidad de gravar. Tal es el caso de la sentencia dictada por el Tribunal Supremo de Justicia en Sala Política Administrativa en fecha 16 de julio de 1996 en el *caso Telcel Celular C.A. contra el Municipio Maracaibo del Estado Zulia*, consultada en ROMERO-MUCI, Humberto, *Jurisprudencia Tributaria Municipal y la Autonomía Local (1936-1996)*. Tomo I, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1997, p. 525 y 526.

empresas que actúen en tal sector, a través de la prestación de servicios, cualquiera que sea la relación jurídica que exista entre ellas y a quienes les preste el servicio.

En criterio de la Sala, es claro el artículo 183 de la Carta Magna al imponer límites al poder tributario estatal y municipal, de modo que garantiza la competencia para crear y recaudar tributos en todos los niveles de la organización político-territorial venezolana, cada uno de ellos debe sujetarse a las restricciones que constitucionalmente se prevean, sin posibilidad de afectar unos a otros.(..)

El caso del impuesto a las actividades económicas es el más claro ejemplo. Se trata de un tributo en principio de espectro amplísimo —el ejercicio de actividades económicas en territorio local—, pero que está sujeto a los límites que fije la Constitución. El artículo 179 lo dispone así expresamente:(..)

Se prevé de manera genérica el impuesto, que podrá ser entonces creado por cada Municipio a través de sus ordenanzas. La lectura de la norma revela que el ejercicio de actividades económicas constituye, en principio, el hecho generador, pero de inmediato ella misma dispone que la Constitución puede imponer límites. Tales restricciones son comprensibles al tomar en cuenta que en ocasiones resulta prudente que sea la República, y no los entes locales, los que graven determinadas actividades económicas.(..)

En ese sentido, estima la Sala que el impuesto al que se refiere el artículo 156.12 de la Constitución sólo puede ser aquél que grave la actividad de aprovechamiento de los hidrocarburos, por lo que la reserva no incluye los impuestos que puedan exigírsele a las diversas empresas que operan, prestando servicios, en ese sector.

Es de destacar que tratándose de una actividad sumamente compleja, en el sector de los hidrocarburos actúan muchas empresas, pero sólo algunas son las que realmente obtienen su beneficio de la explotación o comercialización del producto. Es necesario recordar, así, que siendo un sector de actividad reservado al Estado por la propia Constitución (artículo 302), es en consecuencia el Estado el que se aprovecha del mismo, por más que recurra a otras personas (empresas privadas, por ejemplo, para efectuar las operaciones necesarias para esa explotación o para que le presten servicios conexos).

En criterio de la Sala, es fundamental determinar quién tiene la propiedad de los hidrocarburos para a su vez precisar cuál es el ente te-

territorial que puede gravar su aprovechamiento. En el apartado correspondiente, la Sala ha dejado sentado que la sola propiedad nacional de los hidrocarburos no es suficiente para excluir toda tributación local sobre empresas que operen en ese sector. En esta oportunidad reitera tal aserto, pero destacando que esa titularidad es la que lleva a que, como uno de los límites constitucionales expresos, el artículo 156.12 reserve al Poder Nacional ciertos tributos, entre los que se encuentran aquellos “sobre (...) los hidrocarburos”.

La extinta Corte Suprema de Justicia, en Pleno, mediante sentencia del 17 de agosto de 1999, que resolvió la demanda de nulidad por inconstitucionalidad contra la llamada “apertura petrolera”, se refirió a este punto, pues distinguió, a los efectos de la tributación nacional y/o municipal, entre las actividades que implican auténtica explotación y aquéllas en las que no. El criterio diferenciador consistía en la adquisición de propiedad sobre el crudo extraído por parte de las empresas (que eran una asociación de capital público y capital privado). El caso en el que la empresa mixta adquiriese la propiedad del crudo quedaba fuera del alcance de la tributación municipal. En cambio, se precisó en ese fallo, sí estaban sujetas a los impuestos locales las actividades inherentes a los llamados Convenios de Servicios Operativos, pues siendo totalmente ejecutadas por empresas privadas, no había traslado de la propiedad del crudo, sino el pago de sus servicios.

La Sala entiende, en ese mismo sentido, que la reserva de poder tributario a favor de la República sobre los hidrocarburos sólo puede afectar a las empresas que se aprovechan de manera directa de esos productos, quedando el resto sometidas a los tributos municipales que se generan por el ejercicio de actividades lucrativas, como cualquier otra empresa. El hecho de que ciertas empresas presten servicios relacionados con la industria y el comercio de hidrocarburos no puede implicar una exclusión de la tributación local, pues se le estaría dando un alcance mayor del que en efecto tiene.

La propia parte actora ha invocado el artículo 183 de la Constitución para poner de relieve los límites del poder de tributación de estados y municipios. Por supuesto, en esa norma están algunos de esos límites, pero estima la Sala que el contenido en el numeral 1, que le prohíbe gravar “materias rentísticas de la competencia nacional” debe ser interpretado de manera restrictiva. Dispone ese artículo 183, en su totalidad, lo siguiente:...(Omissis)

De todas las restricciones que establece el artículo transcrito, sólo dos guardan relación con el impuesto a las actividades económicas: la prohibición de gravar las materias rentísticas de la competencia nacional y la necesidad de que ciertas actividades –en concreto: agricultura, cría, pesca y la actividad forestal- se graven con sujeción a la ley nacional. Como se ve, existe un caso de prohibición total (la de crear impuestos que recaigan sobre las materias rentísticas de la República) y una de simple limitación (la de gravar las actividades enumeradas precedentemente).

Lo anterior lleva a una necesaria precisión acerca de cuáles son las materias rentísticas de la competencia nacional. Tradicionalmente se ha estimado que tales materias son las sujetas a impuestos nacionales. Sin embargo, sin necesidad de previsión expresa, es obvio que los estados y los municipios no deben invadir el poder tributario de la República, por lo que no parece que deba ser ese el sentido de la norma. De hecho, la República tampoco puede crear impuestos sobre las materias que corresponden a estados y municipios, pero nada dice al respecto la Constitución.

Para la Sala, entonces, es otro el sentido de la norma, y de allí la importancia de su inclusión en el Texto Fundamental: lo que se ha querido impedir es que las entidades federadas y locales graven la renta que recibe la República con ocasión del ejercicio de ciertas actividades. Estima la Sala que “materia rentística de la competencia nacional” es aquella actividad del Poder Nacional capaz de generar una renta, es decir, un provecho económico.(..)

Ha destacado con insistencia esta Sala que la actividad económica relativa a los hidrocarburos es una de las materias rentísticas de la competencia nacional, en virtud de que la República se la ha reservado con base en el artículo 302 de la Constitución. La República, así sea a través de empresas organizadas con forma de sociedad mercantil, explota la industria y el comercio de los hidrocarburos y obtiene de ellos una renta. Por ello, la tributación municipal no se extiende a las empresas que prestan sus servicios a la industria de los hidrocarburos, independientemente de la figura jurídica empleada. En esos casos no existe necesidad de proteger la renta nacional.(..)

Lo que justifica la exclusión del poder tributario local es la existencia de una renta a favor del Estado a causa del aprovechamiento de los hidrocarburos, y así lo sostuvo la Sala en el tantas veces citado fallo N° 285/2004, al invocar el fallo de la extinta Corte Suprema de Justicia –

del 17 de agosto de 1999- al que se ha hecho mención con precedencia. (...)

Para la Sala, constituyó un error “pretender que cualquier empresa que presta servicios a la industria petrolera ejecuta actividades que comportan la explotación de hidrocarburos”, por lo que en el caso resuelto a través del fallo N° 285/2004 aceptó que los municipios podían gravar a las empresas prestadoras de servicios a la industria de los hidrocarburos, en el caso en que “el contribuyente tenga fijado su ‘establecimiento permanente’ (en el sentido más tradicional en imposición municipal venezolana, entendido como ‘sucursal’, ‘oficina’, ‘local’)”, con lo que “atrae para sí todos los ingresos que le reporten esas actividades al respectivo contribuyente”.

Por lo expuesto, la Sala declara que la actividad directamente relacionada con la industria de los hidrocarburos está reservada al Poder Nacional con base en el artículo 302 de la Constitución, y su tributación le está también reservada en virtud del numeral 12 del artículo 156 eiusdem, lo que implica la imposibilidad de que los Municipios graven el ejercicio de esa actividad, dada la restricción que impone el numeral 1 del artículo 183 de la misma Carta Magna. Esa exclusividad sólo existe respecto de las empresas que efectivamente se aprovechan del producto (hidrocarburo), a través de la obtención de una renta, y no respecto de cualquier empresa que preste servicios colaterales a la industria, así sean indispensables para el desarrollo de la actividad. Así se declara.”
(Destacados de la Sala Constitucional).

En el mismo orden de ideas, sentencia N° 105 de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia de fecha 26 de febrero de 2013, *caso Municipio San Cristóbal del Estado Táchira en Revisión de Sentencia N° 1796 de la Sala Político Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia, de fecha 7 de noviembre de 2007- caso Corporación La Petrólea C.A.*, en la cual la Sala declaró sobre el tema en cuestión que:

“Esta concepción integracionista de la actividad petrolera, ha permanecido prácticamente invariable en nuestra legislación energética, en tanto, pese a la celebración en el año 1995 de los Convenios de Asociación para la Exploración a Riesgo de Nuevas Áreas y la Producción de Hidrocarburos bajo el esquema de Ganancias Compartidas (“Apertura Petrolera”), mediante los cuales se autorizó al Estado a celebrar con las empresa privadas convenios operativos y de asociación para

la exploración y explotación de crudo, crear asociaciones estratégicas propiamente dichas y asociaciones de ganancias compartidas, que permitían en algunos casos la reactivación de viejos pozos petroleros, y en otros el descubrimiento y explotación de nuevos yacimientos, y con ello el incremento de la producción de crudos y sus derivados; se ratificaba “a las actividades relacionadas con la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, con el transporte por vías especiales, almacenamiento y comercialización de la producción obtenida en las áreas, y con las obras que su manejo requiera” parte integrante del régimen de aprovechamiento de los hidrocarburos reservados al Poder Nacional”.

El criterio de la *sentencia Shell* tiene la importancia de contener un resumen del tratamiento del tema en la jurisprudencia a partir del nuevo texto constitucional y cuál debe ser el alcance de la exclusión del Impuesto sobre Actividades Económicas, criterio éste que ha sido ratificado en otras decisiones judiciales, como por ejemplo en sentencia del Tribunal Superior Séptimo de lo Contencioso Tributario de fecha 31 de octubre de 2013, en el caso *Sincor, Total y Statoil contra el Municipio José Gregorio Monagas del Estado Anzoátegui*,²⁸ en la cual se ha declarado, invocando el criterio vinculante sostenido en la referida sentencia que:

“(...) las empresas accionantes, realizaban en jurisdicción del Municipio Monagas del Estado Anzoátegui, actividades de explotación de hidrocarburos extrapesados, a los cuales se les agregaba un diluyente para mejorar su fluidez y de esta manera facilitar su transporte...

También quedó demostrado ... que las empresas accionantes se apropiaban y comercializaban los productos extraídos, en proporción a su participación, de acuerdo a lo previsto en el Convenio de Asociación Estratégica.

Ahora bien, considerando lo expuesto por los apoderados judiciales del Municipio recurrido, vale destacar que independientemente de la calificación de la actividad de ‘mejoramiento’, como actividad primaria o secundaria, lo relevante en el presente caso, a los fines de determinar la gravabilidad o no por parte del Municipio de las actividades desarrolladas por las accionantes en el marco del Proyecto SINCOR, es la propiedad y

28 Sentencia de fecha 31 de octubre de 2013 del Tribunal Superior Séptimo de lo Contencioso Tributario consultada en original. Cabe señalar que en la explotación de crudos extrapesados, el mejoramiento de los mismos, tema controvertido en el referido proceso, no desnaturaliza la actividad realizada de extracción y venta, ya que el mejoramiento no es otra cosa que separar del crudo el coque y el azufre a fin de hacerlo refinable y sin que ello signifique que se trata de un bien distinto del crudo.

la comercialización de los productos por parte de las empresas accionantes, (...).

*Así las cosas, y siguiendo el criterio establecido por la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia, en sentencia de fecha 18 de octubre de 2007, caso: Shell Venezuela S.A, este Tribunal declara que el Municipio José Gregorio Monagas del Estado Anzoátegui no tiene potestad tributaria para gravar la actividad de hidrocarburos que ejercían **TOTAL VENEZUELA, S.A, STATOIL SINCOR A.S, en virtud del Convenio de Asociación Estratégica suscrito en fecha 20 de noviembre de 1997, debidamente autorizado por el extinto Congreso de la República; y SINCRUDOS DE ORIENTE SINCOR, C.A** como mandataria y operadora del Convenio de Asociación –indebidamente calificados por el acto impugnado como comisión mercantil,*

*Ello, en virtud de haber quedado demostrado, que las actividades de explotación y mejoramiento, que realizaban las accionantes de acuerdo con el Convenio de Asociación Estratégica, conllevaba la adquisición de la propiedad sobre el crudo extrarido, por parte de las asociaciones empresariales que conformaban el Proyecto. **Así se declara**". (Destacados de la sentencia).*

Este criterio se reitera igualmente en sentencia del Tribunal Superior de lo Contencioso Tributario de la Región Oriental de fecha 12 de junio de 2017, en el caso *Quiriquire Gas contra el Municipio Punceres del Estado Anzoátegui*,²⁹ conforme a la cual, aún cuando en materia de gas licuado, el señalado Tribunal declaró que:

"(..) ha quedado claro que la actividad directamente relacionada con la industria de los hidrocarburos está reservada al Poder Nacional con base en el artículo 302 de la Constitución, y su tributación también le está reservada en virtud del numeral 12 del artículo 156 ejusdem, lo que implica la imposibilidad de que los municipios graven el ejercicio de esa actividad, dada la restricción que impone el numeral 1 del artículo 183 de la misma Carta Magna.

Esa exclusividad sólo existe respecto de las empresas que efectivamente se aprovechan del producto (hidrocarburo), a través de la obtención de una renta, y no respecto de cualquier empresa que preste servicios colaterales a la industria, así sean indispensables para el desarrollo de la actividad.

29 Sentencia de fecha 12 de junio de 2017 del Tribunal Superior de lo Contencioso Tributario de la Región Oriental, consultada en original.

(Cabe mencionar que la contribuyente -empresa mixta- tiene por objeto la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos (gas natural no asociado) lo que además se evidencia de su licencia de actividades económicas.”

Se evidencia de las decisiones anteriores, que la doctrina judicial claramente reconoce al poder nacional la tributación sobre la industria de los hidrocarburos que le está reservada y esa exclusividad sólo existe respecto de las empresas que efectivamente se aprovechan del producto a través de la obtención de una renta.

A diferencia de lo que ocurre con las actividades primarias en materia de hidrocarburos, la jurisprudencia ha declarado en diversas decisiones relativas a otras materias también reguladas por el poder nacional, que es posible la coexistencia de la potestad tributaria de éste con la del poder municipal. Así por ejemplo, en la citada sentencia N° 105 de fecha 26 de febrero de 2013, la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia en el *caso Municipio San Cristóbal del Estado Táchira en Revisión*,³⁰ en el cual el tema controvertido era la gravabilidad o no de la actividad de venta de productos derivados del petróleo, concretamente en el caso de distribuidores y mayoristas de combustible, se admitió que dicha actividad puede ser gravada por los Municipios, lo que nos llevaría a la conclusión de que cuando se trate de actividades lucrativas, distintas de la realización de las actividades primarias, las mismas podrían ser gravadas con el Impuesto sobre Actividades Económicas. En efecto en dicha sentencia fue declarado lo siguiente:

“Por ende, resulta evidente que el impuesto sobre actividades comerciales de industria, comercio, servicio o de índole similar solo se vincula a un pago por el desarrollo de una actividad lucrativa que no puede desarrollarse sin la autorización (patente) por parte del Municipio. La única correlación que existe respecto a este impuesto es la vinculación entre la ejecución del ejercicio de la actividad lucrativa y su exacción por parte de la potestad tributaria municipal donde la misma se desarrolle. Siendo así, la mera actividad que ha sido permitida, entendida en su sentido más estricto, prescinde de cualquier otro elemento que pueda estimarse como hecho generador del impuesto (número de ven-

30 Sentencia N° 105 de fecha 26 de febrero de 2013 de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia, consultada en <http://historico.tsj.gob.ve/decisiones/scon/febrero/105-26213-2013-07-1832.HTML>.

tas, bienes aprovechables, renta obtenida, ingresos brutos percibidos) que en ese caso solo vendrían a fungir como factores de medición hipotéticos para permitir la estimación del lucro obtenido y su posible cuantificación a efectos de de la base imponible y de la alícuota aplicable.

Siendo así, el hecho generador (la mera realización de una actividad lucrativa entendida en su sentido más objetivo), es deslindable y armonizable con la aplicación de los impuestos nacionales como el de alcoholes (que gravan el consumo); hidrocarburos y telecomunicaciones (que aprovechan la explotación sobre bienes del dominio público y por permitir el ingreso de particulares en determinados sectores de carácter estratégico para el país); exportaciones (que gravan (sic) la salida de productos fabricados o mejorados en el territorio nacional); o la mera renta, cuyo objeto es exclusivo del impuesto nacional -de carácter netamente subjetivo- del mismo nombre.

En ese sentido, el análisis sobre el hecho generador del impuesto podrá divisar la presencia de una indebida ingerencia que incurra en la prohibición de la doble tributación; o si por el contrario, se estaría en presencia de dos especies impositivas distintas, conferidas por la Constitución a cada nivel político-territorial, y cuya armonización pueda congeniarse para su aplicación sobre cada sector de relevancia económica.”

En lo que respecta a las prestaciones de servicios, el criterio pacíficamente aceptado por la jurisprudencia y reiterado en diversas decisiones después del *caso Telcel Celular* relativo a la potestad reguladora del poder nacional,³¹ sufrió un cambio radical con la incorporación en la Constitución de 1999 de la norma contenida en el artículo 180. En efecto, como hemos expresado, esta norma ocasionó un importante debate entre las autoridades municipales y los contribuyentes pues, tanto aquéllas como éstos, con fundamento en el contenido del señalado artículo 180 interpusieron Recursos de Interpretación acerca del contenido y

31 La sentencia dictada por la Sala Política Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia de fecha 16 de julio de 1996 en el *caso Telcel Celular*, estableció la doctrina judicial conforme a la cual “*Se viola la garantía del libre ejercicio de la actividad lucrativa de preferencia, si el Municipio crea un tributo sobre materia cuya regulación corresponde al Poder Nacional, tal como el caso de la tributación de telecomunicaciones*”. Tesis que es definitivamente abandonada por el Tribunal Supremo de Justicia en Sala Constitucional en la sentencia N° 285 de fecha 4 de marzo de 2004 a la que hacemos referencia. Ver ROMERO-MUCI, Humberto, *Jurisprudencia Municipal* (1936-1996) Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1997, p. 525 y 526 y referencia anterior con datos de la sentencia N° 285 del TSJ/SC.

alcance de la norma, a los fines del gravamen a las actividades realizadas por las empresas prestadoras de servicios petroleros, sobre la base de que la inmunidad tributaria sólo podía ser aplicada a las personas jurídicas estatales creadas por los entes político territoriales “*pero no a concesionarios ni a otros contratistas de la Administración Nacional o de los Estados*”.

Producto de ello se produjo el antecedente jurisprudencial anteriormente mencionado sobre este tema, esto es, la sentencia N° 285 de fecha 4 de marzo de 2004 con motivo de los *Recursos de Interpretación interpuestos por el Alcalde del Municipio Simón Bolívar del Estado Zulia Franklin Duno Petit* de los artículos 16, 164.2, 180, 304 y Disposición Transitoria 4°, Número 7 de la Constitución por una parte y por un grupo de empresas prestadoras de servicios petroleros *B.J Services de Venezuela, C.A, Nimir Petroleum Venezuela B.V, Baker Hughes de Venezuela S.A y Servicios Halliburton de Venezuela, S.A*, de los artículos 11, 156.13, 156.16, 156.23, 164.4, 180, 183.1 y 304 de la Constitución, por la otra, los cuales, acumulados por la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia para su trámite, dieron lugar a lo que se conoce como el abandono de la tesis de los poderes implícitos de las potestades reguladoras del poder nacional. En efecto, en dicha decisión, la Sala Constitucional analiza la problemática de las actividades realizadas en aguas del Lago de Maracaibo, en virtud de lo establecido por el artículo 304 de la Constitución, así como los antecedentes de la norma contenida en el artículo 180 y la jurisprudencia reiterada hasta la fecha, para cambiar radicalmente el criterio, declarando en resumen lo siguiente:

“1) La declaratoria de las aguas como bienes del dominio público de la Nación ..., debe ser interpretada en el sentido de que Nación es sinónimo de República.

2) Esa declaratoria de demanialidad no tiene efecto alguno sobre las potestades tributarias, que puedan corresponder a los entes político territoriales ...

3) Debe ser entendido que las competencias enumeradas en el artículo 156 de la Constitución, atribuidas al Poder Nacional, solo pueden ser consideradas de manera restrictiva, por lo que no puede presumirse poder tributario alguno por el hecho de que el Poder Nacional cuente con la atribución de regular determinado sector.

4) La primera parte del artículo 180 de la Constitución fue incluido en ese Texto Fundamental para dar por terminada la discusión doctrinal y jurisprudencial en torno al problema del poder tributario implícito en los casos en que se contemple un poder regulador. Esa primera parte del artículo 180, en consecuencia, solo ha recogido lo que constituye un principio general y debe ser interpretado como la imposibilidad de presumir que una competencia reguladora nacional implica necesariamente un poder de tributación exclusivo sobre la actividad o materia. Los Estados y Municipios pueden, por tanto, dictar normas para exigir los tributos que constitucionalmente se les reconocen, aún en el caso de actividades cuya formación sustantiva corresponde al Poder Nacional...”

En virtud de ello, es evidente que la jurisprudencia de los Tribunales Superiores de lo Contencioso Tributario de la República competentes por la materia, así como del Tribunal Supremo de Justicia, reconocen que las prestaciones de servicios en el área petrolera, pueden ser gravadas por los Municipios con el Impuesto sobre Actividades Económicas, siendo contestes en que la inmunidad tributaria consagrada por la Constitución a los entes político territoriales y a las personas jurídicas creadas por ellos, no puede extenderse a concesionarios o contratistas, los cuales no estarían realizando una actividad reservada, sino una actividad de servicios como la realizada por cualquier otro contribuyente, aunque como veremos más adelante, a veces sujeta a imposición en forma más gravosa.

IV.- Las Ordenanzas Municipales

Las Ordenanzas que regulan el Impuesto sobre Actividades Económicas dictadas por los Municipios en los cuales se desarrollan actividades petroleras, dictadas a partir de la entrada en vigencia de la Constitución de 1999 y conforme a la adecuación ordenada por Disposición Transitoria de la Ley Orgánica del Poder Público Municipal³², en principio reconocen cuales son claramente las actividades que no pueden ser gravadas por ellos, conforme a lo antes expuesto y el desarrollo jurispuden-

32 Conforme a Disposición Transitoria: *“Las normas en materia tributaria contenidas en esta Ley, entraran en vigencia el 1° de enero de 2006. A partir de esa fecha, las normas de esta Ley serán de aplicación preferente sobre las normas de las Ordenanzas que regulen en forma distinta la materia tributaria.”*, con base en ello, los Municipios modificaron sus Ordenanzas de Impuesto sobre Actividades Económicas, a fin de ajustarlas a las previsiones de la señalada ley marco.

cial de todos estos años. En efecto, de su contenido normativo y de los respectivos Clasificadores de Actividades Comercio Industriales y de Servicios, se evidencia que los Municipios no gravan la actividad petrolera primaria. Consideramos que los problemas podrían derivarse de la eventual interpretación de cuando una actividad es o no primaria para un Municipio determinado.³³

Las actividades secundarias sí estarían sujetas al Impuesto sobre Actividades Económicas, lo cual, como expresamos anteriormente, también ha sido declarado por la jurisprudencia. Observamos en las Ordenanzas de Impuesto sobre Actividades Económicas de Municipios petroleros objeto de análisis a los fines de este trabajo, que fundamentalmente los Clasificadores de Actividades incluyen, a los fines del gravamen, actividades como las siguientes: venta de productos derivados del petróleo: expendio de gasolina y gasoil, lubricantes e insecticidas, productos químicos, refinación de derivados de petróleo (Municipio Cabimas del Estado Zulia); mayor de combustibles, gasolina, gasoil, kerosene, aceites y grasas lubricantes (Municipio Lagunillas del Estado Zulia); estaciones de servicios para vehículos, ventas de lubricantes, y de productos petroquímicos (Municipio Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui), entre otras actividades.³⁴

En cuanto a los servicios³⁵, se evidencia de algunas de las Ordenanza Municipales analizadas, que se gravan los servicios prestados a las empresas petroleras, pero no sólo se evidencia la sujeción al Impuesto sobre Actividades Económicas, sino que el gravamen normalmente es más gravoso que el aplicable a otros contribuyentes que realizan la misma actividad

33 Ejemplo de ello tenemos, en la errónea consideración de que el mejoramiento de crudos extrapesados es una actividad secundaria gravable por los Municipios.

34 A mayor abundamiento ver Clasificadores de Actividades Económicas de las Ordenanzas que regulan el Impuesto sobre Actividades Económicas de los Municipios: Cabimas del Estado Zulia consultada en <http://www.alcaldiabolivarianadecabimas.gob.ve/Ordenanza%20ImpuestoActividadEconomica%20vigente%20%202018.pdf>; Lagunillas del Estado Zulia consultada en <https://drive.google.com/file/d/0B-OhuC2OkKgFd190M3ZOenottR0E/view>; Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui consultada en <http://www.eltigre.gob.ve>; y Juan Antonio Sotillo del Estado Anzoátegui consultada en <http://proyectosintegradores.com.ve/docpdf/ordenanzas/Sotillo/ORDENANZA%20DEL%20IMPUESTO%20SOBRE%20ACTIVIDADES%20ECONOMICAS.%20INDUSTRIAS.%20SERVICIOS%20O%20DE%20INDOLE%20SIMILAR%20%202007.pdf>.

35 Hoy día los servicios prestados a la industria petrolera más comunes son los relativos a la cementación y perforación de pozos, perforación direccional, well testing y servicios en el área eléctrica en general, entre otros.

para empresas no petroleras, como si el hecho imponible se produjera de forma diferente para el contribuyente, dependiendo de la actividad que realiza aquél a quien se le presta el servicio. En efecto, observamos en el caso por ejemplo del Municipio Cabimas del Estado Zulia, que el Clasificador de Actividades Económicas tiene un *Item* relativo a las “Actividades a la Industria Petrolera y Petroquímica” básicamente relativas a prestaciones de servicios y ventas de bienes, que son gravados con una alícuota más alta, por el hecho de prestarse a industrias de esta naturaleza.

En el mismo orden de ideas, el Municipio Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui, grava con una alícuota superior a la de otros contribuyentes, a las empresas de servicio y construcción que presten servicios a la industria petrolera y petroquímica, así como a las empresas de transporte para el servicio petrolero o de reparación de motores, maquinaria y equipo para la industria en cuestión³⁶. Por su parte, el Municipio Lagunillas del Estado Zulia, igualmente establece alícuotas más altas a las empresas que se dediquen al servicio de transporte de carga, maquinaria pesada, grúas, equipos, y hasta pasajeros para la industria petrolera. Por último, el Municipio Juan Antonio Sotillo del Estado Anzoátegui, establece también un tratamiento diferenciado para toda actividad económica ejercida por consorcios, asociaciones, contratistas o subcontratistas de las empresas del sector energético de producción de gas natural, y toda actividad relacionada con la “Industria Petrolera y Petroquímica”.³⁷

Esta circunstancia es necesario denunciar que es violatoria del Principio de Igualdad y Justicia Tributaria establecido en el artículo 316 de la Constitución, pues evidencia un trato discriminatorio que además presume, por el simple hecho de prestar servicios a la industria petrolera, la existencia de una mayor capacidad contributiva, “*Dos contribuyentes que en un Municipio determinado se dedican a la misma actividad comercio industrial, deben estar gravados entonces bajo el mismo código de actividad y*

36 Este mismo Municipio (aun cuando no con exclusividad para los servicios petroleros), establece en su Ordenanza que las empresas y contratistas que realicen actividades en el área de la construcción y servicios, en general, que no estén inscritas en el respectivo Registro de Contribuyentes, deberán pagar el impuesto con base al monto del contrato suscrito sobre las obras y/o servicios a ejecutar.

37 Sobre los servicios, ver Ordenanzas de los Municipios Cabimas y Lagunillas del Estado Zulia así como Simón Rodríguez y Juan ANTONIO Sotillo del Estado Anzoátegui referidas en la nota 32 anterior.

*con la misma alícuota, pues su capacidad contributiva será medida en base a los menores y/o mayores ingresos brutos que ésta le produzca, pero no puede de antemano el legislador municipal establecer diferencias entre ellos....*³⁸

Cabe comentar la Ordenanza de Impuesto sobre Actividades Económicas del Municipio José Antonio Páez del Estado Apure, la cual, en forma similar a las anteriores, establece que todos aquellos contribuyentes que presten servicios a la industria petrolera directa o indirectamente, deben clasificar su actividad bajo el ítem de “Construcción y Servicios prestados a la industria petrolera” y ajustarse a las alícuotas establecidas para esta actividad. Coincidimos con CARMONA BORJAS, cuando señala que constituye una “clara violación al principio de legalidad” calificar al contribuyente en función de la actividad del perceptor del servicio y no de la naturaleza de la actividad misma.³⁹

V.- Sistema de retenciones del Impuesto sobre Actividades Económicas en la actividad petrolera

En lo que se refiere a las actividades petroleras, como consecuencia de lo anteriormente expuesto, descartamos la posibilidad de que las empresas que se dediquen a la actividad industrial en esta área puedan ser objeto de retención del Impuesto sobre Actividades Económicas, ya que sus actividades no pueden ser gravadas con dicho impuesto, aun cuando sí puedan ser designadas agentes de retención. Cabe recordar que fue precisamente la prestación de servicios a la industria petrolera, el antecedente inmediato del régimen de retenciones actualmente establecido en algunos Municipios del país, ya en forma generalizada para todos los sujetos pasivos y actividades.

La situación de los prestadores de servicios a la industria petrolera es diferente, ya que éstos podrían tener la doble cualidad de contribuyente y agente de retención, según estén realizando actividades gravables en su condición de contribuyentes o cuando en el ejercicio de sus actividades económicas se relacionen con otros contribuyentes, asumiendo la condi-

38 BELISARIO RINCÓN, José Rafael, ob.cit. p.274.

39 CARMONA BORJAS, Juan Cristóbal, ob. cit. pág. 297.

ción de responsables en calidad de agentes de retención, si están dentro de los supuestos de hecho establecidos en las normas correspondientes.

Ahora bien, lo primero que debe ser señalado es que el agente de retención es un sujeto pasivo de la relación jurídico-tributaria, a quien se considera responsable del pago de un tributo que corresponde a otro sujeto pasivo denominado contribuyente, en quien se ha configurado o puede llegar a configurarse un hecho imponible determinado, en el caso del Impuesto sobre Actividades Económicas, la realización de actividades comercio industriales y de servicios en jurisdicción territorial de un Municipio determinado.

En este sentido, el artículo 27 del Código Orgánico Tributario⁴⁰ establece que: *“Son responsables directos en calidad de agentes de retención o de percepción, las personas designadas por la ley o por la Administración previa autorización legal, que por sus funciones públicas o por razón de sus actividades privadas, intervengan en actos u operaciones en los cuales deban efectuar la retención o percepción del tributo correspondiente”*. Por otra parte, de conformidad con dicho artículo 27 *eiusdem*, tendría que estar el agente de retención autorizado por una norma legal o reglamentaria para poder efectuar la retención.

Por su parte la Ley Orgánica del Poder Público Municipal,⁴¹ si bien no desarrolla la figura del agente de retención como sujeto pasivo del Impuesto sobre Actividades Económicas, en el artículo 225 establece y vincula la condición de agente de retención con la presencia física en el Municipio. En efecto, dicha norma establece que: *“La condición de agente de retención del impuesto sobre actividades económicas no podrá recaer en personas que no tengan establecimiento permanente en el Municipio, con excepción de organismos o personas jurídicas estatales.”*

Ahora bien, en aplicación de dichas normas, diversos Municipios han establecido regímenes de retenciones en sus Ordenanzas de Impuesto sobre Actividades Económicas o han dictado sus correspondientes Ordenanzas en materia de Retenciones, entre las cuales encontramos disposiciones muy similares, al menos en sus aspectos básicos relativos a quienes

40 Publicado en Gaceta Oficial N° 6.152 Ext. de fecha 18 de noviembre de 2014.

41 Publicada en Gaceta Oficial N° 6.015 Ext. de fecha 28 de diciembre de 2010.

se designan agentes de retención, entre los cuales se designan a la Nación, los Estados y Municipios, así como a los organismos, empresas o institutos nacionales, estatales o municipales, empresas mixtas nacionales, estatales o municipales y en general personas jurídicas de carácter privado entre otras. En algunos casos es la propia Ordenanza (ley local) la que designa los agentes de retención y en otros, son los Alcaldes quienes realizan tal designación autorizados por la Ordenanza, de acuerdo con el referido artículo 27 del Código Orgánico Tributario.⁴²

Por otra parte, otro elemento fundamental a considerar, es que conforme al artículo 225 de la Ley Orgánica del Poder Público Municipal antes citado, no pueden adquirir dicha condición quienes no tengan establecimiento permanente en el Municipio. En virtud de ello, las empresas de la industria petrolera públicas podrían ser designadas agentes de retención, sin necesidad de tener un establecimiento permanente en el Municipio. Igualmente las empresas prestadoras de servicios petroleros, así como las empresas mixtas podrían ser designadas agentes de retención, en este caso siempre y cuando tengan un establecimiento permanente⁴³ situado en el Municipio.

No obstante lo anterior, observamos en las diversas normas analizadas dictadas por algunos Municipios en materia de retenciones, que el uso de esta figura tal y como está prevista en algunos casos, sin consideración del hecho generador del impuesto y de su carácter eminentemente territorial, genera una serie de distorsiones en su aplicación práctica, al pretender aplicar la retención a personas que no son contribuyentes del impuesto en el Municipio de que se trate, lo cual desnaturaliza el objeto de la retención como pago a cuenta de la deuda tributaria principal.

Ahora bien, en los Municipios objeto de la investigación realizada sobre este tema, en las Ordenanzas de Impuesto sobre Actividades Económicas

42 Esta posibilidad de que el Ejecutivo Municipal pueda designar agentes de retención, no obstante lo dispuesto por el artículo 27 del Código Orgánico Tributario podría ser criticable, igual que ocurre con la tributación nacional, considerando que de acuerdo con el artículo 3 *eiusdem*, la designación del sujeto pasivo de la obligación tributaria, aún en calidad de responsable, está sujeta al principio de legalidad tributaria.

43 De acuerdo con el artículo 218 de la Ley Orgánica del Poder Público Municipal bastaría tener en el Municipio una sucursal, oficina, instalación o cualquiera de los elementos que allí se mencionan como factor de conexión, para considerar que existe un establecimiento permanente a los fines del impuesto y por ende a los fines de la retención.

respectivas, se establecen las retenciones de dicho impuesto. Así por ejemplo, el Municipio Cabimas del Estado Zulia, establece la obligación de retener para toda persona que efectúe pagos derivados de actividades económicas de industria, comercio o servicios ejercidas en su jurisdicción, sin que la naturaleza petrolera de la actividad tenga alguna incidencia. Cabe destacar que la retención es sobre el monto pagado o abonado en cuenta sin deducciones de ninguna naturaleza, lo que incluiría el Impuesto al Valor Agregado, estableciendo un indebido gravamen sobre otro tributo.

Otros como el Municipio Juan Antonio Sotillo del Estado Anzoátegui, establecen también en la Ordenanza de Impuesto sobre Actividades Económicas, la obligación de retener para todas las instituciones, empresas, industrias, etc., que realicen pagos a los sujetos pasivos, autorizando al Alcalde para la reglamentación de las modalidades y formas de efectuarlas. El Alcalde de este mismo Municipio, en desarrollo de la norma autorizatoria de la Ordenanza en cuestión, ha dictado reglamentos conforme a los cuales se regula dicho régimen de retenciones, con relación al cual cabe destacar que se establece una retención total en la fuente del cien por ciento (100%), la cual podría tener justificación en el caso del Impuesto sobre la Renta correspondiente a no domiciliados, pero que no parece tener una motivación distinta de la recaudatoria en el Impuesto sobre Actividades Económicas, desnaturalizando la condición de pago a cuenta del tributo que representa la retención.

Por último, el Municipio Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui, contiene una norma genérica para los promotores o constructores de obras o servicios, con respecto de los subcontratistas que ejecuten trabajos en dichas obras, sin que admitan deducción alguna. Destaca que en el caso de las empresas cuyo domicilio principal se encuentre en el exterior y se comercialicen a través de su sede en el Municipio, deberán éstas retener el impuesto que corresponda a la primera por los actos de comercio realizados a través de sus representantes en El Tigre o en cualquier parte del territorio del Municipio. Esta norma pareciera establecer un régimen si no igual, muy similar a la figura del responsable establecida en la Ley del Impuesto al Valor Agregado, con relación a las compras de bienes efectuadas a no domiciliados, lo cual en nuestra opinión es ilegal, en virtud de las características del Impuesto sobre

Actividades Económicas por su carácter eminentemente territorial y en el que se grava es el ejercicio de la actividad.⁴⁴

De las consideraciones anteriores, basadas en lo que representa la figura del agente de retención y las regulaciones de la Ley Orgánica del Poder Público Municipal, acerca de la configuración del hecho imponible o generador de la obligación tributaria en el Impuesto sobre Actividades Económicas, podemos establecer las siguientes conclusiones:

1. Que el agente de retención debe tener un establecimiento permanente en el Municipio en el cual se establezca la obligación de retener, con excepción de los organismos públicos o empresas públicas;
2. Que el contribuyente prestador de servicios, para ser sujeto de retención, también debe tener un establecimiento permanente en el Municipio que pretenda aplicar la retención, siendo que ésta constituye un anticipo a cuenta del impuesto a pagar.
3. Que el contribuyente proveedor de servicios, debe haber permanecido en el Municipio que pretenda aplicar la retención, por lo menos por un período superior a tres (3) meses, continuos o discontinuos durante el ejercicio gravable, para que se considere contribuyente en el Municipio o tener allí su establecimiento permanente, siendo como se expresó la retención, un anticipo a cuenta del impuesto.

Cabe señalar que este planteamiento ha sido acogido por la jurisprudencia reciente de la Sala Político Administrativa del Tribunal Supremo de Justicia, aún cuando en materia de servicios de transporte. En efecto, en sentencia N° 00054 de fecha 25 de enero de 2018 en el *caso Ford Motor de Venezuela contra el Municipio Valencia del Estado Carabobo*⁴⁵, la Sala deja clara la necesidad de que el contribuyente que sea objeto de la retención tenga un establecimiento permanente en el Municipio, a fin de que la misma cumpla con su finalidad de ser un anticipo a cuenta del pago de un impuesto que es de carácter eminentemente territorial.

44 Sobre este aspecto de las retenciones, nos remitimos a las Ordenanzas de Impuesto sobre Actividades Económicas de los Municipios antes indicados.

45 Consultada en historico.tsj.gob.ve/decisiones/spa/enero/207074-00054-25118-2018-2017-0372.HTML

Siendo ello así, debemos concluir que los servicios prestados por contratistas a empresas petroleras sólo estarán sujetos a retención en la medida en que éstos sean gravables en el Municipio, por cumplirse las condiciones establecidas en la Ley para considerar a tales contratistas contribuyentes y siempre que los mismos tengan un establecimiento permanente en el Municipio de que se trate, a fin de poder aplicar contra su Impuesto sobre Actividades Económicas definitivo, los impuestos que le hubiesen sido retenidos en el ejercicio fiscal gravable.

Bibliografía

- ACEDO PAYAREZ, Germán, *La industria petrolera venezolana y su fiscalización en materia tributaria*, “IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen Impositivo de las actividades petroleras, mineras y servicios conexos. Doble tributación internacional”. ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE DERECHO TRIBUTARIO, 2da. Edición, Livrosca, Caracas, 1998.
- ANDRADE RODRIGUEZ, Betty, *Tributación Municipal a los Hidrocarburos*, Temas sobre Tributación Municipal en Venezuela, Obras Colectivas OC, Fondo Editorial AVDT, Editorial Torino, Caracas, 2005.
- ARAUJO MEDINA, Federico y PALACIOS MÁRQUEZ, Leonardo, *Análisis Constitucional del Poder Tributario en Materia de Hidrocarburos*, Torres, Plaz & Araujo, Caracas, 1995.
- ARAUJO MEDINA, Federico, PALACIOS MÁRQUEZ, Leonardo, GARANTÓN Juan Carlos, *Los convenios operativos como vehículos de desarrollo de actividades petroleras. Reflexiones sobre el ámbito de aplicación espacial de normas impositivas municipales*, “IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen Impositivo de las actividades petroleras, mineras y servicios conexos. Doble tributación internacional”. ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE DERECHO TRIBUTARIO, 2da. Edición, Livrosca, Caracas, 1998.

- ARAUJO MEDINA, Federico, *Marco Constitucional de la Fiscalidad de los Hidrocarburos*, VI Jornadas Aníbal Dominici, Derecho Tributario Homenaje Dr. Oswaldo Anzola, Ediciones Funeda, Caracas, 2014.
- BREWER-CARÍAS, Allan Randolph, *Las Constituciones de Venezuela*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 1997.
- BELISARIO RINCÓN, José Rafael, *La tributación municipal y la apertura petrolera. El caso de los contribuyentes transeúntes en materia de servicios petroleros*, “IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen Impositivo de las actividades petroleras, mineras y servicios conexos. Doble tributación internacional”. ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE DERECHO TRIBUTARIO, 2da. Edición, Livrosca, Caracas, 1998.
- CARMONA BORJAS, Juan Cristóbal, *Actividad Petrolera y Finanzas Públicas en Venezuela*, Volumen I y II, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Premio Obras Profesionales 2014-2015, Caracas, 2016.
- CASAS GONZALEZ, Antonio, *La tributación petrolera. Análisis sobre la tributación en la economía*, La Tributación en la Constitución de 1999, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2001.
- CONTRERAS QUINTERO, Florencio, *La Industria Nacionalizada del Petróleo ante la Tributación Municipal y su incidencia*. Revista N° 100 de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Central de Venezuela, Caracas, 1996.
- FRAGA PITTALUGA, Luis, *Principios Constitucionales de la Tributación. Jurisprudencia*, Fraga Sánchez & Asociados, Editorial Torino, Caracas, Venezuela, 2006.
- GARANTÓN, Juan Carlos, *Participación Fiscal e Hidrocarburos. Breves consideraciones sobre una necesaria redefinición*, VI Jornadas Aníbal Dominici, Derecho Tributario Homenaje Dr. Oswaldo Anzola, Ediciones Funeda, Caracas, 2014.
- KORODY, Juan Esteban, *Impuesto sobre Actividades Económicas. Casos especiales*. “Manual de Derecho Tributario de la AVDT”, ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE DERECHO TRIBUTARIO,

- Coor. Jesús Sol, Leonardo Palacios, Elvira Dupouy y Juan Carlos Fermín, Tomo II, Editorial Torino C-A, Caracas, 2013.
- MIZRACHI, Ezra, *La Patente de Industria y Comercio*, Fundación Estudios de Derecho Administrativo, Editorial Torino, Caracas, 1998.
- PARRA LUZARDO, Gastón, *Régimen tributario petrolero y perspectivas*, La Tributación en la Constitución de 1999, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Caracas, 2001.
- ROMERO-MUCI, Humberto, *El establecimiento permanente como criterio de vinculación territorial del poder tributario municipal en el Impuesto sobre Patente de Industria y Comercio: El caso del Lago de Maracaibo*, “IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen Impositivo de las actividades petroleras, mineras y servicios conexos. Doble tributación internacional”. ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE DERECHO TRIBUTARIO. 2da. Edición, Livrosca, Caracas, 1998.
- _____, *Jurisprudencia tributaria municipal y la autonomía local (1936-1996)*, Tomos I y II, Colección Jurisprudencia, Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 1997.
- VIGILANZA GARCÍA, Adriana, *La Federación Descentralizada, Mitos y realidades en el reparto de tributos y otros ingresos entre los entes políticos territoriales en Venezuela*, Los Angeles Editores C.A, Maracaibo, 2010.
- _____, *Los ríos como bienes del dominio público, la competencia nacional sobre las aguas y la potestad tributaria municipal*, “IV Jornadas Venezolanas de Derecho Tributario, Régimen Impositivo de las actividades petroleras, mineras y servicios conexos. Doble tributación internacional”. ASOCIACIÓN VENEZOLANA DE DERECHO TRIBUTARIO. 2da. Edición, Livrosca, Caracas, 1998.
- VILLEGAS MORENO, José Luis, *Doscientos años de municipalismo*, Universidad Católica del Táchira y Fundación Estudios de Derecho Administrativo, Caracas, 2010.

Leyes y Ordenanzas:

Constitución de la República de Venezuela de 1961, publicada en la Gaceta Oficial Ext. N° 662 de fecha 23 de enero de 1961.

Constitución de la República Bolivariana de Venezuela de 1999, publicada en la Gaceta Oficial N° 36.860 de fecha 30 de diciembre de 1999.

Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos de 1975, publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 1.769 de fecha 29 de agosto de 1975.

Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en la Gaceta Oficial N° 38.443 de fecha 24 de mayo de 2006 y Reforma Parcial en Gaceta Oficial N° 38.493 de fecha 4 de agosto de 2006.

Ley Orgánica que Reserva al Estado Bienes y Servicios Conexos a las Actividades Prtprimarias de Hidrocarburos, publicada en la Gaceta Oficial N° 39.173 de fecha 7 de mayo de 2009.

Acuerdo mediante el cual se aprueba la modificación del Acuerdo Primero, Numeral 6, Literal a, de los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas contenida en el Modelo de Contrato para las Empresas Mixtas entre la Corporación Venezolana del Petróleo S.A. y las Entidades Privadas, publicada en Gaceta Oficial N° 39.273 de fecha 28 de septiembre de 2009.

Ley de Asignaciones Económicas Especiales, publicada en Gaceta Oficial Ext. N° 5.991 de fecha 29 de julio de 2010.

Ley Orgánica del Poder Público Municipal, publicada en la Gaceta Oficial Extraordinaria N° 6.015 de fecha 28 de diciembre de 2010.

Ordenanza de Impuesto sobre Actividades Económicas del Municipio Cabimas del Estado Zulia, publicada en la Gaceta Municipal Extraordinaria N° 41 de fecha 26 de diciembre de 2017.

Ordenanza de Impuesto sobre Actividades Económicas del Municipio Lagunillas del Estado Zulia publicada en la Gaceta Municipal Extraordinaria N° 1.360 de fecha 22 de diciembre de 2016.

Ordenanza de Impuesto sobre Actividades Económicas del Municipio
Juan Antonio Sotillo del Estado Anzoátegui publicada en la Gaceta
Municipal Extraordinaria N° 007 de fecha 28 de diciembre de 2017.

Ordenanza de Impuesto sobre Actividades Económicas del Municipio
Simón Rodríguez del Estado Anzoátegui disponible en la Web [http://
www.eltigre.gob.ve](http://www.eltigre.gob.ve).

PDVSA y el Banco Central de Venezuela del oro negro a la leyenda de el dorado

Juan Cristóbal Carmona Borjas¹

De acuerdo con el Portal Petroguía, la deuda de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) con el Banco Central de Venezuela (BCV) se inicia en el año 2010, habiendo alcanzado para el año 2012 la cantidad de Bs. 165.465 millones.

El 6 de diciembre de 2013, el economista José Luis Saboín señalaba en el diario “El Nacional” que, el financiamiento del Banco Central de Venezuela a Petróleos de Venezuela, S.A. sumaba 65 millardos de dólares, una cifra que triplicaba las reservas internacionales y que según los especialistas había sido la principal responsable de la alta inflación registrada para ese momento en el país.

El 14 de enero de 2014, el periodista Víctor Salmerón, reportaba en el periódico “El Universal” declaraciones del para entonces Presidente de PDVSA y Vicepresidente del Área Económica, Rafael Ramírez, según las cuales, la estatal petrolera transferiría al Banco Central de Venezuela parte de los derechos de explotación de oro que le habían sido otorgados a cambio de saldar la deuda que con él registraba.

¹ Abogado egresado de la Universidad Católica Andrés Bello; LL.M in Common Law de Georgetown University; Especialista en Derecho Financiero de la Universidad Católica Andrés Bello; Aspirante al título de Doctor en Ciencias mención Derecho de la Universidad Central de Venezuela (carga académica completa); Individuo de Número de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales (electo); Profesor de Postgrado de la Universidad Central de Venezuela; Profesor de Postgrado de la Universidad Católica Andrés Bello; Profesor Invitado del IESA; Presidente de la Asociación Venezolana de Derecho Financiero (1994-1999); Presidente de la Asociación Venezolana de Derecho Tributario (2003-2007); Miembro del Consejo de Redacción de la Revista de Derecho Público; Árbitro del Centro de Arbitraje de la Cámara de Industria Comercio y Servicios de Caracas. Ganador del Premio a la mejor obra jurídica – Profesionales – (2014-2015) otorgado por la Academia de Ciencias Políticas y Sociales.

No obstante aquella declaración y a la operación que efectivamente se concretó en diciembre de 2013, el endeudamiento de la estatal petrolera con el ente emisor continuó aumentando, según Petroguía para el año 2015 en un 38% al llegar a la cantidad de Bs. 970.129 millones y según el Economista José Manuel Puente para el año 2016 había aumentado en un 496%.



Dejando de lado la reseña periodística y los datos estadísticos, a los fines de entrar de lleno al ámbito de lo jurídico, procederemos a analizar la manera en que aquel anuncio gubernamental terminó concretándose y cuáles fueron sus implicaciones legales.

De manera resumida y esquemática el Ejecutivo Nacional procedió a esos fines en los siguientes términos:

- El 16 de septiembre de 2011, el Presidente de la República Hugo Rafael Chávez Frías, habilitado por la Asamblea Nacional, reservó al Estado la exploración y explotación del oro.
- El 28 de diciembre de 2012, el Ministerio de Petróleo y Minería asignó bloques auríferos en el Estado Bolívar a PDVSA Industrial, S.A., con una extensión de 35.779 hectáreas.

- El 30 de enero de 2013, el Presidente de la República dictó decreto, transfiriéndole a PDVSA Industrial, S.A. el derecho a explorar y a explotar esas áreas.
- El 6 de diciembre de 2013, PDVSA Industrial, S.A. constituyó a la Empresa Nacional Aurífera, S.A. a cuyo capital social aportó aquellos derechos de exploración y explotación previa su valoración en 30 millones de dólares.
- El 30 de diciembre de 2013, PDVSA Industrial, S.A. vendió al BCV el 40% de las acciones en la Empresa Nacional Aurífera, S.A. por 12 millones de dólares, reconociéndose entre la estatal petrolera y el ente emisor la compensación de sus deudas recíprocas (Pagaré/Precio de Venta de acciones).

Las operaciones que integran el entramado contractual concebido a los fines de dotar a la estatal petrolera de fondos adicionales y para saldar la deuda que para ella representó su participación en el mismo, procedemos a esquematzarla cronológicamente como sigue.



Muchos de los temas que involucra la operación antes descrita no encontraban regulación expresa en nuestro ordenamiento jurídico ni habían sido mayormente desarrollados por la doctrina patria, de allí que nos dispusimos a abordarlos minuciosamente en el deseo de efectuar aportes que contribuyeran a determinar la validez de tan particular proceder del gobierno nacional.

A esos fines comenzamos por analizar el tema de la titularidad de los yacimientos mineros.

De acuerdo con el artículo 12 de la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (CRBV), tanto los yacimientos mineros como de hidrocarburos, pertenecen a la República, calificándolos de bienes del dominio público, por ende, ajenos al tráfico jurídico, no susceptibles de ser enajenados, transferidos o gravados.

Mientras los minerales forman parte del yacimiento pertenecen a la República y califican como bienes del dominio público de la Nación, una vez extraídos, pierden aquel carácter y su titularidad depende del esquema de explotación adoptado por el Estado.

En el caso del oro, hasta 2015, una vez extraído el mineral éste era de venta obligatoria a la República, después de esa fecha, de venta obligatoria al BCV, salvo que por autorizaciones conferidas por el Presidente de la República pueda ser vendido a terceros.

Más allá de la naturaleza jurídica de los yacimientos y del mineral de ellos extraído, resultaba igualmente necesario adentrarse en la caracterización de los derechos a explorar y explotar minerales transferidos por el Estado a las empresas de su total propiedad o mixtas.

Aunque referido al caso de las concesiones, se ha considerado que el concesionario se hace titular de un derecho real administrativo inmobiliario, el de explorar y explotar un yacimiento.

Un derecho real es aquel derecho subjetivo que atribuye a su titular un poder o señorío sobre una cosa determinada con efectos *erga omnes*.

Cuando el derecho real recae sobre un bien inmueble, se le califica por su objeto, como un derecho real inmobiliario, que además es administrativo al depender en su nacimiento, reconocimiento y efectos de un acto típicamente administrativo.

Es un derecho que tiene como contrapartida una serie de obligaciones, está sujeto a controles y directrices, además de ser temporal.

La implementación de esta parte de la operación global concebida e implementada pudiera esquematizarse en los siguientes términos:



Podría concluirse que los derechos transferidos en el caso de la actividad aurífera califican como ocurre con las concesiones de derechos reales inmobiliarios administrativos, sólo que, al mediar una reserva y un decreto de transferencia, no son susceptibles de tráfico jurídico (inalienables, inejecutables e inembargables).

En aquel contexto surgen varias interrogantes, la primera de ellas, si era posible para PDVSA Industrial, S.A. aportar al capital social de la Empresa Nacional Aurífera, S.A. los derechos de exploración y explotación del oro que le habían sido transferidos por el Estado venezolano.

Como hemos señalado, la existencia de una reserva de la actividad minera, el ejercicio por parte del Estado a través de empresas de su total o parcial propiedad y, el carácter de bienes del dominio público de la Nación que tienen los yacimientos, conducen a sostener que tampoco tienen cabida en el tráfico jurídico los derechos que encierra el Decreto de Transferencia, siendo ello posiblemente la razón por la que nunca han sido reconocidos como parte del patrimonio de empresas como las operadoras petroleras.

Sostiene el Doctor, Alfredo Morles Hernández que:

“El capital social es un requisito esencial para la constitución de la sociedad anónima, puesto que los acreedores sólo cuentan con el patrimonio de la sociedad para la satisfacción de sus créditos. Para asegurar

la existencia real (integridad) de ese capital, la ley regula varias situaciones, mediante un conjunto de normas de interés público, concebidas en función de protección de los terceros.²”

Aportar al capital social de una compañía anónima como la Empresa Nacional Aurífera, S.A. un bien catalogado de real inmobiliario administrativo, este es, el derecho de exploración y explotación de oro, no se alinea con el fin asignado al capital social de una compañía anónima, en tanto esos derechos no pueden ser utilizados para responder a las pretensiones de los acreedores de la entidad.

Más allá de la titularidad de los yacimientos y de la naturaleza jurídica de los derechos de exploración y explotación de minerales, resultaba igualmente necesario adentrarse en el análisis de la figura del Decreto de Transferencia, especialmente por en él haberse facultado a PDVSA a transferir a su vez los derechos transferidos.

Cuando el Estado ejerce una actividad reservada en el sector aurífero por intermedio de un tercero (PDVSA Industrial, S.A.), al igual que ocurre con el petrolero, dicta un Decreto de Transferencia.

La figura de la “Transferencia”, no encuentra en nuestro ordenamiento jurídico desarrollo o regulación alguna, simplemente se alude a ella en leyes como las aquí comentadas, como el mecanismo a través del cual se faculta a una empresa del Estado o a una empresa mixta, el ejercicio de una actividad reservada.

Como antecedente a la “Transferencia”, existió bajo la vigencia de la Ley de Hidrocarburos de 1967, la figura de la “Asignación”, siendo hasta cierto punto su equivalente en la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos de 1975, la “Atribución”.

La “Asignación” de la Ley de Hidrocarburos de 1967, para José Román Duque Sánchez, es una figura de Derecho Público, en virtud de la cual y mediante la aprobación del Congreso Nacional, se efectúa la transferencia de derechos reales de exploración y explotación de hidrocarburos a entes

2 MORLES HERNÁNDEZ, Alfredo. Curso de Derecho Mercantil. Las Sociedades, Caracas, UCAB. 1986, p.

públicos en áreas determinadas, *pero sin que tales derechos puedan ser luego enajenados, gravados o ejecutados*³.

La Asignación, era a los entes del Estado como la concesión es a los particulares, difiriendo, como ya señalamos, entre otras, en que la Asignación no podía ser enajenada, ejecutada o gravada, en tanto la concesión es cedible, gravable y ejecutable. Al igual que la Asignación, la Transferencia no es susceptible de actos de disposición.

La figura de la “Transferencia” podría pensarse, tiene por objeto el ejercicio de una actividad industrial-comercial que no se encuentra dentro de las llamadas competencias administrativas ni constituye un servicio público, sin embargo, según sentencia N° 1.892 del 18 de octubre de 2007 de la Sala Constitucional del Tribunal Supremo de Justicia, el ejercicio de la actividad petrolera no es equiparable al simple ejercicio de una actividad económica como las susceptibles de ser ejercidas por los particulares, razón por la cual, son más bien equiparables al ejercicio de una competencia administrativa.

Ante el vacío registrado en nuestro ordenamiento jurídico en torno a la figura de la “Transferencia” y con base en lo sostenido por nuestro Máximo Tribunal en cuanto a la naturaleza jurídica del ejercicio de la actividad petrolera, en el intento por ahondar en la naturaleza jurídica de la “Transferencia”, ha de recurrirse a la analogía, resultando para ello la figura más próxima la de la delegación administrativa.

En el Derecho Administrativo, la delegación administrativa es una transferencia del ejercicio de la competencia mediante una manifestación volitiva del órgano superior (delegante) al órgano inferior (delegado).

La transferencia del derecho a ejercer una actividad reservada pareciera tratarse entonces de un acto administrativo dictado por el Ejecutivo Nacional bajo la forma de decreto, mediante el cual se confiere unilateralmente a una empresa propiedad exclusiva del Estado o a una empresa mixta, la posibilidad de llevar a cabo actividades que han sido reservadas por ley a favor del Estado.

3 DUQUE SÁNCHEZ, José Román. Manual de Derecho Minero Venezolano. UCAB. Tercera Edición, Caracas. Editorial Sucre, 1974, p. 269.

De tratarse el decreto de transferencia de una modalidad de delegación administrativa, como lo señalamos, una de sus notas características sería la de que el delegado no puede disponer de la competencia delegada. Esta prohibición se encuentra expresamente contemplada en el numeral 3 del artículo 35 de la Ley Orgánica de Administración Pública.

La posibilidad contemplada en el Decreto de Transferencia de que PDVSA pudiera ceder a su vez los derechos a ella transferidos, como en efecto lo hizo a favor de la Empresa Nacional Aurífera, S.A., resultaba así, contraria a derecho.

Más allá de los impedimentos hasta el momento expuestos, otros obstáculos se presentaban para llevar a cabo una operación como la aquí analizada, entre ellos, los relativos a la posibilidad para el BCV de asumir la condición de accionista de la Empresa Nacional Aurífera, S.A., como en efecto terminó ocurriendo.



De acuerdo con el artículo 37 de la LBCV del 7 de mayo de 2010 vigente para el momento en que se implementa la operación comentada, estaba prohibido al ente emisor ser titular de acciones en sociedades de cualquier naturaleza, salvo el caso de empresas cuyo objeto principal estuviera directamente relacionado con las actividades específicas o necesarias para las operaciones del Banco, así como cuando se tratara de empresas que el BCV en resguardo de su patrimonio, recibía en pago de créditos que hubiere concedido o adquiriera en virtud de ejecución de garantías.

Por su parte, el artículo 5 de la LBCV de 2010, disponía que el objetivo fundamental del ente emisor era lograr la estabilidad de precios y preservar el valor de la moneda.

El papel que juega el oro en materia de política monetaria de cualquier país es innegable, en tanto de la tenencia que de éste se registre depende en buena medida el respaldo de la moneda local en circulación, así como se miden los niveles de las reservas internacionales de la Nación.

No vemos, sin embargo, vinculación alguna entre el ejercicio de la actividad minera con la política monetaria y la búsqueda de la estabilidad de precios encomendada al BCV, siendo ello tan cierto que nunca en su historia el ente emisor había incursionado en ese campo, habiendo podido ejercer, sin embargo, perfectamente su rol.

La pretensión de PDVSA de vender al ente emisor las acciones de la Empresa Nacional Aurífera, S.A. no encontraba, a nuestro entender, cabida a la luz del régimen legal al que estaba sujeto el ente emisor, ya que la exploración y explotación de oro no están directamente relacionadas con actividades específicas o necesarias para sus operaciones.

Las objeciones a la operación materia de esta exposición no se agotan en las ya señaladas, correspondiendo el turno ahora a la compensación como medio de extinción de deudas recíprocas entre entes públicos.



El artículo 77 de la Ley Orgánica de la Procuraduría General de la República, consagra bajo el Título “Privilegios y Prerrogativas de la República”, que:

“En ningún caso es admisible la compensación contra la República, cualquiera sea el origen o la naturaleza jurídica de los créditos que se pretendan compensar, salvo lo establecido en el Código Orgánico Tributario”.

Esta norma, ha sido entendida no sólo como que no es posible oponer la compensación contra la República a los fines de declarar extinguida las deudas que la involucren, sino que tampoco le es posible a ella oponerla a sus acreedores. Este privilegio de la República, que es también restricción, obedece a razones presupuestarias no susceptibles de ser relajadas, salvo ciertos casos de excepción que aquí no encuentran cabida. Tampoco es posible oponer la compensación respecto de deudas recíprocas que se registren entre entes de la Administración Pública (PDVSA-BCV). Dado lo anterior, mal pudo recurrirse a la compensación como medio de extinción de la obligación que tenía la estatal petrolera con el BCV (Pagaré-Precio de Acciones).

La imposibilidad de efectuar actos de disposición respecto de los derechos de exploración y explotación de oro transferidos a PDVSA Industrial, mediante su transferencia a otros entes; la imposibilidad de aportar al capital social de una sociedad mercantil bienes reales inmobiliarios administrativos; la prohibición que recaía sobre el BCV de hacerse accionista de una entidad como la Empresa Nacional Aurífera y, la improcedencia de la compensación como medio de extinción de deudas entre entes de la administración pública, vician de nulidad el proceder del Ejecutivo Nacional.

Existen, sin embargo, en nuestra opinión, razones para considerar que es intención del Gobierno Nacional reproducir el esquema comentado, muestra de lo cual lo representan los siguientes hechos:

En Gaceta Oficial N° 40.663 de fecha 19 de mayo de 2015, apareció publicada la reimpresión de la Resolución N° 177, en la que, casi cuatro años después, se subsanaba un “error material”. Se agregaban así, dos bloques más al área asignada a PDVSA, el Bloque Sifontes Sur y Sifontes Norte, ampliándose de 35.779 hectáreas a 43.418 hectáreas. Los 30 millones de dólares de la valoración original de aquella asignación, pasaron, obviamente, a una cifra superior que dará margen para cubrir otra porción de deuda de la esta tal petrolera con el BCV.

Nicolás Maduro, en ejercicio de la habilitación que le había sido conferida por la anterior Asamblea Nacional, concretó dos reformas a la Ley que Reserva la Exploración y Explotación del Oro, una, el 18 de noviembre de 2014 y, otra, el 30 de diciembre de 2015.

Frente a las numerosas objeciones jurídicas que había encerrado la operación celebrada entre el BCV y PDVSA antes comentada, pareciera evidente la intención que tuvo el legislador habilitado de reforzar legalmente el esquema que había liberado a la estatal petrolera de la difícil situación financiera que atravesaba en 2013.

Fue así como en el Decreto-Ley dictado en 2014:

- Se contempló la posibilidad para el BCV de asociarse con empresas de exclusiva propiedad del Estado para llevar a cabo actividades auríferas.

En la reforma del 30 de diciembre de 2015, el Ejecutivo Nacional amplió el ámbito de la reserva incluyendo a cualquier otro mineral que a su discreción calificara como estratégico y, adicionalmente estableció que:

- El BCV podía participar como accionista en empresas mixtas dedicadas a la actividad minera y;
- La posibilidad de aportar al capital social de esas empresas mixtas el derecho transferido de explorar y explotar minerales.

En esa misma fecha, 30 de diciembre de 2015, Nicolás Maduro reformó la LBCV, incluyendo:

1. Como política del ente emisor el desarrollo de actividades mineras vinculadas al oro, en asociación con la República o empresas de su propiedad, como expresión de la actividad pública para la consecución de los cometidos esenciales del Estado y la satisfacción de los intereses supremos del colectivo, sin que ello constituya actos de gestión o comercio para dicho banco y;
2. La posibilidad para el BCV de ejercer la actividad aurífera en condición de accionista de sociedades mercantiles.

Finalmente, el pasado 27 de marzo de 2017 se dictaron decretos en los que se declaran como minerales estratégicos a los diamantes, al cobre y a la plata.

Las reformas legales señaladas, en medio de tantas objeciones jurídicas al proceder del Ejecutivo Nacional de 2013, nos hace preguntarnos si con ello lo que se busca es contar con un medio dirigido a saldar nuevas deudas asumidas por la República, PDVSA y otros entes descentralizados, con el ente emisor, mediante el control de la cuantificación de las reservas minerales; la calificación de su carácter estratégico; la valoración del derecho a explorarlas y explotaras y; la posibilidad de aportarlas al capital social de empresas, total propiedad del Estado o mixtas, en las que pueda intervenir el BCV, quien verá pagadas sus acreencias con las acciones que adquiera en aquellas entidades.

¿Será ésta acaso la materialización de la Leyenda de El Dorado que permitirá al Estado venezolano seguir endeudándose para luego pagar con espejitos y cuencas de colores?

Frente a esa posible estrategia, vale recordar las sabias palabras de Montesquie, con las que ponemos fin a esta intervención:

“Si las leyes no se cimientan en la justicia y la equidad, lejos de ser el fundamento de la libertad, ellas serán el apoyo y sostén de la más dura y odiosa tiranía, pues no hay tiranía más detestable que la que se ejerce a la sombra de la ley y so color de justicia”.

Bibliografía

Duque Sánchez, José Román. *Manual de Derecho Minero Venezolano*. UCAB. Tercera Edición, Caracas. Editorial Sucre, 1974.

Morles Hernández, Alfredo. *Curso de Derecho Mercantil. Las Sociedades*, Caracas, UCAB. 1986.

Contexto actual de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), aplicadas al sector de petróleo y gas

Juan Ramos Cardozo¹

Características del negocio de petróleo y gas

Las inversiones en el sector extractivo difieren fundamentalmente, en distintos aspectos, de las inversiones en la mayoría de los otros sectores. En primer lugar, las inversiones iniciales en infraestructura y desarrollo de yacimientos petrolíferos y gasíferos pueden ser muy grandes; los costos de inversión a menudo ascienden a miles de millones de dólares.

En segundo lugar, estas inversiones se caracterizan por prolongados tiempos de espera, ya que el descubrimiento y el posterior desarrollo de los yacimientos petrolíferos y gasíferos pueden demorar una década o más. Una vez efectuado el gasto, estas inversiones esencialmente son costos irre recuperables y se deben completar antes de que el yacimiento de gas o petróleo comience a producir. Por otra parte, los horizontes de inversión también pueden ser muy prolongados: algunos yacimientos producen durante un plazo de 50 años a 100 años o más.

¹ Socio de Auditoría KPMG Venezuela. Contador Público egresado de la Universidad de Oriente, con especialización en Contabilidad, Auditoría y Finanzas. Ha efectuado cursos de desarrollo de habilidades para la dirección de procesos gerenciales y de evaluación de controles de tecnología de información; participando como instructor en seminarios de KPMG relacionados con Principios Contables y de Auditoría tanto en Venezuela como en el exterior, siendo además conferencista frecuente sobre temas de contabilidad y auditoría en universidades nacionales y gremios profesionales, contando con más de treinta (30) años de experiencia en el área financiera. Director de la Cámara Petrolera de Venezuela Capítulo Anzoátegui. Especialista en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y Principios de Contabilidad Americana (USGAAP).

En tercer lugar, las inversiones están sujetas a un alto nivel de incertidumbre, particularmente durante las etapas de exploración, diseño y desarrollo, pero el riesgo sigue siendo elevado durante la operación debido a la inestabilidad de los precios del petróleo, el gas y sus derivados; así como también a la incertidumbre sobre la magnitud de las reservas. Con precios bajos, la extracción de gas y petróleo, requiere tecnología costosa, solo es rentable si el precio permanece lo suficientemente alto para cubrir el gasto necesario.

En cuarto lugar, el petróleo y el gas son recursos limitados, y dado que la producción de una unidad adicional en la actualidad significa que esta unidad no estará disponible en el futuro, las estrategias óptimas de extracción se ven afectadas y difieren en función de las preferencias sociales y privadas a lo largo del tiempo.

Uno de los insumos claves para la determinación de las cifras que impactan los estados financieros y sus revelaciones, de acuerdo con las NIIF, es el uso de las reservas de petróleo y gas.

Las reservas son las cantidades de petróleo y gas que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas, desde cierta fecha en adelante, bajo condiciones definidas. Además, las reservas deben satisfacer cuatro criterios: i) estar descubiertas, ii) ser recuperables, iii) ser comerciales y iv) ser remanentes.

Sobre la base de los proyectos de desarrollo aplicados. Las reservas también se categorizan de acuerdo con el nivel de certeza relacionado con las estimaciones y se pueden subclasificar según el afianzamiento del proyecto o caracterizar por el estado de desarrollo y producción:

Las reservas comprobadas

Son aquellas cantidades de petróleo que, según los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, se puede estimar con certeza razonable que serán recuperables comercialmente, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y al amparo de condiciones económicas, métodos de operación y reglamentaciones gubernamentales definidas. El término “certeza razonable” se refiere a un alto nivel de confianza en que se recu-

perarán las cantidades. Si se utilizan métodos probabilísticos, debe existir una probabilidad de 90%, como mínimo, de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superiores a la estimación.

Las reservas probables

Son aquellas reservas adicionales que, según los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, tienen menos probabilidad de ser recuperadas que las reservas comprobadas, pero tienen mayor probabilidad de ser recuperadas que las reservas posibles. Es igualmente probable que las cantidades remanentes reales recuperadas sean mayores, o menores, que la suma de las reservas estimadas comprobadas más las reservas probables. En este contexto, cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe existir una probabilidad de 50%, como mínimo, de que las cantidades reales recuperadas sean iguales o superiores a la estimación de las reservas probables.

Las reservas posibles

Son aquellas reservas adicionales que, según los análisis de datos geocientíficos y de ingeniería, tienen menos probabilidad de ser recuperadas que las reservas probables. Las cantidades totales finalmente recuperadas del proyecto tienen una probabilidad baja de superar la suma de las reservas comprobadas más las reservas probables más las reservas posibles, que es equivalente a la hipótesis de estimación alta. Cuando se utilizan métodos probabilísticos, debe existir una probabilidad de 10%, como mínimo, de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o superiores a la estimación de reservas posibles.

Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

Las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), también conocidas por sus siglas en inglés como IFRS (International Financial Reporting Standards), son estándares técnicos contables adoptadas por el IASB, institución privada con sede en Londres. Constituyen los estándares internacionales o normas internacionales en el desarrollo de

la actividad contable y suponen un manual contable de la forma como es aceptada en el mundo.

Las normas se conocen con las siglas NIC y NIIF dependiendo de cuándo fueron aprobadas e incluyen sus interpretaciones que se conocen con las siglas SIC y CINIIF.

Las normas contables dictadas entre 1973 y 2001, reciben el nombre de “Normas Internacionales de Contabilidad” (NIC) y fueron dictadas por el IASC, precedente del actual IASB. Desde abril de 2001, año de constitución del IASB, este organismo adoptó todas las NIC y continuó su desarrollo, denominando a las nuevas normas “Normas Internacionales de Información Financiera” (NIIF).

La cadena de valor del petróleo y gas y las NIIF

Exploración y producción	Transporte y refinación	Distribución y venta
Exploración: Esfuerzos Exitosos & Costo Total ⁶ / NIIF 6 (Exploración y Evaluación E&E)	Contabilización de cantidades mínimas en oleoductos y gas colchón (almacenamiento subterráneo)	Deterioro, unidades generadoras de efectivo (UGEs)
Acuerdos de trabajo conjunto	Contabilidad por componentes	
Overlift y underlift (operaciones a boca de pozo)		
Deterioro, unidades generadoras de efectivo (UGEs)		
Ingresos y tributación		
Contratos de reparto de la producción y tributación		
Contabilidad por componentes		
Obligaciones por retiro de activos		

Exploración y evaluación de recursos minerales (NIIF 6)

La mayoría de las principales compañías integradas de petróleo y gas, así como muchas compañías *upstream* más pequeñas, utilizan el método de esfuerzos exitosos. Según este método contable para la exploración y desarrollo, los costos incurridos en la búsqueda, adquisición y desarrollo de reservas se capitalizan para cada yacimiento dependiendo de la naturaleza de las operaciones. Cuando se descubre una reserva mineral comercialmente viable (o probada), los costos capitalizados pueden imputarse al descubrimiento. En caso de que no se produjera el descubrimiento, la inversión se lleva a resultados. Sin embargo, algunas compañías de *upstream* han empleado históricamente el modelo de costo completo.

Según este modelo, se capitalizan todos los costos incurridos en la búsqueda, adquisición y desarrollo de las reservas en un gran centro de costo geográfico, en lugar de cada yacimiento individual. Los centros de costos se agrupan habitualmente en función de cada país si bien, a veces, cuando los yacimientos presentan características geológicas o económicas similares o vinculadas, pueden agruparse algunos países.

El debate continúa en el sector sobre los méritos conceptuales de ambos métodos. La NIIF 6 se ha emitido con vistas a proporcionar una solución provisional que permite a las entidades seguir aplicando su política contable con respecto a la exploración y evaluación de recursos minerales, hasta que se desarrolle una solución más completa. Aporta una solución provisional para los costos de exploración y evaluación, pero no para los costos incurridos una vez terminada esta fase. En consecuencia, es difícil que la contabilización según el modelo de costo completo tal como se ha aplicado en el pasado pueda mantenerse más allá de la fase de exploración y evaluación (E&E).

Los cambios practicados en la política contable de una entidad para los activos de E&E solo pueden practicarse si se traducen en una política contable más cercana a las NIIF. Esta restricción sobre los cambios a la política contable engloba los cambios implantados por la adopción de la NIIF 6. Es importante resaltar que la ésta solo cubre la fase de exploración

y evaluación, hasta el punto en que las reservas probadas se determinan fructuosas o infructuosas.

Objetivos de la NIIF 6

Su objetivo consiste en especificar la información financiera relativa a la exploración y evaluación de recursos naturales, a través de:

- Introducción de mejoras limitadas en las prácticas contables existentes para los desembolsos por exploración y evaluación;
- Realización por parte de los entes de la correspondiente comprobación del deterioro de los activos para la exploración y evaluación de acuerdo con la NIC 36 *Deterioro del Valor de los Activos*.
- Exposición de información que identifique y explique los importes que en los estados financieros de la entidad surjan de la exploración y evaluación de recursos minerales, que permita a los usuarios de esos estados financieros comprender el importe, calendario y certidumbre de los flujos de efectivo futuros de los activos para la exploración y evaluación que se hayan reconocido.

Esta NIIF no aborda otros aspectos relativos a la contabilización de las entidades dedicadas a la exploración y evaluación de recursos minerales.

La norma establece que, un ente no aplicará la presente NIIF a los desembolsos en que haya incurrido antes de la exploración y evaluación de los recursos minerales, tales como desembolsos incurridos antes de obtener el derecho legal de explorar un área determinada, así como tampoco después que sean demostrables la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción del recurso mineral.

Componentes de los costos de los activos para exploración y evaluación

La entidad establecerá una política contable especificando los desembolsos que se reconocerán como activos para exploración y evaluación, y aplicará dicha política uniformemente. Al establecer esta política, la entidad considerará el grado en el que los desembolsos pueden estar asociados

con el descubrimiento de recursos minerales específicos. Los siguientes son ejemplos de desembolsos que podrían incluirse en la valoración inicial de los activos para exploración y evaluación (la lista no es exhaustiva):

- Adquisición de derechos de exploración.
- Estudios topográficos, geológicos, geoquímicos y geofísicos.
- Perforaciones exploratorias.
- Excavaciones.
- Toma de muestras.
- Actividades relacionadas con la evaluación de la factibilidad técnica y la viabilidad comercial de la extracción de un recurso mineral.

Costos excluidos

Costos efectuados antes de obtener los derechos legales para explorar (costos pre- exploración).

Costos de desarrollo

Costos una vez que se ha establecido la factibilidad técnica y la viabilidad comercial; la extracción ha sido establecida.

Clasificación de activos para exploración y evaluación

Una entidad clasificará los activos para exploración y evaluación como tangibles o intangibles, según la naturaleza de los activos adquiridos, y aplicará la clasificación de forma coherente.

Algunos activos para exploración y evaluación se tratan como intangibles (por ejemplo, los derechos de perforación), mientras que otros son tangibles (por ejemplo, vehículos y equipos de perforación). En la medida en que se consuma un activo tangible para desarrollar un activo intangible.

Deterioro y unidades generadoras de efectivo

El importe que refleje reconocimiento y medición se evaluará el deterioro del valor de los activos para exploración y evaluación cuando los hechos y circunstancias sugieran que el importe en libros de un activo para exploración y evaluación puede superar a su importe recuperable. Cuando los hechos y circunstancias sugieran que el importe en libros excede el importe recuperable, una entidad medirá, presentará y revelará cualquier pérdida por deterioro del valor resultante de acuerdo con la NIC 36, excepto por lo dispuesto en el párrafo siguiente.

Al identificar si se ha deteriorado un activo para exploración o evaluación, y solo para este tipo de activos, se aplicará el párrafo 20 de esta NIIF en lugar de los párrafos 8 a 17 de la NIC 36. El párrafo 20 emplea el término “activos”, pero es aplicable por igual tanto a los activos para exploración y evaluación separados como a una unidad generadora de efectivo.

Uno o más de los siguientes hechos y circunstancias indican que la entidad debería comprobar el deterioro del valor de los activos para exploración y evaluación (la lista no es exhaustiva):

- El término durante el que la entidad tiene el derecho a explorar en un área específica ha expirado durante el período, o lo hará en un futuro cercano, y no se espera que sea renovado.
- No se han presupuestado ni planeado desembolsos significativos para la exploración y evaluación posterior de los recursos minerales en esa área específica.
- La exploración y evaluación de recursos minerales en un área específica no han conducido al descubrimiento de cantidades comercialmente viables de recursos minerales, y la entidad ha decidido interrumpir dichas actividades en la misma.
- Existen datos suficientes para indicar que, aunque es probable que se produzca un desarrollo en un área determinada, resulta improbable que el importe en libros del activo para exploración y evaluación pueda ser recuperado por completo a través del desarrollo exitoso o a través de su venta.

En cualquiera de estos casos, o en casos similares, la entidad comprobará el deterioro del valor de acuerdo con la NIC 36. Cualquier pérdida por deterioro se reconocerá como un gasto de acuerdo con la NIC 36.

Una entidad establecerá una política contable para asignar los activos para exploración y evaluación a unidades generadoras de efectivo o grupos de unidades generadoras de efectivo, con la finalidad de comprobar si tales activos han sufrido un deterioro en su valor. Ninguna unidad generadora de efectivo o grupo de unidades a las que se impute un activo de exploración y evaluación podrá ser mayor que un segmento de operación determinado de acuerdo con la NIIF 8 *Segmentos de Operación*.

El nivel identificado por la entidad, a los efectos de comprobar si el valor de los activos para exploración y evaluación se ha deteriorado, puede comprender una o más unidades generadoras de efectivo.

Información a revelar

Una entidad revelará la información que permita identificar y explicar los importes reconocidos en sus estados financieros que procedan de la exploración y evaluación de recursos minerales.

Para cumplir lo dispuesto en el párrafo 23, una entidad revelará:

- Las políticas contables aplicadas a los desembolsos relacionados con la exploración y evaluación, incluyendo el reconocimiento de activos por exploración y evaluación.
- Los importes de los activos, pasivos, ingresos y gastos, así como los flujos de efectivo por actividades de operación e inversión, surgidos de la exploración y evaluación de recursos minerales.

La entidad tratará los activos para exploración y evaluación como una clase de activos separada y revelará la información requerida por la NIC 16 o la NIC 38, según como haya clasificado los activos.

Impuestos

Los impuestos sobre el petróleo pertenecen generalmente a dos categorías: los que se calculan en función de los beneficios obtenidos (impuestos

sobre la renta) y los que se calculan en función de los costos de producción o los ingresos por ventas (cánones o impuestos especiales). La categorización es crucial.

Los impuestos sobre el petróleo que se calculan aplicando un tipo impositivo a una medida de ingresos o volúmenes de producción no entran en el alcance de la NIC 12, ni pertenecen a la categoría de impuestos sobre la renta. No forman parte de los ingresos, contabilizándose un pasivo por impuestos basados en ingresos o en volúmenes cuando tiene lugar la producción o se generan los ingresos [NIC 18.8]. Estos impuestos a menudo se describen como cánones o impuestos especiales. Se miden de conformidad con la legislación fiscal pertinente y se registra un pasivo para los importes cobrados o adeudados que todavía no han sido abonados a la Administración. No se calculan impuestos diferidos.

Los cánones e impuestos especiales son la parte de los recursos naturales explotados correspondientes al gobierno. Son una parte de la producción para el gobierno, sin costo alguno. Pueden abonarse en efectivo o en especie. De abonarse en efectivo, la entidad vende el petróleo o el gas y remite al gobierno su parte de los ingresos. Los pagos de cánones en efectivo o en especie quedan en su mayoría excluidos de los ingresos y costos brutos.

Los impuestos sobre el petróleo que se calculan aplicando un tipo impositivo a una medida de beneficios quedan dentro del alcance de la NIC 12. La medida de beneficios empleada para calcular el impuesto es la exigida en la legislación tributaria y, en consecuencia, diferirá de la medida de beneficios estipulada en las NIIF. Beneficio, en este contexto, se entiende como ingresos menos costos. Algunos ejemplos de impuestos basados en los beneficios son el impuesto británico sobre los ingresos del petróleo *Petroleum Revenue Tax* y el impuesto noruego sobre el petróleo *Norwegian Petroleum Tax*.

Los impuestos sobre las rentas del petróleo son a menudo impuestos suplementarios, además de los impuestos sobre sociedades ordinarios. El impuesto podrá aplicarse únicamente a los beneficios derivados de áreas geológicas concretas o a veces, en áreas mayores, de cada yacimiento. El impuesto sobre el petróleo puede o no ser deducible en el cálculo del im-

puesto sobre sociedades, sin que ello modifique su carácter de impuesto sobre las rentas. El cálculo del impuesto es a menudo complejo. Puede haber cierto número de barriles (miles de millones de metros cúbicos) libres de impuestos, amortización acelerada y deducciones fiscales adicionales por inversión. A menudo, también se efectúa el cálculo del impuesto mínimo. Cada factor incluido en el cómputo debe ser evaluado por separado y contabilizado de conformidad con la NIC 12.

Deben calcularse impuestos diferidos con respecto a todos los impuestos englobados dentro del alcance de la NIC 12, incluidos los impuestos sobre el petróleo basados en beneficios. Los impuestos diferidos se calculan por separado para cada impuesto, identificando las diferencias temporales entre el valor contable según las NIIF y la base imponible correspondiente a cada impuesto. Los impuestos sobre las rentas del petróleo pueden calcularse para cada yacimiento en concreto o regionalmente. En consecuencia, será necesario preparar un estado de situación financiera conforme a las NIIF y un estado de situación fiscal para cada área o yacimiento sujeto a una fiscalidad independiente.

El tasa impositiva aplicada a las diferencias temporales se corresponderá con la tasa oficial. En casos limitados en los que el impuesto se calcula para cada yacimiento específico, puede ajustarse la tasa oficial con desgravámenes y deducciones, sin la posibilidad de transferir beneficios o pérdidas entre yacimientos [NIC 12.47] [NIC 12.51].

Los impuestos se abonan en efectivo a las autoridades fiscales pertinentes. Sin embargo, algunos gobiernos permiten el pago de impuestos mediante la entrega de petróleo en lugar de efectivo, en el pago de impuestos sobre las rentas, cánones e impuestos especiales, así como importes adeudados por licencias, contratos de reparto de la producción y similares.

La contabilización de la carga tributaria y la liquidación mediante petróleo deberá reflejar el fondo del contrato. Determinar la contabilización es sencillo si se trata de impuestos sobre las rentas y se calcula en términos monetarios. El volumen de petróleo empleado para liquidar la obligación se calcula en función del precio de mercado del petróleo.

En los acuerdos en los que la deuda se calcula en función del volumen de petróleo producido, sin considerar los precios de mercado, puede resultar más complicado identificar la forma de contabilización adecuada. En este caso se trata, con frecuencia, de un impuesto basado en cánones o volúmenes. El método contable deberá reflejar el fondo del contrato formalizado con el gobierno. En algunos casos se tratará de un canon; en otros, un impuesto tradicional sobre los beneficios; en otros, una distribución de beneficios; y en algunos, una combinación de todo esto y más.

El contrato o legislación que rija la entrega de petróleo a un gobierno deberá revisarse con vistas a determinar el fondo y, por tanto, la forma de contabilización adecuada.

De mantenerse varios contratos con el mismo gobierno, estos deberán someterse a revisión dado que el fondo del acuerdo, y por tanto su contabilización, puede variar según el contrato.

Obligaciones por retiro de activos y provisiones por desmantelamientos

Las obligaciones de desmantelar o retirar un activo se crean en el momento en que se coloca el activo. Por ejemplo, una plataforma de perforación offshore debe ser retirada al término de su vida útil. Independientemente de si su vida útil es de 10.000 ó 1.000.000 de barriles, el fondo de la obligación no cambia.

Las provisiones para desmantelamiento y restauración se contabilizan aunque el desmantelamiento no esté previsto hasta dentro de mucho tiempo, por ejemplo hasta dentro de 80 a 100 años. El efecto del tiempo hasta el momento de desmantelamiento se reflejará actualizando la provisión.

Las provisiones para desmantelamiento se actualizan en cada fecha de cierre del estado de situación financiera con los cambios en las estimaciones de los flujos de caja futuros y los cambios en el tipo de actualización [NIC 37.59]. Los cambios a las provisiones relacionadas con el retiro de un activo se suman o se deducen del valor contable del activo [Comité de Interpretaciones de CINIIF 1.5]. Sin embargo, están restringidos los ajustes

al valor del activo: este no puede caer por debajo de cero ni aumentar por encima del importe recuperable [CINIIF 1.5].

El incremento de la actualización aplicada a un pasivo por desmantelamiento se contabiliza como parte del gasto financiero en la cuenta de resultados.

El importe de activos y pasivos reconocidos en el momento de la contabilización inicial del desmantelamiento o en posteriores revisiones de estimaciones se considera generalmente englobado dentro del alcance de la actual “exención por reconocimiento inicial” estipulada en la NIC 12 [NIC 12.15] [NIC 12.24]. El activo y el pasivo no afectan al beneficio contable ni al beneficio gravable y, por tanto, no generan impuestos diferidos. El importe del aumento en la provisión derivado de la aplicación de la actualización da lugar a una diferencia contable/fiscal y dará lugar a un impuesto diferido activo, sujeto a una evaluación de la recuperabilidad.

Contabilidad por componentes – mejoramiento y refinación

Las entidades del sector energético pueden adquirir una participación en un negocio conjunto u otra entidad jurídica, pero no convertirse en uno de los partícipes. Esta situación puede darse con activos compartidos tales como un oleoducto, cuando el grupo de usuarios es demasiado amplio como para que el control conjunto resulte práctico. También puede producirse cuando el inversor desea conservar la influencia y el acceso a la información, pero no el control conjunto. A menudo la entidad jurídica será la propietaria de un activo único o un grupo de activos estrechamente vinculados, tales como una planta o una instalación de almacenamiento.

La contabilización de negocios conjuntos, según lo estipulado en la NIC 31, no puede aplicarse si no existe control conjunto. El tratamiento contable depende de la naturaleza de la inversión y los derechos de voto.

Cuando la inversión se conserva en una entidad independiente, la participación se considera una inversión y se contabiliza o bien como una asociada en virtud de la NIC 28 (en la que el inversor goza de influencia significativa) o como activo disponible para la venta en virtud de la NIC

39. No es conveniente contabilizar la inversión al costo menos el deterioro cuando pueda establecerse un valor razonable fiable. La dirección deberá obtener información para poder aplicar el método de puesta en equivalencia o desarrollar un proceso de estimación del valor razonable en cada fecha de cierre.

Una participación indivisa en un activo normalmente va acompañada del requisito de contraer una parte proporcional de los costos de operación y mantenimiento del activo. Estos costos deben contabilizarse como gasto en la cuenta de resultados en el momento de contraerlos, y clasificarse de igual modo que los costos equivalentes para activos íntegramente participados.

Conclusiones

El IASB está llevando a cabo un proyecto de investigación con el objetivo de crear una nueva norma para sustituir a la IFRS 6. El alcance formal del proyecto de investigación, es examinar “todo lo relacionado con la contabilidad sobre la búsqueda y extracción de minerales, petróleo y gas”. El objetivo principal es la presentación de informes financieros relacionados con las reservas y recursos. La pregunta clave es cómo definir, reconocer, medir y revelar las reservas y recursos en los estados financieros. Un foco secundario del proyecto de investigación es examinar otros elementos relacionados con la presentación de informes financieros.

El objetivo es elaborar una sola norma para los sectores minero, de gas y petróleo, utilizando definiciones de reservas y recursos propias de la industria. El tema central es cómo contabilizar las reservas y recursos para la minería, gas y petróleo. ¿Qué modelos están siendo considerados? Todas las opciones están siendo consideradas, incluso el reconocimiento de las reservas a *fair value* en el estado de situación financiera, sin embargo muchos están a favor del modelo de costo histórico. El IASB tiene una clara preferencia por utilizar el modelo de *fair value*, mientras que la industria, tiene preferencia por el uso de costos históricos. El uso de *fair value* es favorecido por su relevancia, pero criticado por su imprecisión, ya que cuantificar las reservas, es tanto un arte como una ciencia, por la can-

tividad de estimaciones significativas que son requeridas. El costo histórico es favorecido por su fiabilidad, familiaridad y por su disponibilidad.

La preocupación para muchos en la industria por el uso de la valoración a *fair value* es comprensible, dado los efectos de la volatilidad de los precios de los *commodities* y tipos de cambio, en las estimaciones utilizadas para cuantificar las reservas en el reporte de activos y de ingresos. El dilema entre usar *fair value* y costo histórico no es nuevo. Elegir una de ellas para elaborar la nueva norma es poco probable. Pero quizás es posible llegar a un término medio, utilizando cantidades basadas en costos para las mediciones, apoyados por mayor revelación de información sobre reservas y recursos.

Esta nueva norma ha sido diferida desde el año 2015. Siendo colocada en la agenda del IASB para ser analizada en los próximos años antes del 2022.

Bibliografía

Tiempo Real. *Haciendo llegar las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) a los sectores del petróleo y gas*. PWC.

Resumen Ejecutivo. (Octubre 2008). *Aplicación de las NIIF: Petróleo y gas*. KPMG Chile.

Dicussion Paper DP/2010/1. IASB. *Extratives Activities*.

Emitida enero 2012. *NIIF 6 - Exploración y Evaluación de Recursos Minerales*.

La unificación del derecho marítimo y el proyecto de ley modelo iberoamericana de derecho marítimo

Luis Cova Arria¹

Introducción

Es para mí un verdadero placer participar nuevamente de estas prestigiosas jornadas de Derecho que con tanto afán y perseverancia ha venido organizando en los últimos años mi gran amigo desde mi ya lejana juventud y colega José Getulio Salaverría Lander.

Mayor placer en esta ocasión que las jornadas se celebran en homenaje a Carlos Eduardo Padrón Amaré, un brillante jurista a quien tuve el placer de conocer desde sus tempranos años de vida, cuando todavía, ni siquiera había terminado sus estudios de primaria. En efecto, Carlos Eduardo, a quien le decíamos, “El Nené”, allá en los años cincuenta en la Urbanización El Paraíso de Caracas, era uno de los hermanos menores de mi gran amigo y compañero del bachillerato y de la universidad, el ya fallecido y quien fuera también brillante jurista, Oswaldo Padrón Amaré. De esa época es también el comienzo de mi estrecha amistad con nuestro anfitrión, José Getulio. Carlos Eduardo, desde su posición de Consultor

¹ Ex Presidente e Individuo de Número de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales de Venezuela, Miembro Titular y Ex-Miembro del Consejo Ejecutivo del Comité Marítimo Internacional (CMI). Miembro de la Organización Internacional de Arbitrajes Marítimos Internacionales (IMAO) del CMI y de la Cámara Internacional del Comercio de París (ICC). Ex - Director del Centro de Arbitraje Marítimo (CEAMAR) y Ex - Vice-Presidente por Venezuela del Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo (IIDM). Coordinador y Profesor del Curso de Derecho de la Navegación y Comercio Exterior de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Central de Venezuela, Ex-Presidente Fundador de la Asociación Venezolana de Derecho Marítimo, Socio Principal de la firma de abogados marítimos de Caracas- Venezuela, Luis Cova Arria & Asociados.

Jurídico de la anterior PDVSA, cumplió una excelente labor en el área del derecho de los hidrocarburos, que aquí se lo ha querido reconocer José Getulio.

El tema, sobre el cual me toca hablar, o, sea sobre el Derecho de la Navegación, está muy ligado al régimen legal de los hidrocarburos, al ser el buque tanquero el medio para el transporte de los hidrocarburos.

Además, el tema de la Unificación del Derecho Marítimo, es un tema que no puede desligarse del régimen legal de los hidrocarburos ni de cualquier régimen legal asociado al Derecho de la Navegación, pues cuando se trata de supuestos de hecho ligados a distintos ordenamientos jurídicos, como por ejemplo el de un tanquero transportando hidrocarburos desde el Puerto de Jose en Venezuela hasta el Puerto de Houston, Texas, en USA, la unificación de las normas que rigen ese transporte se convierte en una necesidad básica para otorgar seguridad jurídica a los usuarios y prestadores del servicio y hacer viables los costos de dicha operación.

Sin un régimen legal uniforme, armonizado, el transporte de hidrocarburos por vía marítima sería sencillamente inviable, pues no basta sólo alcanzar las herramientas tecnológicas para llevar a cabo ese transporte, sino contar con un régimen legal apropiado, uniforme, que ofrezca iguales soluciones a iguales situaciones.

1.- La tendencia a la unificación del Derecho Marítimo

El derecho de la navegación marítima, ofrece una clara tendencia hacia la unificación internacional como consecuencia, sin duda del carácter internacional de la navegación misma.

En efecto, esa tendencia a la unificación del derecho de la navegación se ha manifestado desde sus remotos orígenes, como expresión espontánea de una necesidad; en el mar, surcado por buques que enarbolan distintas banderas, que llevan a bordo personas de distinta nacionalidad, que transportan mercaderías hacia países distintos, ejecutando contratos concertados en lugares distantes de los de su cumplimiento final, y, aún en alta mar, institutos como el abordaje, la asistencia o el salvamento, pueden

poner en contacto dos o más ordenamientos jurídicos distintos, lo que convierte a la actividad navegadora en un campo fértil para la aparición de conflictos que por las circunstancias señaladas, entre otras, deben solucionarse según criterios idénticos.

Las relaciones originadas por la navegación son, además, similares en todo el mundo; de ahí también la conveniencia y necesidad de que sean uniformemente reguladas.

Por lo demás, el medio en el cual se desenvuelve la navegación y la actividad que le es propia, produce el acercamiento e intercambio entre los pueblos, lo que determina que las leyes locales de los ordenamientos nacionales no pueden por si solos resolver los variados y complejos conflictos que dicha actividad suscita.

Por ello, podemos decir que la regulación normativa del derecho marítimo al responder a una marcada tendencia a su uniformidad internacional, regula hechos y actos que originan conflictos y enfrentamientos de intereses que exceden el ámbito de lo nacional. De esta manera las legislaciones de los distintos Estados presentan, en términos generales, las diferencias mínimas referentes a la modalidad de cada país y la distinta técnica de elaboración de su propio derecho, pero conceptualmente mantienen una unidad consonante con lo semejante de las relaciones que surgen de la navegación por agua.

En este sentido, es útil traer a colación la afirmación de Pardessus, contenida en su monumental obra "*Colección de leyes marítimas anteriores al siglo XVIII*" de que el peor código marítimo sería aquel que respondiera a criterios particulares, sin tener en cuenta la conveniencia de la unificación ya que la legislación marítima producida en todos los países por necesidades parecidas, tiene por esa circunstancia, un carácter de universalidad".

En esta tendencia, movida por poderosas razones económicas y por los deseos de seguridad y rapidez en la liquidación de los conflictos jurídicos peculiares del tráfico, colaboran estrechamente unidos a los juristas, los aseguradores, los navieros y los cargadores. Unas veces la uniformidad es la obra de los particulares interesados en el tráfico, y se manifiesta en la redacción de esquemas contractuales uniformes, tales como contratos de

fletamento y conocimientos de embarque, o pólizas de seguros estándar o tipos, o bien en la adopción de reglas privadas uniformes para las eventuales soluciones de determinados conflictos; otras veces son los propios Estados los que conciertan convenios internacionales dirigidos al establecimiento de normas comunes sobre ciertas materias (responsabilidad, abordajes, asistencia, etc.).

2.- Las Vías para la Unificación del Derecho Marítimo o de la Navegación

De lo señalado anteriormente, ya deducimos que no hay una sino varias, vías para lograr la unificación del derecho marítimo:

Primero: La adopción voluntaria por los interesados de reglas uniformes por vía contractual y la utilización de cláusulas contractuales o contratos estándar o tipo.

El ejemplo clásico de reglas uniformes son las Reglas de York & Ambers, en materia de avería gruesa, así como las cláusulas de exoneración y limitación de responsabilidad incorporadas a los conocimientos de embarque y contratos de fletamento, las cuales sustituyen a diario las leyes nacionales. Igualmente, otro ejemplo son las Reglas y Usos Relativos a Créditos Documentarios de la Cámara Internacional de Comercio de París. Desafortunadamente este proceso, que exige de todos una disciplina voluntaria, es ineficaz cuando las reglas de orden público dificultan los intereses de contratar libremente o donde hay oposición de intereses.

Adicionalmente, el uso en el comercio marítimo de los contratos estandarizados o tipo, trae consigo una uniformidad, pues su uso reiterado en el comercio marítimo, convierte a sus cláusulas en una verdadera *lex mercatoria* internacional o, sea una costumbre uniforme internacional aplicable a los contratos marítimos.

Segundo: La elaboración de una regla internacional que regule las relaciones de carácter internacional.

La aprobación de convenciones internacionales sobre instituciones del derecho de la navegación que al ser ratificadas por los países firmantes cobran fuerza obligatoria en ellos.

En esta importante tarea se empeñó el “Comité Marítimo Internacional”, una organización internacional privada, creada en Amberes en 1.897, la cual ha celebrado una gran cantidad de conferencias, las llamadas Convenciones de Bruselas, pues después de aprobadas por este Organismo, eran ratificadas en una Conferencia Internacional convocada por el gobierno Belga en Bruselas. Actualmente, esta labor la ha asumido la Organización Marítima Internacional (OMI) de las Naciones Unidas.

Este sistema de la ley internacional tiene, sin embargo, el inconveniente, como ocurre en Venezuela de la no ratificación o de la coexistencia de dos legislaciones: la interna y la emergente de las convenciones.

Tercero: También se puede lograr la unificación adoptando en todos los países la misma ley.

Este proceso, que es el más perfecto, supone la abdicación de la ley nacional en favor de la convención internacional creadora de la ley uniforme. Es la aceptación por todos los países o por gran parte de ellos dentro de su ley interna, de un texto idéntico, convirtiéndose así la ley internacional en nacional.

Es el proceso seguido en las convenciones relativas al Trabajo Marítimo, e igualmente el caso de los países, como Estados Unidos, Inglaterra, Canadá y España, entre otros, cuando han promulgado leyes nacionales incorporando la Convención de Bruselas para la Unificación de Ciertas Reglas en Materia de Conocimientos de 1.924 (Reglas de la Haya). La Ley Argentina de 1.973, en la mayoría de su articulado es lo que ha hecho al incorporar las diversas Convenciones Internacionales y, el mismo método ha seguido nuestra la Ley de Comercio Marítimo del 2001.

Cuarto: El segundo y tercer proceso son a veces combinados.

En ciertos países, la convención internacional reemplaza de pleno derecho la ley interna. En Francia, como en muchos otros países, a fin de atender la unificación de un derecho más completo, el legislador, después de haber ratificado la convención internacional, modifica la ley interna para adaptarla a la convención internacional.

Asimismo, existe, en algunos casos, el acuerdo entre Estados respecto de la remisión a una ley determinada para la solución del conflicto, como

sucede con el Código Bustamante de La Habana, de 1928 y, con el tratado de Navegación Comercial Internacional de Montevideo, de 1.940.

Quinto: El último y más novedoso método de unificación es la adopción de leyes modelo.

En efecto, recientemente, los organismos internacionales han venido formulando leyes modelo para ser adoptados por los países. Este método ha sido utilizado desde hace varias décadas en los Estados Unidos de América. Allí, donde cada Estado tiene su propio derecho privado, algunas universidades y organismos privados, interesados en que las leyes estatales sean uniformes han propuesto a los Estados, las llamadas leyes uniformes, como la llamada “*Uniform Commercial Code*” (Código Uniforme de Comercio).

A nivel internacional, las “leyes modelos” son instrumentos que revisiten la forma de un texto legislativo, el cual se recomienda a los Estados para que lo incorporen a su derecho interno. Sin embargo, a diferencia de un convenio o convención internacional, la legislación modelo no requiere que el Estado promulgante lo notifique a los organismos internacionales que lo han redactado o a otros Estados que asimismo puedan haberlo promulgado. Otra ventaja de la ley modelo, es que al incorporarla al derecho de un Estado, éste puede modificarla o excluir algunas de sus disposiciones. En el caso de un convenio o convención, esa posibilidad (lo que normalmente se denomina “reservas”) es mucho más limitada; puesto que algunos convenios prohíben normalmente las reservas o permiten sólo algunas específicas. Esa flexibilidad, inherente a la legislación modelo, es conveniente cuando los Estados deseen hacer modificaciones al texto uniforme antes de incorporarlo a su derecho interno, especialmente cuando el texto uniforme está estrechamente relacionado con su sistema procesal y judicial. No obstante, esa flexibilidad supone también que el grado de armonización y certeza que se logra mediante la legislación modelo es probablemente inferior al de un convenio o convención. Sin embargo, esta desventaja relativa de la legislación modelo puede compensarse con el hecho de que el número de Estados que adopten leyes modelos, probablemente sea superior al número de Estados que se adhieren o ratifiquen una convención internacional. Un ejemplo reciente de esta forma de uni-

ficación, es la Ley Modelo de UNCITRAL sobre Comercio Electrónico, en su Parte Segunda se hace referencia a los documentos electrónicos que instrumentan el Transporte Marítimo.

3. Las Organizaciones encargadas de la Unificación del Derecho Marítimo

Teniendo pues, el derecho marítimo un eminente carácter internacional, como consecuencia del carácter internacional de la navegación misma, se hace imperativo y más aún en este mundo globalizado de hoy, la búsqueda de la actualización y unificación de las leyes nacionales, campo en el que debemos destacar la importante labor unificadora que han venido realizando en las últimas décadas las organizaciones de las Naciones Unidas como la Organización Marítima Internacional (OMI), la Conferencia sobre Comercio y Desarrollo de las Naciones Unidas (The United Nations Conference for Trade and Development: UNCTAD), la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Comercial Internacional (The United Nations Commission of International Trade Law: UNCITRAL); los Fondos Internacionales de Indemnización de Daños Debidos a la Contaminación por Hidrocarburos (FIDAC), así como organizaciones internacionales privadas, entre las cuales, la más importante es el Comité Marítimo Internacional (CMI). De los trabajos de estas organizaciones, han resultado múltiples convenios internacionales.

Ese largo y difícil proceso de desarrollo y unificación de nuestra materia, fruto, como hemos dicho de muchas organizaciones internacionales y nacionales, oficiales y privadas, algunas de las cuales han jugado papeles más importantes que otras, dan dado una normativa internacional de primer orden. Es cierto, que algunas organizaciones, como las de las Naciones Unidas, han procurado, por medio de diversos órganos, cubrir la totalidad del tema, mientras que otras, con una aspiración sectorial más modesta, cubren parte del mismo.

Hagamos un breve repaso, no completo, de las Organizaciones que se han venido dedicando a esta labor unificadora del Derecho Marítimo, comenzando con el Comité Marítimo Internacional.

3.1. El Comité Marítimo Internacional

A mediados del siglo XIX los avances tecnológicos reflejados en el ejercicio de la navegación y consiguientemente en la organización de la explotación marítima pusieron en crisis el sistema de legislaciones nacionales, ya que el ensanchamiento la actividad navegatoria obligó como un imperativo para su subsistencia a encarar la unificación de las normas jurídicas destinadas a su regulación.

Esto llevó en la segunda mitad del siglo pasado la inquietud de un abogado belga, Luis Franck, puesta al servicio de una idea clara, concretar en 1.897 la creación del Comité Marítimo Internacional (CMI), obra a la que no fueron ajenos dos nombres que han de guardar permanentemente asociados a dicho organismo, Carlos Lejeune, comerciante del Puerto de Amberes y el ministro Augusto Bernaert. A los dos años se reunió ya la Primera Conferencia Internacional.

El CMI, tiene por finalidad contribuir por medio de conferencias, publicaciones y a través de cualquier acto o medio adecuado, a la unificación del derecho de la navegación, tanto mediante tratados o acuerdos internacionales cuanto por el logro de la concordancia de las legislaciones internas y de los usos y costumbres. La sede del Comité Marítimo Internacional está en Amberes, funcionando como institución privada de la cual forman parte las asociaciones nacionales de los distintos países. La Asociación Venezolana de Derecho Marítimo, también conocida como el COMITÉ MARITIMO VENEZOLANO, es una de las asociaciones nacionales miembro del CMI.

Periódicamente el Comité envía a las asociaciones nacionales los temas que se desean estudiar, y esas asociaciones remiten su opinión y eventualmente algún proyecto concreto. Los anteproyectos son llevados a las conferencias internacionales que cada cuatro años convoca el CMI. En esas conferencias internacionales, que tienen carácter privado, se discuten los temas y, en su caso, se aprueba el anteproyecto de convención. Aprobado el anteproyecto, el Comité Marítimo Internacional, anteriormente solicitaba al gobierno belga la convocatoria de una conferencia diplomática, a la cual asistían los representantes de todos los Estados; en esas conferencias diplomáticas, ya con un carácter oficial, se volvía a discutir el proyecto.

Actualmente, lo envía a la organización de las Naciones Unidas que estima sea la más adecuada para analizarlo, discutirlo y revisarlo y, eventualmente para convocar a una conferencia diplomática para su aprobación como Convenio Internacional.

Las Convenciones aprobadas por el CMI, llamadas “*Convenciones de Bruselas*”, por lo antes mencionado, son las siguientes: Abordajes, de 1.910; Asistencia y Salvamento, de 1.910; Conocimientos de Embarque, de 1.924; Privilegios e Hipotecas Marítimas, de 1.926; Inmunidad de Buques del Estado, de 1.926; Competencia Civil en Materia de Abordajes de 1.952; Embargo Preventivo de Buque de Mar, de 1.952; Responsabilidad de Propietarios de Buques de Mar, de 1.957; Pasajeros Clandestinos, de 1.957; Transportes de Pasajeros por Mar, de 1.961; Responsabilidad de los Explotadores de Buques Nucleares, de 1.962; Transporte de Equipajes de Pasajeros por Mar, de 1.967; Privilegios e Hipotecas Marítimas, de 1.967; Inscripción de los Derechos Relativos a los Buques en Construcción, de 1.967; y el Protocolo de 1.968 sobre conocimientos de embarque.

Después de 1969, el CMI cedió su rol protagónico en la promulgación de textos internacionales, para la unificación del derecho marítimo, a las organizaciones de las Naciones Unidas, tales como la Conferencia de las Naciones Unidas para el Comercio y Desarrollo (CNUCYD o UNCTAD), la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI o UNCITRAL) y la Organización Marítima Internacional (OMI).

3.2. La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD o CNUCYD) y la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI o UNCITRAL)

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo, que se le suele identificar como UNCTAD (United Nations Conference on Trade and Development, fue creada como un órgano permanente de la Asamblea General de las Naciones Unidas en 1.964.

Sus objetivos generales son el comercio internacional y la expansión económica. Siendo el transporte marítimo un tema íntimamente ligado

al comercio internacional, ha dirigido muchos de sus trabajos hacia el desarrollo del transporte marítimo, abordando temas como: el transporte multimodal y en contenedores, los contratos (pólizas) de fletamento, seguros marítimos, los privilegios y la hipoteca naval, reforma de la convención internacional de Bruselas de 1.924, en materia de conocimientos de embarques (en combinación con UNCITRAL), conferencias marítimas, nivel y estructura de fletes, desarrollo de los puertos, etc.

Para llevar a cabo su tarea en esta área, la UNCTAD creó un Subcomité de Legislación Internacional Marítima que trabaja en constante relación con la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI o UNCITRAL) y el CMI.

Por su parte, la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (CNUDMI o UNCITRAL), fue creada mediante resolución de la Asamblea General de las Naciones Unidas en 1966. Actualmente tiene su sede en Viena, pero sus sesiones se realizan también en Nueva York, su sede inicial.

El fin primordial con el que fue creada UNCITRAL, es la reducción o eliminación de los obstáculos legales al desarrollo del comercio internacional, en razón de las dificultades que derivan de las legislaciones divergentes y la conveniencia de tener la mayor uniformidad posible de las legislaciones de los diferentes países. Desde su creación, la UNICITRAL, se ha convertido en el principal órgano jurídico del sistema de Naciones Unidas en el área del derecho mercantil internacional.

Como consecuencia del trabajo de estos organismos, las Naciones Unidas, ha producido, en el campo del Derecho Marítimo, Público y Privado, las Convenciones siguientes:

3.2.1 Código de Conducta de Conferencia Marítima de Líneas Regulares de Navegación (1974)

Esta convención entró en vigencia el 6 de octubre de 1983, para regular el sistema de las conferencias marítimas a fin de facilitar la expansión ordenada del comercio marítimo mundial, promoviendo el desarrollo de servicios marítimos regulares y eficaces que permitan atender las necesidades de cada tráfico. El objetivo de la misma es garantizar un equilibrio

entre los diferentes intereses involucrados, evitar la discriminación y poner a disposición la información pertinente sobre sus actividades.

3.2.2 Transporte Multimodal (1980)

Esta convención que nunca ha entrado en vigencia, sigue el sistema de responsabilidad de las Reglas de Hamburgo siendo ésta la razón de que muchos países no la hayan ratificado. Sin embargo, en los países de la Comunidad Andina de Naciones (Pacto Andino), del cual ya Venezuela no es miembro, se aplica, en materia de transporte Multimodal la Decisión 331 de la Comisión del Acuerdo de Cartagena, de modo que su normativa son leyes en los países miembros del Pacto Andino. Esta decisión 331 establecía el sistema de la responsabilidad de las Reglas de La Haya-Visby, al mantener la exoneración por culpas náuticas e incendio. Esa Decisión 331 fue sustituida por la Decisión 393 del Acuerdo de Cartagena, la cual ha sido muy criticada debido a que el operador de transporte multimodal se ampara en una cláusula, según la cual no es tal, sino un simple comisionista de transporte.

3.2.3 Registro de Buques (1986)

Esta convención de las Naciones Unidas sobre las condiciones para el registro de buques fue aprobada en Ginebra en 1986, y, aún no ha entrado en vigencia.

3.2.4 Convención sobre el Derecho del Mar (1982)

El Derecho del Mar se encuentra codificado en la Convención sobre el Derecho del Mar, firmada en 1982 en Montego Bay, Jamaica, la cual entró en vigencia en 1994, siendo el tratado internacional que más se ha demorado en su elaboración y probablemente el más extenso por su número de artículos, regulándose en él todos los temas relacionados con el Derecho Internacional Público Marítimo (Derecho del Mar).

3.2.5 Convención sobre Privilegios Marítimos e Hipoteca Naval (1993)

Este convenio tiene por objeto mejorar las condiciones para el financiamiento de buques y el desarrollo de las marinas mercantes nacionales y promover la uniformidad internacional en el campo de los privilegios ma-

rítmicos y la hipoteca naval. Presenta como innovación, la desaparición de los créditos por remoción de restos náufragos y por contribución a la avería gruesa de la lista de los privilegios marítimos que preceden a la hipoteca marítima. Por lo demás, tiene pocas diferencias con el del 67, pues aunque aporta algunas modificaciones que redundan en un mayor amparo de la hipoteca naval, el rango concedido a la misma no conlleva una reforma radical de la situación vigente con la anterior convención, ya que, si bien no tiene delante créditos obsoletos, todavía tienen un rango preferente los derechos portuarios, pasos de canales y pilotaje que, proviniendo de autoridades públicas podrían tener una protección en la normativa de derecho público. Los créditos por daños a propiedades, están concebidos en forma muy amplia, aunque con exclusión de las reclamaciones de carga por vía contractual, y ello es importante por la confusión creada por el Convenio de 1926. Finalmente, el Convenio de 1993 aporta algunas modificaciones que redundan en un mayor amparo a la hipoteca naval.

3.2.6 Convenio de las Naciones Unidas sobre el Transporte Marítimo de Mercancías, 1978 (“Reglas de Hamburgo”)

Este convenio se diferencia de las Reglas de la Haya, al transferir al transportista riesgos que antes asumían los intereses de la carga, suprimiendo la exoneración de responsabilidad en caso de culpas náuticas y modificando la fórmula de exoneración en caso de incendio. Establece como principio general la responsabilidad del transportista por los perjuicios que resulten de la pérdida o el daño de la carga o la demora en su entrega, si el hecho que causó la pérdida, el daño o la demora, se produce cuando las mercancías se encuentren bajo la custodia del transportista, a menos que éste pruebe que él, sus empleados y agentes adoptaron todas las medidas que razonablemente podían exigirse para evitar el hecho y sus consecuencias.

3.2.7 Convención de las Naciones Unidas sobre la Responsabilidad de los Empresarios de Terminales de Transporte en el Comercio Internacional (Viena 1991)

La Convención contiene normas uniforme que rigen la responsabilidad del empresario de terminal por las pérdidas y daños que sufran las mer-

caderías objeto de transporte internacional mientras se encuentran en la terminal, así como por la demora en su entrega. Esta Convención no ha entrado en vigencia.

3.2.8 Convenio Internacional sobre el Embargo Preventivo de Buques (1999)

Este convenio está basado en el proyecto Lisboa del CMI, siendo su propósito esencial afectar determinados bienes, en este caso el buque, para garantizar determinadas obligaciones nacidas de la misma actividad del buque, buscando que el embargo pueda ser sustituido por otra garantía a fin de permitir que el buque pueda continuar operando normalmente.

3.2.9. Convenio de las Naciones Unidas sobre el Contrato de Transporte Internacional de Mercancías Total o Parcialmente Marítimo (Reglas de Rotterdam)

La Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL-CNUDMI), vista la poca aceptación y ratificaciones que habían tenido las Reglas de Hamburgo, y, ante la carencia de uniformidad en el régimen jurídico aplicable al transporte marítimo, no habiéndose tomado en cuenta, además, las prácticas de transporte modernas, entre ellas el uso de contenedores, los contratos de transporte de puerta a puerta y la utilización de documentos electrónicos de transporte, convocó una conferencia internacional en Rotterdam, Países Bajos, la cual culminó con una nueva Convención, denominada Convenio de las Naciones Unidas sobre el Contrato de Transporte Internacional de Mercancías Total o Parcialmente Marítimo (Reglas de Rotterdam).

Esa nueva Convención es aplicable a las operaciones de transporte de puerta a puerta, en las que se efectúa, al menos un tramo del transporte, por vía marítima.

3.2.10. Otros trabajos de las Naciones Unidas.

Además de elaborar proyectos de convenciones, las organizaciones de las Naciones Unidas, tales como la CNUDMI (UNCITRAL), han venido elaborando leyes modelos, de suma importancia para el comercio

marítimo, tales como la de Arbitraje (1985, enmendada en 2006) y la de Comercio Electrónico (1996, enmendado en 1998).

3.3. La Organización Marítima Internacional (OMI)

La Organización Marítima Internacional (OMI) es un organismo intergubernamental perteneciente a las Naciones Unidas, constituido en 1948 en Ginebra con el nombre de Organización Consultiva Marítima Internacional, cambiando a su nombre actual en 1982.

La creación de la OMI obedeció a la necesidad de elaborar instrumentos internacionales que contribuyeran a unificar la seguridad de la navegación, no obstante a que sus objetivos se han extendido más allá de ese objetivo inicial.

En efecto, en el artículo primero del Convenio Constitutivo de la OMI, se establece el consenso básico que deben perseguir sus miembros: “crear un sistema de colaboración entre gobiernos para alentar y facilitar la adopción de normas tan elevadas como resulte posible en materia de seguridad marítima, eficiencia de la navegación y prevención y contención de la contaminación proveniente de buques.

El objetivo liminar de la OMI consiste en lograr la máxima seguridad de la navegación y proveer medidas eficaces de lucha contra la contaminación marítima.

La labor de la OMI ha hecho posible la existencia de normas que regulan la navegación marítima, sobre todo en lo que al aspecto técnico se refiere.

El constante y acelerado desarrollo de las técnicas de la navegación hoy día conlleva a la necesidad de elaborar normas capaces de adaptarse a la realidad. Por ello, la OMI, ha creado un mecanismo de aceptación tácita de enmiendas a sus Convenios técnicos, el cual funciona de la siguiente manera: El Comité de Seguridad Marítima o el de Protección al Medio Ambiente, se reúne para deliberar sobre los convenios que requieren modificación, luego de esas deliberaciones se adoptan las enmiendas y en el propio texto se dispone que dicha enmienda entrará en vigor para todas las partes contratantes, salvo que haya expresa oposición por un periodo

determinado. Entre los trabajos más importantes de la OMI, tenemos los siguientes:

3.3.1. Convenio Internacional sobre responsabilidad civil nacida de daños debidos a la contaminación por hidrocarburos (CLC 1969) y el Convenio internacional sobre la constitución de un fondo internacional de indemnización de daños debidos a la contaminación por hidrocarburos (1971)

Este es un tema que despertó gran interés de la comunidad internacional a raíz del siniestro acaecido al buque tanque TORREY CANYON, frente a la costa británica en marzo de 1967, el cual produjo un derrame de hidrocarburos del cual se derivaron daños ocasionados por la contaminación de proporciones hasta entonces desconocidas. Aquel siniestro hizo que el mundo se percatase de la necesidad de regímenes internacionales de responsabilidad civil y de la indemnización de los daños debidos a la contaminación por hidrocarburos procedentes de buques tanque.

Fue entonces cuando la OMI convocó en 1969 una conferencia diplomática en Bruselas que adoptó el convenio sobre la responsabilidad civil nacida de daños debidos a la contaminación de hidrocarburos, el cual se conoce por el Convenio de Responsabilidad Civil o CLC 1969. Este convenio establece el principio de la responsabilidad civil objetiva de los propietarios de buques tanque y estipula un sistema de seguros obligatorio.

Sin embargo, la conferencia de 1969 advirtió que el régimen establecido por el Convenio de Responsabilidad Civil resultaba inadecuado ya que podría no alcanzar a proporcionar indemnización plena a las víctimas de los daños ocasionados por contaminación y reconoció la necesidad de contar con un sistema que proporcionara una indemnización complementaria.

Fue así como en 1971, la OMI convocó una segunda conferencia diplomática en Bruselas, que adoptó el convenio sobre la constitución de un fondo internacional de indemnización de daños debidos a la contaminación por hidrocarburos (que normalmente se conoce por Convenio del Fondo 1971). Este convenio creó una organización internacional, El Fondo Internacional para la Indemnización de Daños Debidos a la Con-

taminación por Hidrocarburos (FIDAC), para administrar el sistema de indemnización creado por el Convenio.

Tanto el Convenio de Responsabilidad Civil como el Convenio del Fondo fueron modificados por los Protocolos de 1976, 1984 y 1992. Las enmiendas de 1976 fueron esencialmente de forma. Los Protocolos de 1984 y 1992, por el contrario, introdujeron modificaciones fundamentales en los Convenios.

Venezuela, es parte del Protocolo de 1992, de ambos Convenios.

3.3.2. Convención Internacional sobre responsabilidad civil por daños causados por el transporte de materiales nucleares (NUCLEAR 1971)

Este convenio regula la responsabilidad del transportista derivada de daños resultantes del transporte marítimo de sustancias nucleares.

3.3.3 Convención de Atenas sobre el Transporte de Pasajeros y su Equipaje por Mar (1974/1976)

En 1974, la OMI centró su atención en el problema del transporte de los pasajeros y su equipaje, el cual había sido tratado por el CMI, en dos Convenciones separadas. La OMI unificó ambos convenios, estableciendo en la Convención de Atenas de 1974, un régimen común de responsabilidad de los perjuicios ocasionados a los pasajeros transportados en buques de navegación marítima y sus equipajes. En el mismo se declara responsable al transportista de los daños y pérdidas por los pasajeros si el suceso se debe a su culpa o negligencia.

3.3.4. Convención Internacional sobre limitación de responsabilidad en reclamos marítimos (1976/1996)

A finales del decenio del 60, la comunidad marítima internacional se percató de que los límites establecidos para determinar la responsabilidad del Convenio de 1957 del CMI eran demasiado bajos, por lo que en 1976 la OMI hizo aprobar un nuevo instrumento sobre limitación de la responsabilidad nacida de reclamos marítimos de derecho marítimo, que elevó los límites en unos casos a un 300%. Los Límites se establecen para dos tipos de reclamaciones: las que se derivan de muerte o lesiones corporales

y las relacionadas con cosas, tales como daños causados a buques, bienes u obras portuarias. Existe un Protocolo de ese Convenio de 1996, por el cual se establece un aumento en la cuantía de las indemnizaciones y, se introduce el sistema de la “*aceptación tácita*” para actualizar esas cuantías.

3.3.5. Convención Internacional sobre Salvamento (1989)

La importancia de esta convención es haber modificado el principio *no cure no pay* (sin éxito no hay pago) de la Convención de Bruselas del CMI de 1910, por el principio *no cure sometimes pay* (si no hay éxito, en algunos casos se debe un pago), en respuesta a un tema de suma actualidad como lo es la protección del medio ambiente, otorgando así un mecanismo eficaz para minimizar los daños en casos de accidentes marítimos, al prever una compensación especial al salvador, aún cuando sus esfuerzos hayan sido infructuosos, si con ellos evitó o minimizó los daños al medio ambiente.

3.3.6. Convenio Internacional sobre Búsqueda y Salvamento Marítimo (1989)

Las normas de este convenio están dirigidas a la creación de servicios destinados a la búsqueda y salvamento de personas que se encuentren en peligro en las costas marítimas del país correspondiente, por lo que es un tema más relacionado con la seguridad de las vidas humanas en el mar.

3.3.7. Convención Internacional sobre la preparación, responsabilidad y cooperación en materia de contaminación por hidrocarburos (1990)

Esta Convención persigue el objeto que indica su nombre.

3.3.8. Convención Internacional sobre la indemnización por los daños causados por el transporte por mar de sustancias nocivas y potencialmente peligrosas (1996)

Esta Convención, llamada Convenio SNP, se basa en el sistema de dos estratos establecidos por los Convenios de Responsabilidad Civil y del Fondo, antes indicados, pero cubriendo no solo la contaminación, sino también los riesgos de incendio y explosión, así como los casos de muerte o lesión corporal y la pérdida de bienes o los daños sufridos por los bienes.

3.4. La Comisión Centroamericana de Transporte Marítimo (COCATRAN)

La Comisión Centroamericana de Transporte Marítimo (COCATRAN), creada en el año 1980, es un organismo regional de carácter permanente del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), con directorio propio, conformado por los Ministros de Transporte de los países centro americanos, así como por representantes de varias asociaciones privadas de esos países, relacionados con el transporte internacional.

COCATRAN, es un organismo técnico asesor de los gobiernos de esos países y su misión es contribuir al desarrollo sostenible del subsector marítimo y portuario de los mismos, asesorándolos en la formulación de políticas y en la toma de decisiones, ofreciendo servicios y asistencia técnica calificada a los sectores públicos y privados dentro del proceso de integración regional, fortaleciendo su participación en el comercio mundial.

Entre los trabajos de unificación del derecho marítimo que ha llevado a cabo COCATRAN, se destaca el del transporte multimodal y, el diagnóstico de la legislación de los países centroamericanos para actualizarlos a las exigencias del comercio electrónico.

3.5. Otras Organizaciones Internacionales relacionadas con el Derecho de la Navegación

Ya hemos mencionado, a la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (CNUCYD o UNCTAD), a la Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL o CNUDMI) y, a la Organización Marítima Internacional (IMO) creadas, entre otros fines, para promover la armonización y unificación progresivas del derecho marítimo internacional.

A estas organizaciones debemos agregar otras, las cuales en una u otra forma han venido ayudando a la unificación del Derecho Marítimo, a saber:

La Organización Internacional del Trabajo (OIT), establecida en 1.919 pero incorporada a las Naciones Unidas en 1.946, que se ha ocupado

de los intereses de los trabajadores del mar creando normas internacionales de trabajo mediante convenciones y recomendaciones;

La Asociación Internacional de Derecho (International Law Association), de Londres;

El Instituto de Derecho Privado, de Ginebra, Suiza (Institut de Droit International);

La Cámara Naviera Internacional, de Londres (International Chamber Shipping);

La Cámara Internacional del Comercio de París (Chamber du Commerce Internationale);

El Instituto Internacional para la Unificación del Derecho Privado, UNIDROIT, de Roma (Istituto Internazionale per L'unificazione del Diritto Privato);

La Unión Internacional del Seguros Marítimos, de Copenhague, IUMI (International Union of Marine Insurance).

4. El Proyecto de Ley Modelo de Derecho Marítimo Iberoamericano y el Instituto de Derecho Marítimo Iberoamericano

El Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo, inicia su vida a partir de la Declaración de Lisboa, suscrita el 24 de mayo de 1985, durante la celebración de la XXXIII Conferencia del Comité Marítimo Internacional, también celebrada en Lisboa. Me tocó la suerte de redactar el borrador inicial de esa declaración, conjuntamente con los maritimistas Eugenio Cornejo, de Chile, ya fallecido y, Guillermo Sarmiento, de Colombia.

El mandato así conferido fue cumplido durante los dos años que siguieron, culminándose esta labor preparatoria con la celebración de una Asamblea Constituyente, previamente convocada por el entonces Presidente de la Asociación Española de Derecho Marítimo, el ya fallecido José Luis Goñi, en la ciudad de Sevilla del 19 al 21 de Octubre de 1987. Las sesiones de trabajo y las deliberaciones de los constituyentes en Sevilla, concluyeron con la aprobación de los Estatutos del nuevo organismo,

que nació con la denominación de “Instituto Hispano-Luso-Americano de Derecho Marítimo”, luego cambiado al actual Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo.

En la mañana del 21 de octubre de 1987, los asambleístas reunidos en Sevilla se trasladaron a Santa María de la Rábida (Huelva), en donde con gran solemnidad fue suscrita el Acta de Constitución del IHLADM, por setenta y cuatro delegados representando a trece países.

El Instituto Iberoamericano de Derecho Marítimo adquiere su personería jurídica como Organismo Supranacional No Gubernamental sin fines de lucro, mediante Resolución del Ministerio de Relaciones Exteriores de la República Oriental del Uruguay.

En la actualidad forman parte del Instituto todos los países de Iberoamérica y, es órgano consultivo no gubernamental de la Organización Marítima internacional (OMI), Conferencia de las Naciones Unidas sobre Comercio y Desarrollo (UNCTAD), Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional (UNCITRAL), Comunidad Andina de Naciones (CAN) y Comisión Centroamericana de Transporte Marítimo (COCATRAM). Además, tiene categoría de observador ante el FIDAC 1992.

Pues bien, una de las labores más importante del IIDM, en su función de unificación del derecho marítimo de la región, se ha materializado en su Proyecto de Ley Modelo Iberoamericana de derecho Marítimo, cuyo germen nació de un trabajo sobre un posible Código Uniforme que realizara, junto al recién fallecido Profesor argentino, José Domingo Ray, el año de 1980, con ocasión de un Seminario Internacional del AVDM, auspiciado por el CMI, celebrado en la Isla de Margarita.

El Proyecto del IIDM, se ha basado en el éxito que ha tenido el notísimo método de unificación del derecho, empleado con éxito por las organizaciones de las Naciones Unidas, de las leyes modelos, tales como la de arbitraje y, la de comercio electrónico, arriba referidas.

Esta ley modelo, se piensa facilitará a nuestros países iberoamericanos con sistemas jurídicos, sociales y económicos diferentes, la regulación en forma armónica de su comercio y tráfico marítimo. Aun cuando Chile,

España y Venezuela, ya cuentan con leyes marítimas actualizadas, en la mayoría de los países iberoamericanos, todavía rigen legislaciones marítimas atrasadas, inspiradas, directa o indirectamente, en el Código Civil Francés de 1808, regulando un hecho técnico desaparecido, la navegación a vela, lo que hace menester su reforma. De allí que ese Proyecto de Ley Modelo de Derecho Marítimo Iberoamericana del IIDM, está más que justificado con un objetivo primordial: la unificación del derecho marítimo en nuestros países a través de la adopción de una ley modelo marítima que sirva, como su nombre lo indica, como ley guía o ley marco a los países iberoamericanos.

5. Reflexiones finales

Lo cierto, es que con la ayuda de los Convenios Internacionales Marítimos y de las reglas de uso uniforme, el antiguo Libro de nuestros decimonónicos Códigos de Comercio que regulaban o regulan el “*comercio marítimo*”, han sido superados en mucho de nuestros países, en temas como el transporte bajo conocimiento de embarque, el régimen de privilegios e hipotecas, entre otros.

Al mismo tiempo en el mercado marítimo internacional, siguen ejerciendo su imperio, los modos contractuales y los formularios-tipo concebidos y desarrollados por la jurisprudencia y la práctica anglosajona.

La labor que las organizaciones, arriba brevemente reseñadas, han dedicado a la unificación del derecho marítimo ha sido larga y fructífera, esperando que continúe en los años por venir, de modo que cada día se produzca una mayor uniformidad en las normas que regulan este importante sector de la economía mundial.

En cuanto a la Ley Modelo de Derecho Marítimo Iberoamericana, debe seguir impulsándose como mecanismo de solución a la falta de regulación uniforme en muchos nuestros países Iberoamericanos en los cuales continúan vigentes normas que regulan una realidad muy distinta a la actual, la de la navegación a vela y del tráfico como se realizaba entonces, siendo una imperiosa necesidad actualizar esa legislación y contemplar las nuevas modalidades del transporte.

En ello debe consistir nuestro trabajo, nuestro empeño, en propulsar soluciones para lograr la tan necesaria unificación del Derecho Marítimo.

Responsabilidad penal por daños ecológicos causados por derrames petroleros

Carmen Belén Guarata Alfaro¹

Los derrames petroleros, constituyen desastres graves que afectan la biodiversidad, produciéndose daños y una resistencia o aumento de infecciones por absorción de ciertas cantidades de petróleo, contaminando el medio ambiente, especialmente las aguas en ríos, mares y océanos.- Las causas de este vertido de hidrocarburo se originan por accidentes, prácticas inadecuadas en el manejo de hidrocarburos o intencionalmente.

Gran parte de la contaminación ambiental está relacionada con las operaciones de explotación y el transporte de hidrocarburos. Cuando se produce un vertido de hidrocarburo, se forma una mancha negra, como una lámina que flota sobre el agua, impidiendo que penetre la luz y se realice el proceso de fotosíntesis, lo que hace que los organismos primarios se vean afectados y con ellos toda la cadena alimenticia. Cuando la marea negra llega a las costas de la playa, estas se tiñen de negro y las rocas se cubren con una película de hidrocarburos, estudiosos afirman que se introduce entre los granos de arena y penetra en el suelo, en ese momento se contamina el terreno, impidiendo el crecimiento de nuevas plantas y animales cercanos a las playas.

1 Abogada egresada de la Universidad Santa María-Caracas. Especialista en Derecho Penal, Derecho Penal Internacional y Derechos Humanos, con Doctorados en Derecho Constitucional; y, Leyes y Relaciones Internacionales, éste último cursado en Caribbean International University de Curazao. Exjuez de Primera Instancia Civil y Mercantil y, Exjuez Penal en las Circunscripciones Judiciales de los estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta. Fue Rectora y Presidenta del Circuito Judicial Penal del Estado Sucre desde el año 2001 hasta el 2008. Fue Profesora de Derecho Constitucional, Universidad Gran Mariscal de Ayacucho, Núcleo Cumaná. Actualmente Socia y Gerente del Departamento Penal del Escritorio Jurídico Salaverria Ramos Romero & Asociados.

En este caso en específico, los daños a la vida marina son graves, entre los que se destacan:

1.- El plancton se ve afectado, ya que los microorganismos forman parte de la alimentación de muchos otros seres vivos que habitan en el mar, como las grandes ballenas.

2.- Los moluscos, como en el caso de los mejillones, se ven afectados seriamente, porque no poseen capacidad de asimilar o eliminar el hidrocarburo.

3.- En los peces, hay distintos comportamientos. Existen peces tolerantes y otros que no toleran el mínimo porcentaje de esas sustancias. Incluso los peces pueden incorporar contaminantes orgánicos persistentes y los depredadores que los consumen transmiten el envenenamiento petrolero de un animal a otro por la cadena alimenticia, colocando en alto riesgo la seguridad alimentaria humana.

4.- Dentro de los daños al ecosistema terrestre, los seres vivos más afectados son los invertebrados y las poblaciones intersticiales que viven en el hábitat generalmente mueren, ya que la película de los hidrocarburos que se forma impide el crecimiento de nuevas plantas.

5.- Las aves, son las más vulnerables, pues al no poder volar, se dirigen a las playas y mueren de hambre o de frío.-

6.- En las aguas el vertido de petróleo u otros desechos produce disminución del oxígeno, y en el caso de las aguas subterráneas, se verifica por un aumento de la salinidad.

7.- En el caso del aire, la combustión del petróleo es parte de los contaminantes atmosféricos-

8.- En el caso de los invernaderos, por el creciente aumento de consumo de carbón y petróleo, ha llevado a concentraciones mayores de dióxido de carbono, lo que produce el efecto invernadero resultante, que permite la entrada de la energía solar, pero reduce la reemisión de los rayos infrarrojos al espacio exterior, y provoca un calentamiento que podría afectar al clima global y llevar el deshielo parcial a los casquetes de los polares.

9.- Las playas que son afectadas por estos derrames, son forzadas a cerrar debido a la amenaza que representa para la salud pública el contacto con la piel.

En resumidas cuentas, la contaminación ambiental está destruyendo los ecosistemas de nuestro planeta, reduciendo así la fauna y colocando a los animales en proceso de extinción, como también la flora, todos estamos en el deber de colaborar y evitar que estos daños ecológicos se realicen, porque la mayoría de las veces sus daños son irrecuperables.

Normas jurídicas que comprenden la protección del medio ambiente

La Constitución Bolivariana de Venezuela, es el marco referencial que sirve de fundamento a la Ley Orgánica del Ambiente promulgada en el año 2006 y a la Ley Penal del Ambiente publicada en el año 2012, desde el preámbulo de la Constitución hasta sus últimos artículos, se establece que el equilibrio ecológico y los bienes jurídicos ambientales constituyen patrimonio común e irrenunciable de la humanidad.

Desde esa óptica, Venezuela se une a la preocupación global de la protección del medio ambiente, estableciendo un conjunto de normas jurídicas para la protección del ambiente, señalando que no solo tenemos derecho a un ambiente sano, sino que es un deber de todos los venezolanos participar en mantener el ecosistema sin daño alguno.

En nuestro texto constitucional, aparece un capítulo, denominados “De los Derechos Ambientales”, y dice:

“Artículo 127. Es un derecho y un deber de cada generación proteger y mantener el ambiente en beneficio de sí misma y del mundo futuro. Toda persona tiene derecho individual y colectivamente a disfrutar de una vida y de un ambiente seguro, sano y ecológicamente equilibrado”.

En ese orden, el artículo **107** de nuestra Carta Magna dispone.

“Artículo 107. La educación ambiental es obligatoria en los niveles y modalidades del sistema educativo.”

Igualmente se lee en el artículo **156.16.23**, lo siguiente

“Artículo 156: Es de la competencia del Poder Público Nacional:

16. El régimen y administración de las minas e hidrocarburos; el régimen de las tierras baldías; y la conservación, fomento y aprovechamiento de los bosques, suelos, aguas y otras riquezas naturales del país.

23. Las políticas nacionales y la legislación en materia naviera, de sanidad, vivienda, seguridad alimentaria, ambiente, aguas, turismo y ordenación del territorio”

De dichas normas, se deriva que la protección del ambiente es uno de los valores primordiales de la sociedad, con un rango de derecho intrínseco al ser humano, y de un deber como ciudadanos, constituyendo unas de las necesidades esenciales tener un ambiente sano y seguro, siendo también la protección del ambiente de interés general y particular, ya que ello implica calidad de vida para las generaciones presentes y futuras, convirtiéndose desde luego, en uno de los derechos humanos esenciales.

Es un derecho particular, el ambiente, por cuanto es intrínseco a cada individuo e inherente a la persona humana, siendo el ambiente de uno, por supuesto el ambiente de los demás, constituye un bien común, que llega y del cual nos beneficiamos todos sin diferencia alguna, garantizando la existencia y supervivencia de la especie humana. También es un derecho colectivo y un derecho solidario que se preocupa de los intereses actuales y venideros de la humanidad.

Se le conoce al derecho ambiental también, como un derecho finalista y funcional, basado sobre el interés general, que comprende la protección del ambiente, y su carácter finalista viene dado por la utilización y modificación e instituciones, procedimientos, técnicas, principios y reglas de otras ramas del derecho, a fin de acceder a la más completa protección del ambiente.-

En materia de prevención, se encuentra el artículo 128 de la CBV, que establece las políticas ambientales a implementar, e indica:

“Artículo 128: El Estado desarrollará una política de ordenación del territorio atendiendo a las realidades ecológicas, geográficas, poblacionales, sociales, culturales, económicas, políticas, de acuerdo con las premisas del desarrollo sustentable, que incluya la información, consulta y participación ciudadana”.

En el artículo 129 CBV, encontramos el derecho de un ambiente libre de contaminación, con especial protección a las especies vivas:

“Artículo 129: Todas las actividades susceptibles de generar daños a los ecosistemas deben ser previamente acompañadas de estudios de impacto ambiental y sociocultural. El Estado impedirá la entrada al país de desechos tóxicos y peligrosos, así como la fabricación y uso de armas nucleares, químicas y biológicas”.

Con la entrada en vigencia, de La Ley Orgánica del Ambiente, publicada en Gaceta Oficial No. 5833, de fecha 22-12-2006, se protege y se extiende la normativa ambiental, en función del sostenimiento del planeta para el mantenimiento del género humano, en beneficio de la humanidad, es un enfoque más amplio que abarca no solamente al país, sino al planeta.- Dentro del contenido normativo, nos encontramos con los principios rectores para la gestión ambiental, orientados a diagnosticar, inventariar, restablecer, restaurar, mejorar, preservar, proteger, controlar, vigilar y aprovechar los ecosistemas, la diversidad biológica, los recursos naturales y los elementos del ambiente, siempre en pro de su desarrollo.

La actividad ambiental, y las normas que regulan la materia se declaran de orden público, y se establece que la planificación ambiental tiene como finalidad conciliar el desarrollo socioeconómico del país con la protección del ecosistema, los recursos naturales y un ambiente sano, seguro y ecológicamente equilibrado. La gestión ambiental, por supuesto ya no es centralizada y concentrada, en una sola oficina, sino que se delegan funciones no solo a los Municipios, sino a los consejos comunales y comunidades organizadas, facilitando con ello la atención y solución de los problemas ambientales, haciendo múltiples enfoques que abarcan desde la prevención, protección, participación, diagnóstico, educación, investigación, hasta la utilidad misma.

Existe dentro de la normativa legal, restricciones y coordinación con antelación para ciertas actividades que pueden dañar el ambiente, se incluyen no solamente las actividades humanas de acción u omisión que pudieran afectar la capa de ozono, o las especies en peligro de extinción, sino las relacionadas con materiales y desechos humanos peligrosos, dirigiendo la actividad del ser humano, a que durante su accionar debe prestar

la atención debida al ambiente y a los recursos naturales. El legislador incluye ahora, actividades que inicialmente no fueron consideradas como afectadoras el ambiente, y hoy ha quedado demostrado que han causado un impacto negativo en el mismo, por lo que se busca reducir sus daños a la mínima expresión.

Dentro del derecho ambiental nos encontramos con la figura de la guardería ambiental. Hay una amplitud de entes que van a efectuar control en el medio ambiente, la cual comprende desde la conservación, defensa y mejoramiento del ambiente, con una gran cantidad de organismos que van desde la Guardia Nacional Bolivariana, y demás entes del poder público nacional, estatal y municipal, y como órganos auxiliares los consejos comunales y comunidades organizadas.

Contempla la LOA, capítulo denominado de los” Delitos Ambientales”, y establece dentro de ese capítulo, las personas que pueden ser sujetos activos en la investigación de ilícitos ambientales, indicando a grosso modo que organismos pueden intervenir en el proceso investigativo, llamando a crear los circuitos judiciales penales ambientales, observándose que dicha ley tiene categoría de ley orgánica, lo que se traduce en afirmar, que la materia contenida en dicho cuerpo legal, es de gran trascendencia nacional:

De los delitos

“Artículo 130.

Las leyes penales que se dicten en ejecución de esta Ley, incluirán sanciones privativas de libertad, disolución de la persona jurídica y sanciones pecuniarias, que serán aplicadas según el caso, tanto a las personas naturales como a las personas jurídicas. Independientemente de la responsabilidad de las personas jurídicas, **los propietarios, presidentes o administradores responderán penalmente por su participación culpable en los delitos cometidos por sus empresas.”** (Subrayado nuestro)

Conforme al dispositivo anterior, tienen responsabilidad penal en el marco de los delitos ambientales los dueños de las empresas, los directivos en la persona de su presidente y la categoría de administradores, cuando de forma culposa se determine su participación en los ilícitos ambientales,

pueden dictarse incluso hasta medidas privativas de libertad, por su participación en los delitos contra el ambiente, cometidos cuando siendo directivos tengan responsabilidad en las decisiones de las empresas a su cargo, por supuesto en aquellos tipos delictivos, cuyas sanciones sean superiores a cinco años, como en el caso de los daños por aplicación de biotecnología, delito que contempla una pena que oscila entre 8 y 10 años de prisión, previsto en el artículo 55 de la Ley Penal del ambiente.

Responsabilidad penal por delitos ambientales

“Artículo 131.

La determinación de la responsabilidad penal en los delitos ambientales, es objetiva, para lo cual sólo basta la comprobación de la violación, no siendo necesario demostrar la culpabilidad”.

La legislación venezolana, haciendo énfasis en que la producción, industria, transporte y operación hidrocarburíferas constituyen actividades de alto riesgo o peligrosidad, y que tales actividades pueden ocasionar daños irreversibles al medio ambiente, acoge en materia delictual ambiental, la teoría de la responsabilidad objetiva, en razón de la dificultad a las que se enfrenta el estado para probar la culpabilidad de la parte demandada en los juicios por responsabilidad ambiental, y la otra situación deriva de que quien efectúa la operación, asume el riesgo por posibles daños derivados de una actividad peligrosa, y no la víctima ni la sociedad.

La teoría de la responsabilidad objetiva, se centra en la culpa presunta por la ocurrencia del daño o en la producción de un riesgo que causa un perjuicio o peligro a la víctima y a la sociedad. La culpa presunta radica en la persona que utiliza y se aprovecha de la cosa riesgosa por la que se ocasiono el daño, también se consideró necesario revertir la carga de la prueba, en el sentido de quien utiliza y aprovecha la cosa, es al que le corresponde demostrar que el hecho dañoso, no es su culpa, sino que se produjo por:

1. Fuerza mayor o caso fortuito.
2. Por culpabilidad de un tercero.
3. Culpabilidad de la propia víctima.

Es de resaltar, como comentario, que el libro Blanco sobre la responsabilidad ambiental de la Comunidad Europea, indica sobre la responsabilidad objetiva:

“...diversos regímenes nacionales e internacionales de responsabilidad ambiental recientemente adoptados tienen como base el principio de responsabilidad objetiva, pues partes del supuesto de que el mismo favorece la consecución de los objetivos medioambientales”.-

En todo caso, al aplicarse la teoría de la responsabilidad objetiva en los hechos ambientales dañosos, se verifica que es imputable el resultado, causado por la acción humana, siempre y cuando haya causado un daño o un peligro jurídicamente considerado delito, es decir se ha causado un resultado típico y antijurídico, sancionado por la ley.-

En materia de delitos ambientales, no es necesario verificar si existe dolo o culpa, por el daño ecológico causado, lo imprescindible es que se verifique que se ha causado un daño, ya que la ley señala para determinar la responsabilidad en materia ambiental, la teoría de responsabilidad objetiva para los causantes del daño, según la cual un sujeto responde de un hecho causado por él aunque no haya tenido voluntad de realizarlo (dolo), ni haya actuado con imprudencia o negligencia (culpa).

Responsabilidad de las personas jurídicas

“Artículo 132

Las personas jurídicas serán responsables por sus acciones y omisiones por delitos cometidos con ocasión de la contravención de normas o disposiciones contenidas en leyes, decretos órdenes, ordenanzas, resoluciones y otros actos administrativos de carácter general o particular de obligatorio cumplimiento.

Las personas jurídicas serán sancionadas de conformidad con lo previsto en el artículo 130 de esta Ley, en los casos en que el hecho punible haya sido cometido a causa del ejercicio de sus actividades o en su representación, o por orden suya y en su interés exclusivo o preferente”.

Las sanciones a la que se refiere el señalado artículo 130 de la LOA, que pueden recaer sobre el órgano empresarial son de tipo pecuniario y de disolución del misma, independientemente de la responsabilidad en que pueden incurrir las personas naturales como los propietarios de la empresa, presidente y administradores, en cuyo caso aparte de la multa pueden ser sujetos de penas corporales como la de prisión y arresto, si se demuestra la existencia de culpa en sus acciones u omisiones, por los resultados del daño ambiental, por tener dentro de la empresa capacidad para la toma de decisiones en las actividades de la empresa.

Medidas en la sentencia condenatoria

La LOA, dispone dentro de su cuerpo normativo, del deber que tiene el Juez de imponer al responsable en el texto de la sentencia, de la obligación de reparar el daño y de aplicar acciones restitutorias del ambiente. Al efecto se lee:

Artículo 133

En toda sentencia condenatoria por los delitos en los cuales resulten daños o perjuicios contra el ambiente o los recursos naturales, el juez impondrá al responsable o responsables la obligación de ejecutar las medidas restitutivas correspondientes, **reparar los daños causados por el delito e indemnizar los** perjuicios. En tal sentido el juez podrá ordenar, entre otras, las siguientes medidas:

1. La modificación de construcciones violatorias de disposiciones sobre conservación del ambiente y los recursos naturales, y su conformidad con la normativa infringida.
2. La restauración de los lugares degradados al estado más cercano posible al que se encontraban antes de la degradación.
3. La remisión de elementos al medio natural de donde fueron sustraídos, en caso de ser posible y pertinente.
4. La restitución de los productos forestales, hídricos, faunísticos o de suelo obtenidos ilegalmente.
5. El saneamiento o la reordenación del espacio a fin de tornarlo utilizable ambientalmente con otro uso distinto al original, en aquellos casos en que el daño sea irreparable, al punto de resultar imposible recuperar la vocación inicial del suelo.

6. La repatriación al país de origen de los residuos o desechos peligrosos importados ilegalmente o prohibidos en su lugar de origen, por cuenta del condenado.

De la jurisdicción especial penal ambiental

Creación

Artículo 136

Se crea la Jurisdicción Especial Penal Ambiental para el conocimiento y decisión de las causas provenientes de acciones u omisiones tipificadas como delito por la ley especial respectiva.

Organización, composición y funcionamiento

Artículo 137

La organización, composición y funcionamiento de los órganos de la Jurisdicción Especial Penal Ambiental se regirán por las disposiciones establecidas en el Código Orgánico Procesal Penal, en la ley orgánica correspondiente y en el Reglamento Interno de los Circuitos Judiciales Penales Ambientales.

Ley penal del ambiente

En esta Ley especial, se contempla una gran cantidad de conductas como delitos, observándose que emanan de la violación de una norma administrativa, y al igual que la LOA, se aplica la teoría de la responsabilidad penal objetiva, al carácter personal del ilícito ambiental, donde el legislador señala que solo basta la verificación del daño, prescindiendo de unos supuestos especiales, como lo son de la concurrencia del dolo o de la culpa para establecer responsabilidad penal, además que la carga de la prueba pesa mucha en el imputado, con el único propósito que no queden impunes gran cantidad de actividades que destrozaban el medio ambiente y quedan anteriormente sin sanción alguna.

A continuación desglosaremos, lo contenido en la LPA, referido a la responsabilidad penal por los daños causados al medio ambiente:

“Artículo 3. Responsabilidad Penal. La responsabilidad penal, a los efectos de los delitos ambientales, cuya ejecución exige la violación de una norma administrativa, es objetiva y para demostrarla basta la comprobación de la violación, no siendo necesario demostrar la culpabilidad.

Artículo 4 .Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas Las personas jurídicas serán responsables por sus acciones u omisiones en los casos en que el delito sea cometido con ocasión de la contravención de normas o disposiciones contenidas en leyes, decretos, órdenes, ordenanzas, resoluciones y otros actos administrativos de carácter general o particular de obligatorio cumplimiento.

Artículo 5. Sanciones Principales. Las sanciones aplicables serán principales y accesorias. **Son sanciones principales:** 1.- La prisión. 2.- El arresto. 3.- La disolución de la persona jurídica. 4.- La multa. 5.- El desmantelamiento de la instalación, establecimiento o construcción.

Artículo 6. Sanciones Accesorias: Son sanciones accesorias: 1.- La clausura definitiva de la instalación o establecimiento. 2.- La clausura temporal de la instalación o establecimiento hasta por un año. 3.- La prohibición definitiva de la actividad contaminante o degradante del ambiente. 4.- La reordenación de los sitios alterados. 5.- La suspensión de las actividades de la persona jurídica hasta por seis meses. 6.- La inhabilitación para el ejercicio de funciones o empleos públicos, hasta por dos años después de cumplirse la pena principal, cuando se trate de hechos punibles cometidos por funcionarios públicos o funcionarias públicas. 7.- La inhabilitación para el ejercicio de la profesión, arte o industria, hasta por un año después de cumplida la sanción principal cuando el delito haya sido cometido por el condenado o condenada con abuso de su industria, profesión o arte, o con violación de alguno de los deberes que le sean inherentes o conexos. 8.- La publicación especial de la sentencia, a expensas del condenado o condenada, en un órgano de prensa de circulación nacional y del municipio donde se cometió el delito y con la colocación de dicha publicación a las puertas del establecimiento, dentro de los treinta días siguientes a la decisión. 9.- La obligación de destruir, neutralizar o tratar las sustancias, materiales, instrumentos u objetos fabricados, importados u ofrecidos en venta, en contravención a las normas nacionales sobre la materia y capaces de ocasionar daños al ambiente o a la salud de las personas. 10.- La suspensión del ejercicio de cargos directivos y de representación en personas jurídicas hasta por tres años, después de cumplida la pena principal. 11.- La prohibición hasta por dos años, de contratar

con órganos y entes de la Administración Pública Nacional Estatal y Municipal y recibir beneficios fiscales. 12.- La ejecución de servicios ambientales a la comunidad afectada, que podrán consistir en trabajos ambientales de acuerdo a formación y habilidades, financiamiento de programas, proyectos o publicaciones ambientales, contribución a entidades ambientales bajo la coordinación y supervisión de la Autoridad Nacional Ambiental; ejecución de obras de recuperación en áreas degradadas o mantenimiento de espacios públicos. 13.- La asistencia obligatoria a cursos, talleres o clases de educación y gestión ambiental.

Artículo 7. Proporcionalidad. El tribunal aplicará las penas dentro de los límites establecidos por esta Ley en cada caso, tomando en cuenta el peligro que se produce o el daño ocasionado, el grado de dolo del delito en las personas naturales, o las condiciones en que la persona jurídica cometa el delito, y las circunstancias agravantes o atenuantes que puedan concurrir con el hecho. En este último caso, el tribunal las valorará y decidirá cuáles de ellas prevalecerán según su número, conforme a su naturaleza y magnitud.

Responsabilidad de las personas jurídicas:

Conforme a la normativa contenida en la Ley Penal del Ambiente, tiene gran relevancia la teoría de la responsabilidad objetiva en materia penal, así como la declaración de orden público de la reparación del daño ambiental, existiendo por supuesto en dicho cuerpo normativo especial, figuras especiales que la delinearán, a saber:

- 1.- El derecho ambiental como un derecho humano, y como un deber de todos;
- 2.- La existencia de una política criminal concreta contra los delitos ambientales;
- 3.- La responsabilidad penal se acoge a la teoría de la responsabilidad objetiva, solo basta la comprobación de la violación, y cuando se trate de propietarios, administradores o directores, tiene que demostrarse la culpabilidad;
- 4.- La reparación del daño en materia ambiental es de orden público;
- 5.- La coadyuvancia que deben brindar las personas naturales con la autoridad ambiental;

6.- La asistencia obligatoria a talleres y cursos sobre la protección del ambiente, en caso del agente provocador.

1.- **El derecho ambiental como un derecho humano**; debe entenderse que el tema de la preservación del ambiente, constituye una responsabilidad común de todos los seres humanos, por el respeto y la solidaridad que nos merecemos todos y las generaciones futuras, pues quien comete un daño ecológico está actuando contra su propia persona y sus intereses; es probable que se incremente con un daño ambiental sus depósitos bancario, pero lo que si tenemos claros que está atentando contra sus propios derechos a un ambiente sano y saludable, porque de algo estamos conscientes y es que las sociedades no están en condiciones de afrontarlos en soledad.

Con base a lo anterior, es necesario tomar en cuenta, en las operaciones con hidrocarburos, a los efectos de disminuir el impacto ambiental que se causa con sus operaciones de extracción, y transporte, los mismos deben regirse bajo criterios de razonabilidad, equilibrio y solidaridad, ya que como se ha sostenido el medio ambiente es patrimonio de la humanidad, y no puede ser regido por un mercado de capitales, sino por la cooperación y la solidaridad, debemos de defenderlo como un derecho humano y un bien común, bajo el control público, para preservar la especie humana ahora y siempre.

2.- **Política criminal ambiental**: respecto a esta figura, el estado tiene intención de delinear políticas ambientales de uso y conservación, y se llevaran a cabo desde el sistema del poder público nacional, estatal y municipal hasta las comunidades organizadas y los pueblos indígenas, igualmente se regulan muchas conductas como típicas y antijurídicas, las cuales son penalizadas con sanciones corporales y pecuniarias, principales y accesorias, que consisten, en el caso de las principales, desde prisión, arresto, disolución de la persona jurídica, multa y hasta el desmantelamiento de la construcción; entre las sanciones accesorias, nos encontramos con la clausura temporal o definitiva de la actividad contaminante, la inhabilitación para el ejercicio de funciones públicas, la prohibición de contratar con el Estado hasta por dos años, la ejecución de servicios ambientales y asistencia obligatoria a cursos, talleres y clases de gestión ambiental, por parte del imputado.

3.- **La responsabilidad penal objetiva:** se fundamenta, como lo hemos expuesto, en el hecho, de que basta que los daños sean consecuencia directa, del acontecimiento que los ha originado, para su penalización, no requiriendo probar que la culpa o el dolo, además de que quien utiliza y aprovecha la cosa riesgosa es al que le corresponde demostrar que el hecho dañoso se produjo por fuerza mayor o caso fortuito y no a la víctima y a la sociedad. La producción, industria, transporte y operación de sustancias de hidrocarburos, constituyen actividades de alto riesgo o peligrosidad, y se parte del supuesto que la responsabilidad objetiva beneficia los fines del ambiente.

En definitiva, la responsabilidad penal objetiva en los daños ambientales, viene dada, porque nuestra propia constitución declara, el derecho de los ciudadanos a un medio ambiente sano y ecológicamente equilibrado, es decir, la simple existencia del daño indica la existencia de responsabilidad en el agente de haber sido el causante de ese daño, debiendo indemnizar los daños y perjuicios causados, se asume la culpabilidad de quien asumió el riesgo y la peligrosidad de su actividad.-

La tendencia que se ha presentado a partir de la LOA y de la LPA, ha sido la de aumentar la gravedad de las sanciones, dejar a un lado que los daños ambientales son un problema menor, refiriéndose ahora como delitos graves, incluyendo ahora a las personas jurídicas, y también a sus propietarios, presidentes, administradores, cuando tengan culpa en los delitos cometidos por sus empresas.

La responsabilidad penal a título particular, es utilizada como base para responsabilizar a aquellos que tengan facultades o atribuciones para prevenir o corregir la violación, en comparación con los que realizan la actividad físicamente dañina, en tal sentido, los propietarios, presidentes o administradores de las personas jurídicas, pueden ser materia de imputación, si se demuestra el elemento culposo en los comportamientos como:

- 1.- Realizar, ordenar o autorizar las actividades altamente riesgosas o actividades con residuos peligrosas que ocasionen daños ambientales;
- 2.- Emitir, despedir o descargar en la atmósfera gases, humos o polvos que ocasionen daños al ambiente;

3.- Cuando no supervisen el manejo de desechos realizados por empleados;

4.- Si los empleados actuaron bajo la esfera o ámbito de sus actividades laborales;

5.- Si actuaron los empleados para el beneficio de la persona jurídica.

Es necesario la aplicación de sanciones a las personas jurídicas, en razón que quien dirige un ataque al ambiente es porque su actividad es la obtención de fines económicos, y este tipo de actividad, se realiza por lo general a través de asociaciones, empresas, corporaciones, sociedades, lo que equivale analizar la tendencia de la pena, en consecuencia la pena idónea debería ser proporcional al beneficio obtenido, por lo que debería considerarse ese parámetro.-

4.- La reparación el daño

La LPA, en su artículo 18, señala lo siguiente:

“Artículo 18: Se considera de orden público la obligación de restituir, reparar el daño o indemnizar los perjuicios causados al ambiente por quienes resultaren responsables de los previstos en esta Ley. A estos efectos, el tribunal ordenara, aun de oficio, las diligencias conducentes a la determinación de la responsabilidad civil de quienes aparecieron como autores o partícipes en el delito”.

Al establecer nuestra legislación en materia ambiental, que la reparación del daño causado, es de orden público, nos está demostrando la relevancia que tiene para el estado y la sociedad poseer un medio ambiente sano, con el deber de respetar el ordenamiento jurídico vigente, creando condiciones básicas para que el individuo se desarrolle y funcione efectivamente dentro de la sociedad, respetando los derechos de los demás, para vivir en paz, obligándonos a reparar los daños causados, para que en definitiva en la comunidad se preserve la vida y no exista caos en las sociedades.

Se entiende por daño al ambiente, la pérdida, cambio, u deterioro, menoscabo, afectación, modificación de los hábitat, ecosistemas, de los elementos y recursos naturales, de sus condiciones química, físicas o biológicas, así como los servicios ambientales que proporcionan.

La reparación del daño consiste en restituir mediante la restauración, restablecimiento, tratamiento, recuperación o remediación a su estado inicial de los hábitat, los ecosistemas, los elementos y recursos naturales, sus condiciones químicas, físicas o biológicas, así como los servicios ambientales que proporcionan

Como el daño es intangible pero perceptible, uno de los mayores problemas es cuantificarlo, y ante cualquier ataque al medio ambiente, las personas jurídicas se encuentran obligadas a reparar el daño ocasionado por sus empleados, socios, gerentes, que aun cuando es una consecuencia de carácter eminentemente civil, cobra importancia su análisis para el derecho penal cuando el daño es consecuencia de la comisión de un delito.

Por lo que ante cualquier ataque al ambiente, la reparación del daño por parte de las personas jurídicas, no solo comprende la indemnización en si del daño, sino a la realización de acciones necesarias para reestablecer las condiciones ambientales que constituyen los ecosistemas afectados al estado en que se encontraban antes de realizarse el delito; igualmente se prevé el trabajo en favor de la comunidad relacionadas con la protección del ambiente o la restauración de los recursos naturales, siendo necesario la evaluación de los daños para establecer la magnitud del mismo, así como la posibilidad de ser remediado, pues existen daños irremediables, por ello al juzgar es necesario el auxilio del experto, es decir peritos en materia de daños ecológicos, que puedan concluir respecto el daño o peligro expuesto, a los efectos de graduar la pena y de establecer medidas de seguridad, así como las actividades a realizar para la reparación el daño.

5.- La coadyuvancia de los particulares en los procedimientos ambientales

La LOA y la LPA, establecen la existencia de una serie de órganos competentes en materia de delitos ambientales, entre los que tenemos las fuerzas armadas, en el componente de la Guardia Nacional Bolivariana, así como la creación de los Circuitos Judiciales Penales Ambientales, de la jurisdicción penal, con aplicación de las normas contenidas en el Código Orgánico Procesal Penal, e indica la facultad de investir a toda persona

natural de denunciar el conocimiento de la comisión de un delito ambiental directamente ante el Ministerio Público.

6.- La asistencia obligatoria a talleres y cursos sobre la protección del ambiente, en caso del agente provocador

Con el objeto de crear conciencia, y de asumir una conducta posterior cónsona con la protección del ambiente, a los fines de crear valores y ser ejemplo dentro de la sociedad, del derecho de preservar el ambiente y el deber de evitar los daños ambientales, se crean como sanciones accesorias a la condena, la cultura educativa de la protección del ambiente, enfocada en la asistencia a sistemas educativos de talleres ambientales.

Finalizando con la responsabilidad penal por derrames petroleros, podemos concluir: que no siempre la organización jerárquica de las empresas determina la conducta ejecutiva para ser analizada, es necesario analizar la conducta relevante de aquel que es responsable porque tiene capacidad de decisión empresarial, y del operario. Para establecer quienes son los auténticos responsables de la conducta delictiva, debe probarse la real participación en los hechos y su culpabilidad, de lo contrario se violaría el principio de presunción de inocencia contenido dentro del debido proceso, garantía constitucional de obligatoria aplicación en cualquier tipo de actuaciones judiciales.

En el proceso contaminante, la responsabilidad de los altos directivos, bien a determinarse porque conocen la existencia del carácter contaminante de la actividad de su empresa, garantía que se fundamenta en el hecho del compromiso de control de riesgos que puedan proceder de personas o cosas que se encuentren bajo su dirección, ya que ejercen el dominio de las personas responsables mediante la imposición de órdenes de obediencia obligatoria, lo que conduce a afirmar que si los hechos demuestran que existe tolerancia, consentimiento y autorización de los investigados y en interés de la empresa, que de alguna manera ve disminuir sus costos, causando un gran agravio al ambiente, aumentando su lucro con total desprecio de los bienes naturales de uso común, es de afirmar, que tendrán responsabilidad en el ilícito ambiental procesado.

Asimismo, la responsabilidad penal en materia de delitos ambientales se extiende a los miembros directivos de las personas jurídicas, porque estas personas están obligadas a facilitar los medios idóneos para prevenir los riesgos de las actividades comerciales dentro del medio ambiente, porque el empresario al asumir las actividades relacionadas con la explotación, traslado y transporte de hidrocarburos, tiene el deber originario de garantizar la protección del medio ambiente y sobre todo libre de contaminantes, ya que lo más graves ataques ambientales resultan de conductas culposas, por negligencia, impericia, o falta de observación a la reglamentación debida.

La inversión extranjera en el sector de los hidrocarburos

Eugenio Hernández-Bretón¹

Si los hombres no pueden remitirse a un valor común, reconocido por todos en cada uno de ellos, el hombre es entonces incomprensible para el hombre

Albert Camus

Introducción

La Constitución de 1999 es bastante parca en cuanto al tema de las inversiones extranjeras. Como regla general, la inversión extranjera está sujeta a las mismas condiciones que la inversión nacional. A lo anterior se añade que no se podrá otorgar a empresas y organismos o personas extranjeras regímenes más beneficiosos que los establecidos para los nacionales. Lo anterior, sin embargo, no impide que el Estado venezolano use “la política comercial para defender las actividades económicas de las empresas nacionales públicas y privadas”². En tal sentido, el artículo 301 de la Constitución establece una clara protección de los inversionistas nacionales -privados y públicos- al fijar una igualdad de tratamiento, pero prohibiendo un mejor trato al capital extranjero que el acordado al nacional y estableciendo la posibilidad de dictar medidas en detrimento de la

1 Decano de la Facultad de Ciencias Jurídicas y Políticas de la Universidad Monteávila y ex-Presidente de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales

2 Artículo 301 de la Constitución de Venezuela de 1999, publicada con la Enmienda No. 1 en la Gaceta Oficial No. 5.980 Extraordinario de 19 de febrero de 2009: El Estado se reserva el uso de la política comercial para defender las actividades económicas de las empresas nacionales públicas y privadas. No se podrá otorgar a personas, empresas u organismos extranjeros regímenes más beneficiosos que los establecidos para los nacionales. La inversión extranjera está sujeta a las mismas condiciones que la inversión nacional.

inversión extranjera para defender al empresariado nacional. El artículo 301 es confuso, pues su estructura no es lógica ni su texto es claro, pues si hay igualdad de trato, cómo sería posible que el régimen de la inversión extranjera fuese mejor que el de la nacional, aunque tal vez lo que se quiso fue decir que en principio ambos regímenes son iguales pero se pueden establecer discriminaciones a favor de los nacionales y nunca a favor de la inversión extranjera. El artículo 107 de la Constitución de 1961 se limitaba a prescribir: “La ley establecerá las normas relativas a la participación de los capitales extranjeros en el desarrollo económico nacional”.³

Las normas de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (“LOH”)⁴ o la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (“LOHG”)⁵ y su Reglamento⁶ tampoco ayudan mucho a descifrar una política clara en materia de inversiones extranjeras en el sector de los hidrocarburos. Hasta 2014 estuvieron en vigor la Ley de Promoción y Protección de Inversiones de 1999⁷ y su Reglamento⁸, y también estuvieron en vigor el Reglamento Parcial del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros y sobre Marcas, Patentes, Licencias y Regalías de 1990 (“Decreto 1.103”)⁹, así como el Reglamento del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros y sobre Marcas, Patentes, Licencias y Regalías (“Decreto 2095”)¹⁰, y también la Resolución del Ministerio de Ha-

3 El tema general de la regulación de la inversión extranjera lo hemos examinado en nuestro trabajo “La inversión extranjera en Venezuela a finales de 2012”, en Alfredo Morales Hernández y Astrid Uzcátegui (Compiladores y coordinadores de la edición), *Libro Homenaje a Clarisa Sanoja de Ochoa*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales *et al*, Caracas, 2013, p. 423 y ss. Obviamente, en ese estudio no se contemplan los desarrollos normativos sucedidos entre 2014 y 2017, respectivamente, que ahora abordamos.

4 Ley de reforma parcial del Decreto No. 1.510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicado en la Gaceta Oficial No. 38.493 de 4 de agosto de 2006 (reimpresión por error material del ente emisor).

5 Decreto No. 310 con Rango y Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, publicado en la Gaceta Oficial No. No. 36.793 de 22 de septiembre de 1999, en especial su artículo 22 que menciona la inversión extranjera, o más precisamente, que autoriza a las personas privadas extranjeras a realizar las actividades referentes a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados y otras actividades, con o sin la participación del Estado.

6 Decreto No. 840, publicado en la Gaceta Oficial No. 5.471 Extraordinario de 5 de junio de 2000.

7 Decreto No. 356, con Rango y Fuerza de Ley de Promoción y Protección de Inversiones, publicado en la Gaceta Oficial No. 5.390 Extraordinario de 22 de octubre de 1999.

8 Decreto No. 1.867, publicado en la Gaceta Oficial No. 37.489 de 22 de julio de 2002.

9 Decreto No. 1.103, publicado en la Gaceta Oficial No. 34.548 de 7 de septiembre de 1990.

10 Decreto No. 2.095, publicado en la Gaceta Oficial No. 34.930 de 25 de marzo de 1992.

cienda sobre el Régimen de Registro de Inversiones realizadas con el producto de la venta de Títulos denominados en Divisas emitidos por la República¹¹, así como otra cantidad de disposiciones legales y sublegales dispersas que de manera fraccionada eran aplicables al régimen de la inversión extranjera en general y en particular al sector de los hidrocarburos. Estas disposiciones, como se dijo, estuvieron en vigor hasta finales de 2014, cuando se dictó la Ley de Inversiones Extranjeras (“Ley de Inversiones Extranjeras de 2014”) que se aplicaba a las inversiones en el sector de los hidrocarburos.¹² Lo anterior se ha visto agravado con ocasión de la entrada en vigor de la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva (“Ley Constitucional”),¹³ que es objeto de estos comentarios y que derogó, a su vez, la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, así como también derogó “las disposiciones legales y sublegales que contravengan el contenido de esta Ley Constitucional”.¹⁴

La multiplicidad de normas da la apariencia de desorden y de ineficiencia regulatoria. Muy acertado es recordar los consejos del Quijote de La Mancha a su escudero Don Sancho Panza, una vez que Sancho asumió el cargo de Gobernador de la ínsula Barataria. Dijo el Quijote a Sancho el Gobernador: “No hagas muchas pragmáticas; y si las hicieres, procura que sean buenas, y sobre todo, que se guarden y cumplan; que las pragmáticas que no se guardan lo mismo es que si no lo fuesen; antes dan a entender que el príncipe que tuvo discreción y autoridad para hacerlas no tuvo valor para hacer que se guardasen; y las leyes que atemorizan y no se ejecutan, vienen a ser como la viga, rey de las ranas: que al principio las espantó, y con el tiempo, la menospreciaron y se subieron sobre ella”.¹⁵

11 Resolución del Ministerio de Hacienda No. 2.912, publicada en la Gaceta Oficial No. 35.807 de 29 de septiembre de 1995.

12 Decreto No. 1.438, publicado en la Gaceta Oficial No. 6.152 Extraordinario de 18 de noviembre de 2014.

13 Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, publicada en la Gaceta Oficial No. 41.310 de 29 de diciembre de 2017.

14 Disposiciones Transitorias, Derogatorias y Finales de la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva, Primera: Se deroga el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Inversiones Extranjeras, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 6.152 Extraordinario, de fecha 18 de noviembre de 2014. Quedan derogadas todas las disposiciones legales y sublegales que contravengan el contenido de esta Ley constitucional.

15 Carta Don Quijote de La Mancha a Sancho Panza gobernador de la ínsula Barataria, en Miguel de Cervantes Saavedra, Don Quijote, Segunda Parte, Capítulo LI.

I. La Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva¹⁶ y el problema de la normativa aplicable a la inversión extranjera en el sector de los hidrocarburos

I.1. La seguridad jurídica como principio informativo de la Ley Constitucional

Antes de pasar al desarrollo del objeto de estos comentarios, quisiéramos destacar que la Ley Constitucional encierra una gravísima contradicción, pues mientras que ella tiene entre sus objetivos consolidar un marco que promueva, favorezca y otorgue seguridad jurídica a la inversión¹⁷, a la vez que reconoce que uno de los principios en que se fundamenta la Ley es la seguridad jurídica¹⁸ y que establece dicho principio como derecho de los inversionistas¹⁹, lo cierto del caso es que la Ley Constitucional no es precisa ni clara en lo que respecta al tratamiento de los inversionistas y de las inversiones en diversos aspectos, muy especialmente en cuanto a su ámbito de aplicación material, tal como se explicará más adelante en este trabajo. De esta manera, la Ley Constitucional difícilmente podrá promover el objetivo de un marco regulatorio seguro para la inversión, contradiciendo uno de sus principios rectores y violando en consecuencia un derecho esencial de los inversionistas extranjeros.

16 Aunque la constitucionalidad y la legitimidad de la Ley Constitucional de Inversión Extranjera Productiva dictada por la llamada Asamblea Nacional Constituyente pueden cuestionarse por muchas razones, en este trabajo no las discutimos.

17 Artículo 1º de la Ley Constitucional: Esta Ley Constitucional tiene por objeto establecer los principios, políticas y procedimientos que regulan las inversiones extranjeras productivas de bienes y servicios, en cualquiera de sus categorías, para alcanzar el desarrollo armónico y sustentable de la Nación, promoviendo un aporte productivo y diverso de origen extranjero que contribuya a desarrollar las potencialidades productivas existentes en el país, a los fines de consolidar un marco que promueva, favorezca y otorgue seguridad jurídica a la inversión, garantice la soberanía económica y contribuya al bienestar del Pueblo, de conformidad con la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela, las leyes y el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación.

La legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía se aplicará con preferencia a esta Ley Constitucional, entre ellos, en materia de hidrocarburos, minería, telecomunicaciones y medios de comunicación social.

18 Artículo 3 de la Ley Constitucional: Esta Ley Constitucional se fundamenta en los principios de soberanía, independencia, integridad territorial, solidaridad, honestidad, eficacia, eficiencia, transparencia, cooperación, seguridad jurídica, igualdad de trato entre los inversionistas extranjeros y nacionales, complementariedad económica y productiva

19 Artículo 27 de la Ley Constitucional: El tratamiento a las inversiones estará sujeto a reglas claras, precisas y determinadas a los fines de garantizar la igualdad jurídica de los sujetos a los que se refiere esta Ley Constitucional, conforme a lo previsto en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela.

Hasta los momentos no conocemos de materiales que permitan conocer los propósitos y alcances de la Ley Constitucional, no tenemos conocimiento de la Exposición de Motivos de la Ley Constitucional o de sus proyectos, tampoco hemos tenido acceso al Diario de Debates de la Asamblea Nacional Constituyente en donde haga referencia a la discusión que se siguió para aprobar la Ley Constitucional. De la misma manera, no conocemos que se hayan producido comentarios o artículos o ensayos en que se discuta la materia objeto de estos comentarios. Por lo tanto, aquí se recogen nuestros criterios basados en las reglas y principios de interpretación de las normas jurídicas generalmente aceptadas en Venezuela.

I.2. Aplicación de la Ley Constitucional a las inversiones extranjeras en el sector hidrocarburos

El ámbito de aplicación de la Ley Constitucional *ratione materiae* viene determinado por su artículo 1° al señalar: “Esta Ley Constitucional tiene por objeto establecer los principios, políticas y procedimientos que regulan las inversiones extranjeras productivas de bienes y de servicios, en cualquiera de sus categorías (...)” (destacado nuestro). En este sentido, el citado artículo reproduce el texto casi idéntico del artículo 1° de la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014. Con base en el texto transcrito la conclusión sería que la Ley Constitucional se aplica a las inversiones extranjeras realizadas en cualquier sector y, por lo tanto, sería aplicable a las inversiones en el sector de hidrocarburos.

Ahora bien, a continuación de la norma antes referida el aparte único del mismo artículo 1° de la Ley Constitucional establece lo siguiente: “La legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos de la economía se aplicará con preferencia a esta Ley Constitucional, entre ellos, en materia de hidrocarburos, minería, telecomunicaciones y medios de comunicación social” (destacado nuestro). Esta declaración de aplicación preferente de la legislación especial que regule las inversiones extranjeras en sectores específicos, como por ejemplo, en materia de hidrocarburos, no estaba establecida en la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014. Esto supone un cambio muy importante en el ámbito de aplicación material de la legislación general sobre inversiones extranjeras.

El aparte único del artículo 1° de la Ley Constitucional viene a establecer de manera específica para la regulación de las inversiones extranjeras el principio general aceptado expresamente en la legislación venezolana de la aplicación preferente de la ley especial frente a la ley general y recogido en el artículo 14 del Código Civil en estos términos:” Las disposiciones contenidas en los Códigos y leyes nacionales especiales, se aplicarán con preferencia a las de este Código en las materias que constituyan la especialidad”.

Por lo tanto, en nuestro entendimiento del texto del artículo 1° de la Ley Constitucional resulta (i) que la Ley Constitucional se aplica a todas las inversiones extranjeras, (ii) sin embargo, que la Ley Constitucional no se aplica a las inversiones extranjeras en tanto la legislación especial las regule, y como resultado de lo anterior (iii) que las inversiones extranjeras en el sector hidrocarburos se regulen por la normativa de hidrocarburos en la medida en que dicha legislación contenga normas sobre las inversiones extranjeras en tal sector específico, y (iv) que en la medida en que la legislación dictada para regular el sector de hidrocarburos no contenga normas que regulen las inversiones extranjeras resultarán aplicables las normas contenidas en la Ley Constitucional.

Por lo tanto, dado que la legislación general en materia de inversiones extranjeras está hoy en día recogida en la Ley Constitucional, esta última se aplica a las inversiones extranjeras en cuanto tales, en la medida en que no exista legislación especial en materia de inversiones extranjeras en sector de los hidrocarburos contenida en otros instrumentos normativos.

I.3. Vigencia temporal y fuerza derogatoria de la Ley Constitucional

La Ley Constitucional entró en vigor el 29 de diciembre de 2017²⁰. En esa misma fecha quedaron derogados la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, así como todas las disposiciones legales y sublegales que contravengan el contenido de la Ley Constitucional ²¹. Sin embargo, vista la antes referida reserva de especialidad de la legislación en materia de inversiones extranjeras en el sector de los hidrocarburos (aparte único del artículo 1° de la Ley Constitucional),

20 Disposiciones Transitorias, Derogatorias y Finales de la Ley Constitucional, Sexta: Esta Ley Constitucional entrará en vigencia a partir de su publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.

21 Disposiciones Transitorias, Derogatorias y Finales de la Ley Constitucional, Primera, ver *supra* nota 13.

surge la duda acerca del ámbito de la derogatoria de la legislación preexistente ordenada por la Ley Constitucional respecto de las disposiciones contenidas en tal legislación preexistente que regula las inversiones extranjeras en materia de hidrocarburos.

Antes de la Ley de 2014 las inversiones extranjeras se regían principalmente por el Decreto No. 1.103, el cual contenía el Reglamento Parcial del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros y sobre Marcas, Patentes, Licencias y Regalías; el Decreto No. 2.095, el cual contenía el Reglamento del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros y sobre Marcas, Patentes, Licencias y Regalías; la Ley de Promoción y Protección de Inversiones, de 1999 y su Reglamento. Como ya indicamos, todos estos instrumentos legales fueron derogados por la Ley de Inversiones de 2014 (ver sus Disposiciones Derogatorias) y no fueron sustituidos por otros instrumentos equivalentes. A su vez, la Ley Constitucional expresamente derogó la Ley de Inversiones de 2014. Por ello, y esta conclusión la adelantamos ahora, la regulación en materia de inversiones extranjeras es muy escueta e insuficiente en la actualidad.

La Ley Constitucional contiene dos derogatorias relevantes para nuestros comentarios. Ambas están contenidas en la Disposición Primera de las Disposiciones Transitorias, Derogatorias y Finales de dicha Ley que reza así: “Se deroga el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Inversiones Extranjeras, publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 6.152 Extraordinario, de fecha 18 de noviembre de 2014. Quedan derogadas todas las disposiciones legales y sublegales que contravengan el contenido de esta Ley constitucional.” De tal manera, la disposición derogatoria referida a la Ley de Inversiones de 2014 es una derogatoria expresa, pues la identifica claramente.²² Mientras que la disposición derogatoria referida a todas las disposiciones legales y sublegales que contravengan el contenido de la Ley Constitucional es tan solo un anuncio de una derogación tácita, pues a pesar de que la disposición dice derogar ciertas disposiciones legales y sublegales preexistentes, no las identifica claramente ni hace referencia a la ley anterior que se deroga en términos claros, con lo cual la derogatoria operará solo en la medida en que exista “incompatibilidad material entre los preceptos de una ley anterior y de una ley poste-

22 Joaquín Sánchez-Covisa, *La vigencia temporal de la ley en el ordenamiento jurídico venezolano*, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Serie Clásicos Jurídicos Venezolanos, No. 2, Caracas, 2007, p. 86.

rior”. La derogatoria tácita de la legislación preexistente operará en virtud del principio *lex posterior derogat priori*.²³ No obstante lo dicho anteriormente, la derogatoria tácita contenida en la Ley Constitucional amerita una aclaratoria. Dicha derogatoria tácita se ve restringida en su alcance debido a lo previsto en el aparte único del artículo 1° de la Ley Constitucional, es decir por la norma que establece la aplicación preferente de la legislación especial en el sector de los hidrocarburos por sobre la disposiciones de la Ley Constitucional. La declaratoria de especialidad de la legislación preexistente en materia de hidrocarburos debe entenderse como comprendiendo tanto a la normativa posterior a la Ley Constitucional como a la anterior a la misma que regule la materia de las inversiones extranjeras en el sector de los hidrocarburos. En cuanto a la legislación anterior a la Ley Constitucional que no esté contenida en la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, debería afirmarse que dicha legislación anterior no sería derogada tácitamente, pues ella no se encontraría en situación de incompatibilidad en lo tocante a la materia de inversiones extranjeras en el sector de los hidrocarburos. En consecuencia seguirían vigentes las normas legales y sublegales antes señaladas y ellas serían aplicables en la materia de inversiones extranjeras en el sector de los hidrocarburos.

La Ley Constitucional derogó expresamente la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014 y también derogó tácitamente las disposiciones preexistentes que colidan con ella, como apuntamos en el párrafo anterior. Esto significa, que desde la fecha de su entrada en vigor la Ley Constitucional regula las inversiones extranjeras. La Ley de Inversiones Extranjeras de 2014 se aplicará ultracti-

23 Joaquín Sánchez-Covisa, *op. cit.*, p. 87. El profesor Peña Solís, siguiendo a la doctrina italiana, sugiere fijar la extensión de la derogatoria tácita basada en la distinción entre la *proposición normativa*, valga decir los artículos de la ley escrita, y la *norma*, es decir el resultado de la interpretación de los artículos de la ley escrita por los intérpretes. Según tal opinión, la derogatoria tácita solo operaría respecto de las *normas* y no de los textos de los artículos, pues la derogatoria tácita resultaría de la interpretación de los artículos de la ley, comparando las *normas*, para así establecer la derogatoria por incompatibilidad. En definitiva, citando a Luis M. Díez-Picazo (*La derogación de las leyes*, Civitas, Madrid, 1990, p. 302-303) la derogación tácita no sería tal “sino pura resolución de antinomias -que, por definición solo pueden existir entre normas simultáneamente vigentes en un mismo ordenamiento”, ver José Peña Solís, *El procedimiento legislativo en Venezuela*, Universidad central de Venezuela, Caracas, 2009, p. 145-147. El propio Díez-Picazo, citando a la doctrina italiana, ha dicho: “...hay quien ha agudamente observado que la derogación por incompatibilidad, más que resolver antinomias, las produce” (p. 303). Sin entrar a discutir ahora la bondad de la tesis propuesta, lo que si resulta incuestionable es que cuando se dicta una ley posterior la voluntad del legislador es que, respetando las situaciones válidamente perfeccionadas en el pasado, los supuestos de hecho pasen a ser regidos por la *lex posterior*.

vamente a los supuestos de hecho y sus consecuencias que hayan tenido lugar durante su vigencia en atención al principio *tempus regit actum*, principio que se encuentra en la base del principio de irretroactividad de la norma jurídica, pero la *lex priori* no será aplicable a los supuestos de hecho perfeccionados con posterioridad a la fecha de su derogación. Por su parte, el principio de irretroactividad recogido en el artículo 24 de la Constitución de 1999 hará que la Ley Constitucional no se aplique a los supuestos de hecho perfeccionados con anterioridad a la fecha de su entrada en vigor los cuales quedan sometidos a las disposiciones de la *lex priori*.²⁴

Además de lo anterior, es importante recordar que la derogación expresa o tácita de una ley tiene efectos irreversibles, por lo tanto, “la ulterior derogación del precepto derogatorio no revive de nuevo el precepto derogado, salvo que el legislador manifieste su voluntad en este sentido”.²⁵ Es decir, la derogación expresa de la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014 in toto mediante la Disposición Derogatoria Primera de la Ley Constitucional, así como la derogación tácita de otras disposiciones anteriores, no tiene por efecto revivir las leyes, decretos y otras normas derogadas a su vez expresa o tácitamente por la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, las cuales continúan siendo disposiciones derogadas.

De tal manera, la legislación en materia de inversiones extranjeras preexistente a la Ley Constitucional, que haya sido identificada con precisión en esa Ley, valga decir que ha sido derogada expresamente, como lo fue la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, ha perdido vigencia, así

24 Tomás A. Arias Castillo, *op. cit.*, p. 65 y s. El artículo 24 de la Constitución de 1999 reza: Ninguna disposición legislativa tendrá efecto retroactivo, excepto cuando imponga menor pena. Las leyes de procedimiento se aplicarán desde el momento mismo de entrar en vigencia, aun en los procesos que se hallaren en curso; pero en los procesos penales, las pruebas ya evacuadas se estimarán en cuanto beneficien al reo o a la rea, conforme a la ley vigente para la fecha en que se promovieron. Cuando haya dudas se aplicará la norma que beneficie al reo o a la rea.

25 Joaquín Sánchez-Covisa, *op. cit.*, p. 95. Sin embargo, el profesor Peña Solís, siguiendo la doctrina italiana y española, afirma que en los casos de derogación tácita no se produce realmente la derogación de la norma anterior sino “una suspensión de la eficacia de la misma, pues cabe recordar que la norma inaplicada sigue vigente”. Por lo tanto, de resultar que “la norma posterior llega a perder vigencia, ..., por derogación expresa, ..., la norma anterior inaplicada, recobra su eficacia, de tal manera que -en ese contexto- la derogación tácita no origina la denominada irreversibilidad...”, *op. cit.*, p. 147. No creemos que esta tesis sea la admisible en el derecho venezolano, para lo cual seguimos las enseñanzas de Joaquín Sánchez-Covisa aquí reproducidas. Ver también, Tomás A. Arias Castillo, *op. cit.*, p. 66 y s.

como también están derogados el Decreto No. 1.103, el cual contenía el Reglamento Parcial del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros y sobre Marcas, Patentes, Licencias y Regalías; el Decreto No. 2.095, el cual contenía el Reglamento del Régimen Común de Tratamiento a los Capitales Extranjeros y sobre Marcas, Patentes, Licencias y Regalías; también la Resolución del Ministerio de Hacienda sobre el Régimen de Registro de Inversiones realizadas con el producto de la venta de Títulos denominados en Divisas emitidos por la República, la Ley de Promoción y Protección de Inversiones, de 1999 y su Reglamento, que fueron derogados expresamente por la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014. Por su parte, en virtud de la derogatoria tácita ha quedado derogada toda la legislación legal y sublegal preexistente tanto a la Ley Constitucional como a la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, que no sea la cubierta por las respectivas disposiciones de derogación expresa y que contradigan a la Ley Constitucional o a la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, según el caso, pues la legislación preexistente habrá perdido su vigor en virtud del principio de la *lex posterior derogat priori*.

Ahora bien, en la actualidad las inversiones extranjeras en el sector hidrocarburos están reguladas principalmente en la LOH, la LOHG y su Reglamento. Ninguno de los textos legales antes mencionados contiene normas especialmente dirigidas a regular la inversión extranjera en los respectivos sectores regulados por cada una de ellas. La LOHG permite la participación de personas extranjeras en la realización de las actividades sometidas a dicha LOHG, con o sin la participación del Estado. Para ello se exige licencia o permiso, según el caso, en cuyo instrumento se regulará lo relativo al respectivo proyecto²⁶. En el caso particular de las licencias para la realización de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, las licencias respectivas podrían regular

26 Artículo 22 de la LOHG: Las actividades referentes a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, así como las de procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución, industrialización, comercialización y exportación, podrán ser realizadas directamente por el Estado o por entes de su propiedad, o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional, conforme al artículo 3° de esta Ley.

aspectos de la inversión extranjera en el referido sector 2728. De la misma

- 27 Artículo 24 de la LOHG: Las personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, que deseen realizar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, deberán obtener la licencia correspondiente del Ministerio de Energía y Minas, sujetándose a las condiciones siguientes: 1. Descripción del proyecto, con indicación del destino de dichos hidrocarburos, conforme al artículo 3° de esta Ley. 2. Duración máxima de treinta y cinco (35) años, prorrogable por un lapso a ser acordado entre las partes, no mayor de treinta (30) años. Esta prórroga deberá ser solicitada después de cumplirse la mitad del período para el cual se otorgó la licencia y antes de los cinco (5) años de su vencimiento. 3. Plazo máximo de cinco (5) años para la realización de la exploración y cumplimiento de los programas respectivos, incluido dentro del plazo inicial indicado en el numeral anterior, con sujeción a las demás condiciones que indique el Reglamento. 4. Indicación de la extensión, forma, ubicación y delimitación técnica del área objeto de la licencia y cualquier otro requisito, que para la mejor determinación de dicha área, señale el Reglamento. 5. Indicación de las contraprestaciones especiales que se estipulen a favor de la República. 6. En las licencias, aunque no aparezcan expresamente, se tendrán como insertas las cláusulas siguientes: a) Las tierras y obras permanentes, incluyendo las instalaciones, accesorios y equipos que formen parte integral de ellas y cualesquiera otros bienes adquiridos con destino al objeto de la licencia, sea cual fuere su naturaleza o título de adquisición, deberán ser conservadas en buen estado para ser entregados en propiedad a la República, libre de gravámenes y sin indemnización alguna, al extinguirse por cualquier causa las respectivas licencias, de manera que se garantice la continuidad de las actividades si fuere el caso o su cesación con el menor daño económico y ambiental. b) Las dudas y controversias de cualquier naturaleza que puedan suscitarse con motivo de la licencia y que no puedan ser resueltas amigablemente por las partes, incluido el arbitraje, serán decididas por los Tribunales competentes de la República, de conformidad con sus leyes, sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras. Parágrafo Único: El Reglamento de esta Ley podrá establecer otras condiciones aplicables a las licencias relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados. Artículo 25 de la LOHG: Las licencias otorgadas para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, confieren el derecho para ejercer las actividades de exploración y explotación. Estos derechos no son gravables ni ejecutables, pero pueden ser cedidos previa autorización del Ministerio de Energía y Minas. Las licencias otorgadas serán revocables por el Ministerio de Energía y Minas, por las causales siguientes: 1. Por incumplimiento de lo previsto en el numeral 3 del artículo 24 de esta Ley y de las contraprestaciones que se estipulen conforme al numeral 5 del mismo artículo; 3. Por cederla sin la autorización requerida en este artículo; 4. Por la ocurrencia de las causas de revocatoria establecidas en la propia licencia y en particular las que estuvieren referidas a las condiciones de explotación y a la ejecución del proyecto; y, 5. Por la revocatoria prevista en el artículo 21 de esta Ley. Artículo 26 de la LOHG: Las licencias para la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, comprenderán también las actividades inherentes al proyecto al cual dichos hidrocarburos sean destinados, sin perjuicio del registro del proyecto.
- 28 Artículo 20 del Reglamento de la LOHG: Para el ejercicio de las actividades de exploración y explotación de gas natural no asociado se requerirá de una licencia otorgada por el Ministerio de Energía y Minas. Dicha licencia otorgará a su titular, el derecho para ejercer tales actividades con carácter de exclusividad sobre un área geográfica determinada, conforme a los términos y condiciones previstos en la Ley, en este Reglamento y en la misma licencia. Artículo 28 del Reglamento de la LOHG: El titular de la licencia dispondrá de un lapso establecido en la misma, no superior a dos (2) años, para ejecutar el plan de evaluación de cada descubrimiento. Durante ese lapso que se contará a partir del respectivo descubrimiento, podrá presentar una declaración de comercialidad acompañada del correspondiente plan de desarrollo para su aprobación por el Ministerio de Energía y Minas. Cuando el plazo para el plan de evaluación concluya después de haber terminado el plazo para la ejecución

manera sucedería en el caso de los instrumentos que regulan una empresa mixta en el sector de hidrocarburos líquidos, como los llamados contratos de empresas mixtas²⁹.

del Programa mínimo exploratorio y si no hubiere declaración de comercialidad, el titular de la licencia deberá renunciar a las parcelas afectadas por ese plan de evaluación. Artículo 29 del Reglamento de la LOHG: Al finalizar el lapso del programa mínimo exploratorio, el titular de la licencia tendrá que devolver al Ejecutivo Nacional las parcelas no afectadas por el plan de evaluación o plan de desarrollo en progreso, salvo que el titular de la licencia se comprometa a ejecutar un programa adicional exploratorio sobre todas o algunas de tales parcelas, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, a cuyo efecto constituirá garantías de fiel cumplimiento a favor de la República, a satisfacción de dicho Ministerio. Artículo 30 del Reglamento de la LOHG: La forma para definir el alcance del programa adicional exploratorio será establecido según lo determine la licencia, con base a la superficie cubierta por las parcelas que el titular de la licencia opte por retener. El plazo para la ejecución de este programa estará comprendido dentro del lapso de cinco (5) años señalado en la Ley para la exploración. Una vez cumplido el mismo, el titular de la licencia deberá devolver las parcelas al Ejecutivo Nacional, que no se encuentren afectadas por un plan de evaluación o plan de desarrollo de un descubrimiento. Artículo 43 del Reglamento de la LOHG: El titular de la Licencia podrá renunciar a los derechos de exploración y explotación que le confiere la licencia correspondiente, previa notificación al Ministerio de Energía y Minas, cumplidas sus obligaciones, entre ellas las establecidas en los programas exploratorios. Cuando una licencia esté en fase de explotación, el titular de la licencia podrá devolver el total o parte de las parcelas sometidas a esta actividad. En estos casos deberá participarlo al Ministerio de Energía y Minas con no menos de trescientos sesenta y cinco (365) días de antelación a la fecha prevista para realizarla. La renuncia no exime al titular de la licencia del cumplimiento de las obligaciones causadas por el ejercicio de sus actividades.

- 29 Artículo 33 de la LOH: La constitución de empresas mixtas y las condiciones que regirán la realización de las actividades primarias, requerirán la aprobación previa de la Asamblea Nacional, a cuyo efecto el Ejecutivo Nacional, por órgano del Ministerio de Energía y Petróleo, deberá informarla de todas las circunstancias pertinentes a dicha constitución y condiciones, incluidas las ventajas especiales previstas a favor de la República. La Asamblea Nacional podrá modificar las condiciones propuestas o establecer las que considere convenientes. Cualquier modificación posterior de dichas condiciones deberá también ser aprobada por la Asamblea Nacional, previo informe favorable del Ministerio de Energía y Petróleo y de la Comisión Permanente de Energía y Minas. Las empresas mixtas se regirán por la presente Ley y, en cada caso particular, por los términos y condiciones establecidos en el Acuerdo que conforme a la ley dicte la Asamblea Nacional, basado en el Informe que emita la Comisión Permanente de Energía y Minas, mediante el cual apruebe la creación de la respectiva empresa mixta en casos especiales y cuando así convenga al interés nacional. Supletoriamente se aplicarán las normas del Código de Comercio y las demás leyes que les fueran aplicables. Artículo 34 de la LOH: Las condiciones a las cuales se refiere el artículo anterior deberán cumplir los requisitos mínimos siguientes: 1. Duración máxima de veinticinco (25) años, prorrogable por un lapso a ser acordado por las partes, no mayor de quince (15) años. Esta prórroga debe ser solicitada después de cumplirse la mitad del período para el cual fue otorgado el derecho a realizar las actividades y antes de los cinco (5) años de su vencimiento. 2. Indicación de la ubicación, orientación, extensión y forma del área donde haya de realizarse las actividades y las demás especificaciones que establezca el Reglamento. 3. En las condiciones deberán estar incluidas y cuando no aparezcan expresamente, se tendrán como incorporadas en las mismas las cláusulas siguientes: a. Las tierras y obras permanentes, incluyendo las instalaciones, accesorios y equipos que formen parte integrante de ellas, cualesquiera otros bienes adquiridos con destino a la realización de dichas actividades, sea cual fuere su naturaleza o título de adquisición, deberán ser conservados en buen estado para ser entregados en propiedad a la República, libre de gravámenes y sin indemnización alguna, al extin-

Las licencias de gas son otorgadas por el Ministro de Petróleo (antes de Energía y Minas o de Petróleo y Minería, respectivamente)³⁰, mientras que los contratos de empresas mixtas, *rectius* los términos y condiciones que las regulan, deben ser establecidos en el Acuerdo que conforme a la ley dicte la Asamblea Nacional³¹.

No obstante lo anterior, ni las licencias ni los contratos de empresas mixtas son leyes en el sentido técnico-constitucional de la expresión. Por ley se entiende en el Derecho venezolano el acto sancionado por la Asamblea Nacional actuando como cuerpo legislador³². Para ello se debe seguir el trámite de formación de las leyes³³. Las licencias son emitidas por el Ministerio de Petróleo (antes de Energía y Minas o de Petróleo y Minería, respectivamente) de conformidad con la LOHG, su Reglamento y la Ley Orgánica de Procedimientos Administrativos, entre otros. Por ello, las Licencias no son leyes en el sentido antes expresado, sino que tienen la naturaleza de una “Resolución Ministerial”, es decir se trataría de una decisión de carácter particular adoptada por el Ministerio de Petróleo (antes de Energía y Minas o de Petróleo y Minería, respectivamente) por disposición específica de la LOHG³⁴. Por su parte el Acuerdo de la Asamblea Nacional que establece los términos y condiciones que regulan los contratos de em-

guirse por cualquier causa los derechos otorgados, de manera que se garantice la posibilidad de continuar las actividades, si fuere el caso, o su cesación con el menor daño económico y ambiental. b. Las dudas y controversias de cualquier naturaleza que puedan suscitarse con motivo de la realización de actividades y que no puedan ser resueltas amigablemente por las partes, incluido el arbitraje en los casos permitidos por la ley que rige la materia, serán decididas por los Tribunales competentes de la República, de conformidad con sus leyes, sin que por ningún motivo ni causa puedan dar origen a reclamaciones extranjeras. Artículo 36 de la LOH: En los instrumentos mediante los cuales se otorgue el derecho a realizar las actividades, se podrán establecer ventajas especiales para la República, tales como el aumento de la regalía, de las contribuciones u otras contraprestaciones previstas en esta Ley; el empleo y cesión de nuevas y avanzadas tecnologías, así como el otorgamiento de becas, oportunidades de entrenamiento técnico u otras actividades de desarrollo del factor humano.

30 Artículo 24 de la LOHG, ver supra nota 21.

31 Artículo 33 de la LOH, ver supra nota 23.

32 Artículo 202 de la Constitución de 1999: La ley es el acto sancionado por la Asamblea Nacional como cuerpo legislador (...).

33 Artículos 203 y ss. de la Constitución de 1999.

34 Artículo 16 de la Ley Orgánica de Procedimientos Administrativos, publicada en la Gaceta Oficial No. 2.818 Extraordinario de 1° de julio de 1981: Las resoluciones son decisiones de carácter general o particular adoptadas por los Ministros por disposición del Presidente de la República o por disposición específica de la Ley. Las resoluciones deben ser suscritas por el Ministro respectivo. Cuando la materia de una resolución corresponda a más de un Ministro, deberá ser suscrita por aquellos a quienes concierna el asunto.

presas mixtas tampoco es ley en el sentido constitucional. No es dictado por la Asamblea Nacional como cuerpo legislador ni sigue el procedimiento de formación de leyes. En el caso del referido Acuerdo, se trata de una autorización (la LOH habla de “aprobación”) dada al Ejecutivo Nacional para la constitución de empresas mixtas en el sector de hidrocarburos líquidos y establece las condiciones de operación de las empresas mixtas que se constituyan³⁵. En ambos casos, es decir para el caso de las licencias y de los contratos de empresas mixtas, sin embargo, se trata de normas jurídicas dictadas en ejecución de la normativa especial sobre el régimen jurídico especial del sector de hidrocarburos.

Las licencias (que son Resoluciones Ministeriales) y los contratos de empresas mixtas (que son Acuerdos de la Asamblea Nacional así como los actos posteriores suscritos y dictados por la propia Asamblea Nacional en ejecución de los mencionados Acuerdos) son normas jurídicas y como tales forman parte del llamado “bloque de legalidad”; que, independientemente de su rango son parte del ordenamiento jurídico nacional y serían parte de la “legislación especial” que regula las inversiones extranjeras en materia de hidrocarburos, en la medida en que tales licencias y contratos contengan normas que regulan las inversiones extranjeras. De esta manera, las licencias y contratos de empresas mixtas que contengan disposiciones que regulen los temas relativos a inversiones extranjeras serían parte de la “legislación especial” aplicable con preferencia a la Ley en caso de que esta última también pretenda regularlos, todo de conformidad con el aparte único del artículo 1° de la Ley Constitucional. En caso de que las licencias y contratos de empresas mixtas u otros instrumentos en materia de inversiones extranjeras en el sector de hidrocarburos no regulen un aspecto específico, entonces la Ley debería aplicarse a tales aspectos.

I.4. Algunos casos dudosos de aplicación de la Ley Constitucional al sector de los hidrocarburos

La Ley Constitucional repite mucho lo ya establecido en la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014. En este sentido, la Ley Constitucional es muy general y poco operativa, por lo que requiere de desarrollo normativo por vía reglamentaria, así como la implementación de la estructura

35 Artículo 33 de la LOH, ver *supra* nota 23.

administrativa y el establecimiento de los procedimientos necesarios para la aplicación de dicha Ley. Es incierto cuándo tendrá lugar lo anterior. La Ley Constitucional no es un ley muy favorable a la inversión extranjera, ella está más orientada a restringir la posibilidad de que la inversión extranjera sirva para fomentar actividades que no sean las estrictamente económicas³⁶.

La materia objeto de la Ley Constitucional es de interés público y las normas allí contenidas son de aplicación inmediata³⁷. Por lo tanto, la Ley Constitucional se aplica a las consecuencias futuras que se produzcan después de su entrada en vigor pero que se deriven de hechos anteriores a ella. Esto se correspondería con lo que ha sido la interpretación reiterada del principio de irretroactividad de la ley recogido en el artículo 24 de la Constitución³⁸, ampliamente recogido por la jurisprudencia del Tribunal Supremo de Justicia y doctrina nacional³⁹. La Ley Constitucional, en atención a las disposiciones constitucionales y a la interpretación dada al principio de irretroactividad de la ley por los tribunales venezolanos, tendríamos que la Ley solo se aplicaría a las inversiones realizadas a partir de su entrada en vigor, i.e., el 29 de diciembre de 2017, pero también se aplicaría de manera inmediata a las inversiones extranjeras existentes a partir de su entrada en vigor. Lo anterior se justificaría por el carácter de normas de orden público de las disposiciones de la Ley Constitucional, lo cual se fundamentaría, entre otras cosas, en la declaratoria de interés público de la materia de inversiones extranjeras hecha en el artículo 4 de la Ley Constitucional. Es de destacar que todos los hechos y actos verificados con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley Constitucional y sus

36 Artículo 35 de la Ley Constitucional: Toda inversión extranjera cumplirá las siguientes condiciones: (...) 6. Participar de la actividad económica nacional y su consecuente vinculación con la vida social del país en su carácter estrictamente económico de inversión extranjera. En tal sentido, las empresas, así como sus apoderados o ejecutivos, en su condición de representantes de las mismas o valiéndose de los vínculos generados por esta, no podrán contribuir a través de donaciones, aportes, rentas y/o facilidades logísticas, con instituciones públicas o privadas, organizaciones no gubernamentales, asociaciones civiles o personas naturales, sin el consentimiento del órgano o ente competente. 7. No podrán participar directa o indirectamente del debate político nacional o contribuir directa o indirectamente a la conformación de opinión sobre temas de interés público en los medios de comunicación.

37 Artículo 4 de Ley Constitucional: La materia objeto de esta Ley Constitucional se declara de interés público.

38 Ver el texto supra nota 23.

39 Joaquín Sánchez-Covisa, *op. cit.*, p. 172 y ss., 224.

consecuencias ya producidas quedarán sometidas a la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014 o a la respectiva legislación vigente para el momento en que se perfeccionaron las respectivas situaciones jurídicas.

Lo anterior supone que todas las inversiones extranjeras efectuadas antes o después de entrar en vigor la Ley Constitucional deben cumplir con los deberes de registro de la nueva Ley. Solo después de que hayan obtenido el Registro de Inversión Extranjera los inversionistas extranjeros tendrán los derechos consagrados en la Ley Constitucional⁴⁰. Norma similar se encontraba en la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014⁴¹.

Según la Ley Constitucional, los derechos establecidos en ella solo podrán ser efectivos dos años después de materializada la inversión, i.e., registrada de conformidad con la Ley⁴². Creemos que los derechos adquiridos bajo la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, así como aquellos derechos adquiridos bajo la vigencia de la legislación aplicable en el momento en

40 Artículo 25 de la Ley Constitucional: Los derechos consagrados a los inversionistas extranjeros en esta Ley Constitucional y demás normativas aplicables surtirán sus efectos a partir del momento en que se otorgue el Registro de Inversión Extranjera. Artículo 37 de la Ley Constitucional: El Registro de Inversión Extranjera es el instrumento mediante el cual se acredita a una persona natural o jurídica la condición de inversionista extranjero. Dicho instrumento garantiza los beneficios de ley que correspondan y sus funciones serán desarrolladas en el reglamento que se dictará con ocasión al desarrollo de las normativas en materia de inversión, procedimientos de registro y condiciones de aplicación de esta Ley Constitucional.

41 Artículo 28 de la Ley de Inversiones de 2014: Los derechos consagrados a los inversionistas extranjeros en el presente Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley y demás normativas aplicables, surtirán sus efectos, a partir del momento en que se otorgue el Registro de Inversión Extranjera.

42 Artículo 19 de la Ley Constitucional: A los fines de obtener el registro de una inversión extranjera, los aportes deberán estar constituidos a la tasa de cambio oficial vigente, por un monto mínimo de ochocientos mil euros (€800.000) o seis millones quinientos mil renminbi (6.500.000) o su equivalente en otra moneda extranjera. El órgano rector podrá establecer un monto mínimo para la constitución de la inversión extranjera que no podrá ser inferior al diez por ciento (10%) de la cantidad descrita en el presente artículo, atendiendo al Interés sectorial, de promoción de la pequeña y mediana industria, y otras formas organizativas de carácter económico productivo. A los fines de hacer efectivos los derechos que emanan de esta Ley Constitucional y su Reglamento, se exige una permanencia mínima de dos años (2) contados a partir del momento en que se materializa la inversión. Este plazo podrá elevarse en el contrato de inversión extranjera cuando así lo considere el órgano rector, oída la opinión del órgano o ente competente, en función de las necesidades de previsibilidad y estabilidad productiva de los mismos. Artículo 26 de la Ley Constitucional: La inversión extranjera deberá permanecer en el territorio de la República Bolivariana de Venezuela por un lapso mínimo de dos (2) años, contados a partir de la fecha en que haya sido otorgado el Registro de Inversión Extranjera. Cumplido este período los inversionistas podrán, previo pago de los tributos y otros pasivos a los que haya lugar, realizar remesas al extranjero por concepto del capital originalmente invertido, registrado y actualizado.

que se hayan perfeccionado tales derechos, deben mantenerse respecto de las situaciones que se hayan perfeccionado hasta la fecha en que la dicha Ley de Inversiones Extranjeras de 2014 fue derogada.

Creemos que las licencias y los contratos de empresas mixtas otorgados con anterioridad a la Ley Constitucional continúan vigentes y continúan regulando la materia de inversiones extranjeras en el respectivo sector de hidrocarburos. Esta conclusión se apoyaría en el aparte único del artículo 1° de la Ley Constitucional. Por lo tanto, tales licencias y contratos regularían los temas relativos decreto de dividendos, repatriación de capitales, etc. El derecho a remitir el 100% de los dividendos derivados de la inversión extranjera registrada y actualizada a partir del cierre del primer ejercicio fiscal de la empresa receptora de la inversión, pero dicho porcentaje podrá ser reducido entre el 60 y el 80% de las utilidades⁴³. No está claro que otros requisitos serán exigibles para autorizar la remesa de dividendos.⁴⁴

En caso de circunstancias económicas extraordinarias el Ejecutivo Nacional puede limitar las remesas al extranjero por concepto de capital invertido y dividendos⁴⁵. De esta manera, los inversionistas extranjeros solo podrán remitir divisas al extranjero si el Ejecutivo Nacional se las acuerda discrecionalmente. Esta ha sido la opinión tradicional en Venezuela.

43 Artículo 28 de la Ley Constitucional: Los inversionistas extranjeros tendrán derecho a remitir al exterior anualmente y a partir del cierre del primer ejercicio económico hasta el cien por ciento (100%) de las utilidades o dividendos comprobados que provengan de su inversión extranjera, registrada y actualizada en divisas libremente convertibles, previo cumplimiento del objeto de la inversión.

44 En una reciente sentencia de la Sala Políticoadministrativa, caso Pernod Ricard Venezuela, C.A. c. CADIVI -hoy CENCOEX, 7 de junio de 2018, Expediente 2013-0881, Sentencia No. 00628, <http://historico.tsj.gob.ve/decisiones/spa/junio/211989-00628-7618-2018-2013-0881.HTML>, se lee: "... el impedir la posibilidad de remitir dividendos a inversionistas extranjeros por las utilidades derivadas de sus aportes de capital, desincentiva la inversión internacional, lo que contraría las políticas trazadas por el Ejecutivo Nacional que buscan estimular este sector para reimpulsar la economía, diversificarla y atraer capitales foráneos".

45 Artículo 36 de la Ley Constitucional: El Ejecutivo Nacional podrá aplicar medidas especiales en relación a la regulación de la inversión extranjera y/o transferencia tecnológica, así como también limitar las remesas al extranjero por concepto de capital invertido y dividendos generados producto de la inversión extranjera, cuando se susciten circunstancias extraordinarias de carácter económico y financiero que afecten gravemente la balanza de pagos o las reservas internacionales del país, o que en definitiva, se vea afectada la seguridad económica de la Nación, conforme a lo previsto en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y demás leyes aplicables.

El registro de inversión extranjera, salvo para los casos de compra de inmuebles, la reinversión de utilidades o aumento de capital, exige la celebración de un contrato de inversión el cual regulará todo lo relativo a la inversión de que se trate⁴⁶. No creemos que las Licencias y los Contratos de Empresas Mixtas sean asimilables al contrato de inversión. Sin embargo, este es un tema que podría ser clarificado en el Reglamento de la Ley Constitucional.

No creemos que los préstamos otorgados desde el exterior por una empresa vinculada al inversionista extranjero a la empresa receptora de la inversión extranjera sería considerada como parte del patrimonio de la empresa receptora de la inversión extranjera. Esto se basa en el uso impropio del término “patrimonio” en el artículo 7.3.a de la Ley Constitucional, el cual parece que debe entenderse como “capital societario” según este último término se utiliza en el artículo citado anteriormente, al exigir que para que los aportes efectuados por los inversionistas extranjeros califiquen como “Inversión Extranjera” deben representar “una participación igual o superior al 10% del capital societario”. Esto supone un aporte al capital social de la empresa receptora. De la misma manera, según el artículo 7.3.b de la Ley Constitucional una Inversión Extranjera de Cartera, que es el otro tipo de inversión extranjera regulado en la Ley, requiere la adquisición de acciones o participaciones societarias en cualquier tipo de empresas siempre que el conjunto de las mismas no exceda del 10% del “patrimonio societario”. Nuevamente aquí se usa la expresión “patrimonio societario” en sentido impropio, refiriéndose al “capital” de la empresa por cuanto el porcentaje se refiere a “acciones o participaciones” en ese

46 Artículo 38 de la Ley Constitucional: El Contrato de Inversión adjuntado en el Registro de la Inversión Extranjera será de carácter obligatorio entre las partes, siendo estas: el inversor o empresa extranjera con el Estado, con empresas Gran Nacionales, empresas nacionales privadas, públicas o mixtas, personas naturales residentes en el exterior y personas naturales extranjeras residentes en el país. En caso de existir un contrato público de asociación internacional no será necesaria la realización de un contrato de inversión. La obligatoriedad de estos contratos es exclusivamente para las inversiones señaladas en el artículo 19 de esta Ley Constitucional, quedando excluidos de la realización de estos contratos las inversiones que estén por debajo del monto mínimo de inversión estipulados en el artículo antes mencionado; así como también la compra de inmuebles, la reinversión de utilidades o aumento de capital. Los contratos deben contener las especificaciones de acuerdo a la modalidad de la inversión como lo son los sujetos del contrato, sean personas naturales y jurídicas, el objeto o la actividad, el valor de la inversión, la zona del país donde va dirigida la inversión, duración del contrato, financiamiento, incentivos, las acciones de control y seguimiento y características de interés que sean necesarias contemplar en el contrato.

“patrimonio”.⁴⁷ De tal manera, los préstamos, hechos por accionistas o no, no constituyen aportes al capital.

No creemos que la declaratoria del artículo 6 de la Ley Constitucional⁴⁸ según el cual las inversiones extranjeras quedan sometidas a la jurisdicción de los tribunales venezolanos y que los mecanismos de solución de controversias “construidos en el marco de la integración de América Latina y el Caribe” y otros esquemas de integración solo sean admisibles luego de agotar los recursos judiciales internos sea de aplicación preferente a algún tratado bilateral de promoción y protección de inversiones celebrado entre un Estado extranjero y Venezuela (“APPRI”). Esta afirmación la basamos en que una ley nacional no puede invadir el ámbito de aplicación de un tratado internacional por razón de incompetencia constitucional, ya que lo regulado por el tratado corresponde a la potestad normativa del Presidente de la República y no de otros órganos, y, por otra parte, en que la disposición del artículo 6 solo aplicará en la medida en que lo reclamado por el inversionista extranjero se fundamente en una violación de la legislación venezolana o del eventual contrato de inversión antes referido, pero no cuando se trate de una reclamación contra Venezuela por violación del APPRI o del Derecho Internacional. En estos casos priva el APPRI. Además, el mecanismo de solución de controversias entre los inversores extranjeros y el Estado receptor de la inversión regulado en el APPRI se

47 Artículo 7 de la Ley Constitucional: A los efectos de esta Ley Constitucional, se entiende por: (...) 3. Inversión Extranjera: Es la inversión productiva efectuada a través de los aportes realizados por los inversionistas extranjeros, conformados por recursos tangibles e intangibles, destinados a formar parte del patrimonio de los sujetos receptores de inversión extranjera en el territorio nacional. Se distinguen dos tipos de inversión extranjera: Directa y de Cartera. a. Por Inversión Extranjera Directa se entiende la inversión productiva efectuada a través de los aportes realizados por los inversionistas extranjeros conformados por recursos tangibles o financieros, destinados a formar parte del patrimonio de los sujetos receptores de inversión extranjera en el territorio nacional, con la finalidad de generar valor agregado al proceso productivo en el que se inserta. Estos aportes deben representar una participación igual o superior al 10% del capital societario. b. Se entiende por Inversión Extranjera de Cartera la adquisición de acciones o participaciones societarias en todo tipo de empresas que representen un nivel de participación en el patrimonio societario inferior al diez por ciento (10%) (...).

48 Artículo 6 de la Ley Constitucional: Las inversiones extranjeras quedarán sujetas a la jurisdicción de los tribunales de la República Bolivariana de Venezuela, de conformidad con lo dispuesto en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela y las leyes venezolanas. Siempre que se hayan agotado los recursos judiciales internos y se haya pactado previamente, la República Bolivariana de Venezuela podrá participar y hacer uso de otros mecanismos de solución de controversias construidos en el marco de la integración de América Latina y el Caribe, así como en el marco de otros esquemas de integración.

establece en general para las controversias entre dichas partes respecto del cumplimiento por parte de un Estado “de las obligaciones establecidas en el presente Acuerdo” y no de controversias relativas a obligaciones establecidas en la legislación nacional u otro instrumento legal. Es decir, el artículo 6 de la Ley Constitucional no afectaría el recurso al arbitraje de inversiones según el APPRI que resulte aplicable en tanto la reclamación del inversor protegido sea por violación de las obligaciones asumidas por Venezuela bajo el APPRI. Del tal manera, las llamadas *treaty claims* derivadas del APPRI se tramitarían bajo lo dispuesto en el APPRI y no en la Ley. No creemos que el registro de la inversión extranjera sea un requisito *sine qua non* para poder invocar la protección del APPRI en caso de una eventual reclamación bajo el tratado. La jurisprudencia arbitral que ha examinado ese tema en el pasado ha concluido que la falta de registro de la inversión extranjera no impide invocar la protección del APPRI en la medida en que el registro de la inversión no es requerido para poder realizar la inversión⁴⁹ La Ley no parece exigir el registro de la inversión para poder efectuar la inversión sino para gozar de los derechos que establece la Ley Constitucional. Por lo tanto, la falta de registro de la inversión no debería impedir la invocación de la protección del APPRI.

Como ya señalamos, creemos que las licencias y los contratos de empresas mixtas otorgados con anterioridad a la Ley Constitucional continúan vigentes y continúan regulando la materia de inversiones extranjeras en el respectivo sector de hidrocarburos. Esta conclusión se apoyaría en el artículo 1°, aparte único, de la Ley y, por lo tanto, tales licencias y contratos se entenderían formando parte de la “legislación especial” que regula las inversiones extranjeras en materia de hidrocarburos. De esta manera, las licencias y contratos de empresas mixtas regularían los temas relativos al decreto y pago de dividendos, repatriación de capitales, etc., en la medida en que tales licencias y contratos regulen esos aspectos. En caso de no regularlos, la Ley Constitucional debería aplicarse a tales aspectos.

49 Ver *Vannessa Ventures v. Venezuela*, caso CIADI/ARB(AF)/04/06 de 16 de enero de 2013, párrafo 167.

Conclusión

Muchas de las cuestiones presentadas en este trabajo no están reguladas expresamente en la Ley Constitucional. Probablemente el Reglamento a ser dictado regule o aclare el tema. Sin embargo, ya transcurrieron los noventa días para dictarlo⁵⁰ y quien sabe si le sucederá como con el Reglamento de la Ley de Inversiones Extranjeras de 2014, que nunca se dictó. Mientras tanto el país sigue rumbo al último lugar de los países cuyo ambiente no facilita la inversión⁵¹.

50 Disposiciones Transitorias, Derogatorias y Finales de la Ley Constitucional, Segunda: El Ejecutivo Nacional deberá dictar el Reglamento de esta Ley Constitucional dentro de los noventa (90) días siguientes a la fecha de su publicación en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.

51 Venezuela ocupa el lugar 188 (p. 203) de entre 190 países con el peor ambiente para la inversión, solo es “superada” por Eritrea (189, p. 159) y Somalia (190, p. 193) y muy lejos de Chile (55, p. 153) o Colombia (59, p. 154) según lo reporta el *Doing Business 2018 Reforming to Create Jobs. Company Business Regulations for Domestic Firms in 190 Economies. A World Bank Group Flagship Report*, International Bank for Reconstruction and Development, Washington, D.C., 2018.

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

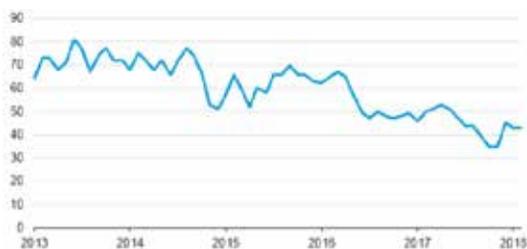
José Ignacio Hernández G.¹

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 cantidad². 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 2018.³

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 producción⁴.

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 petroleros⁵, 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 hiperinflación⁶.

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 arriba⁷. 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 venezolano⁸.

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

7 Halff, 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 mixtas⁹.

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 público¹⁰.

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 petrolero¹¹.

Por ello, en nuestra opinión¹², 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 Europa¹³. 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 ocurre¹⁴, 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 privada¹⁵.

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 privada¹⁶.

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 abajo¹⁷.

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 vehículos¹⁸: (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 Estado¹⁹.

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"²⁰.

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 Ejecutivo²¹.

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 Públicas²².

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*²³ 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 social²⁴.

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 construcción²⁵. 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 Estado²⁶.

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”²⁷. 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 privado²⁸.

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 explotación²⁹.

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 Gaseosos³⁰.

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 explotación³¹.

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, contractual³².

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 público³³.

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 primarias³⁴.

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 grupos³⁵.

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 primarias³⁶.

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 Estado³⁷.

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 primarias³⁸.

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 contrato³⁹. 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 indicados⁴⁰.

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 primarias⁴¹. 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 Estado⁴². 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 merma 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 contractual⁴³.

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 privada⁴⁴. 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 escaso⁴⁵. 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 Públicas⁴⁶. 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 arbitraje⁴⁷. 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 ignora⁴⁸.

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 take⁴⁹.

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 equivalente⁵⁰.

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.

Aspectos normativos y contractuales esenciales para una sana política petrolera. La ineludible participación privada y las alternativas para su manejo

Juan Carlos Garantón¹

I. Introducción

Probablemente nunca como en el momento presente en el que Venezuela atraviesa una crisis económica sin precedentes² resulta tan evidente la necesidad de una revisión de la política petrolera venezolana, en particular en lo que corresponde a la recuperación y desarrollo de la capacidad productiva de nuestra Nación.³

-
- 1 Socio Director de Torres Plaz & Araujo. Abogado egresado de la Universidad Católica Andrés Bello, en 1991. En 1994 obtuvo el título de Especialista en Derecho Financiero en la misma universidad. En el 2003 culminó una Maestría en Tributación Internacional en la Universidad de Nueva York. En 2015 participó en el Programa Internacional de Gerencia del Negocio de los Hidrocarburos en el Instituto de Estudios Superiores de Administración (IESA). Profesor de la cátedra de Impuesto sobre la Renta y de la cátedra de Fiscalidad e Integración en el Curso Especialización en Derecho Financiero en la Universidad Católica Andrés Bello (UCAB). Profesor del curso Régimen Legal de la Industria de los Hidrocarburos en la Escuela de Derecho, Universidad Católica Andrés Bello (UCAB). Es miembro de la Cámara Venezolano Americana de Comercio e Industria (VenAmCham), de la Asociación Venezolana de Derecho Financiero, de la Asociación Venezolana de Derecho Tributario, y de la Asociación Fiscal internacional (IFA).
 - 2 Cf. Santos, Miguel Angel. Venezuela: Running on Empty. *LasForam*, Winter 2017: volume XLVIII: Issue 1. Debate Venezuela
 - 3 La caída de producción identificada durante los últimos meses por distintos organismos internacionales, ubicada entre 1,5 mm bbls (bajo información suministrada) y 1,39 mm bbls (Cf. OPEP, Monthly Oil Market Report, 12 June 2018, en <https://momr.opec.org/pdf-download/index.php>) hace palidecer las muy preocupantes proyecciones de reducción publicadas por WoodMacKenzie Group (Venezuela. Country Report, May 24, 2017) y otros analistas a mediados de 2017.

Si bien es un lugar común indicar que la actividad configura (como se ha indicado en anteriores oportunidades) la espina dorsal de la estructura hacendística venezolana y el punto de pivote de toda la economía venezolana, ello no hace menos cierto que cualquier alternativa de salida de la grave crisis⁴ en que nos encontramos y la posibilidad de recuperación económica de Venezuela va de la mano de una recuperación y crecimiento de las capacidades de producción y manufactura de hidrocarburos.

En la actualidad el esquema empleado para el desarrollo de actividades petroleras primarias⁵ parte del desarrollo por parte de PDVSA de las actividades operativas, ya por sí sola por medio de sus filiales (esencialmente PDVSA Petróleo, S.A.), como asociada por medio de las denominadas empresas mixtas (esencialmente por medio de su filial Corporación Venezolana del Petróleo, S.A.), como única alternativa asociativa prevista en la ley para la participación de los particulares en las actividades aguas arriba.⁶ Por otra parte, el desarrollo de actividades de refinación que también se encuentra incidida negativamente en la actualidad, encuentra limitaciones reales en lo que toca a la participación de los particulares en el negocio.⁷

En ambos negocios, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), por medio de sus filiales, no sólo asume el control de las decisiones operativas, sino que, a su vez, se encuentra obligada a asumir ingentes riesgos financieros y operativos asociados al manejo de operaciones directas así como de su participación mayoritaria en las Empresas Mixtas.

4 Para una definición de crisis, véase CABALLERO, Manuel. *Las Crisis de la Venezuela Contemporánea (1903-1992)*, pp. 14 y ss., Alfadil Ediciones, Caracas, 2003.

5 Actividades aguas arriba, correspondientes a exploración en búsqueda de, y la extracción o producción de petróleo, así como su transporte y almacenamiento iniciales y, como debe resultar obvio, la comercialización del crudo extraído. La expresión actividades primarias carece de base constitucional y sólo tiene aplicación en el ámbito de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

6 Desde la entrada en vigor de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, publicada en Gaceta Oficial N° 37.323 del 13 de noviembre de 2001).

7 Sobre las mismas revélese nuestras consideraciones en GLOBAL LEGAL INSIGHTS – ENERGY, 6ta Ed. Venezuela Chapter. GARANTON-BLANCO, Juan Carlos y ARAUJO, Federico; asimismo, ello resulta evidente de los Estados Financieros Auditados de PDVSA para 2015 y 2016 y es detallado en el informe de WoodMacKenzie para actividades de refinación publicado en mayo 2017. Si bien no configura el objeto de este breve estudio identificar alternativas de desarrollo de actividades en materia de refinación, las mismas también se encuentran en una situación de crisis.

Dicho sistema se encuentra evidentemente agotado y en la actualidad resulta imposible de sostener económicamente;⁸ a la vez, el mismo resulta poco competitivo de cara a las alternativas de inversión presentadas en otras jurisdicciones capaces de atraer a los principales participantes en el negocio de los hidrocarburos.

Estas breves páginas no pretenden abarcar una revisión exhaustiva de las distintas alternativas que puede adoptar la participación de los particulares en el negocio de los hidrocarburos, sino más bien, dar una idea en cuanto a los elementos que configuran aquellas más relevantes a lo largo de la historia legislativa venezolana así como en el derecho comparado de forma de identificar sus ventajas y desventajas, para luego enmarcarlas dentro de las limitaciones constitucionales relativas a la titularidad por parte de la República sobre los yacimientos de minerales, por una parte y, por la otra, el régimen de reserva sobre la materia y tratar de identificar una hoja de ruta adecuada de cara al futuro.

II. Participación de los particulares en el negocio petrolero

La participación de los particulares (empresas energéticas)⁹ en el negocio de los hidrocarburos a nivel internacional resulta, entre otras, de la necesidad o conveniencia para el dueño del recurso (público o privado) de permitir tal participación y el otorgar derechos a un tercero para que desarrolle las actividades (usufructos¹⁰, licencias, concesiones), de asociarse con el mismo o de negociar esquemas contractuales que permitan la prestación de servicios por el tercero. Ello es igual de cierto en el caso que el dueño de los yacimientos es otro particular como en el caso que el dueño del recurso es un Estado soberano.

8 En una revisión de detalle de las razones de su agotamiento y el carácter estructural de las fallas asociadas al mismo, Cf. ESPINASA, Ramón y SUCRE, Carlos. La Caída y el Colapso Del Sector Petrolero Venezolano. Agosto 2017. Consultado en borrador.

9 Correspondiente a lo que anteriormente se conocía como empresa petrolera internacional (EPI) y en la terminología de la industria en idioma inglés *international oil company* (IOC) y que dado el avance por ellas en el desarrollo de la industria del gas natural y del desarrollo de proyectos en materia de combustibles no fósiles han ampliado su ámbito de acción.

10 Si bien en los EUA se denominan comúnmente como arrendamientos “*lease*” los contratos de otorgamiento de derechos minerales entre particulares, los mismos, en lo que toca a los derechos cedidos son susceptibles de configurar verdaderos usufructos (Cf. *Natural Gas Pipeline Co. of America v. Pool*, 124 S.W.3d 188, 192 (Tex. 2003), entre otras).

En ambos casos se presentan una serie de factores comunes susceptibles de incidir en la decisión del dueño de los yacimientos, como pueden ser consideraciones de carácter económico o financiero (como son el manejo de los factores de producción esenciales, a saber, capital humano, tecnología y financiamiento), así como personales (que en el caso de los Estados se configura en la política petrolera escogida en una instancia histórica determinada)¹¹, ambientales o de compromisos asumidos por dicho titular (en el supuesto de Estados Soberanos, compromisos internacionales asumidos en el marco de convenios multilaterales o bilaterales), así como, competitivos, esto es, que ofrecen otros sujetos ubicados similares circunstancias a aquellos terceros con capacidad para invertir en el negocio.

Adicionalmente, cuando el titular del recurso es el Estado, el mismo se encontrará constreñido por la naturaleza de su titularidad (bien del dominio público) y los efectos que resultan de la misma (inalienabilidad de los yacimientos), así como de aquellas limitaciones que se puedan establecer en la normativa de derecho público (reserva de actividades u otras) sobre el desarrollo de las operaciones. Ambas (titularidad y reserva) configuran aspectos fundamentales, pero claramente diferenciados que indiquen sobre la actividad¹², sin embargo puede decirse que en tanto el Estado como propietario de los yacimientos puede decidir a su sola discreción si otorgará derechos a los particulares y en que extensión lo hará, la reserva puede considerarse superflua a los fines de restringir o limitar tal participación o, a todo evento, ella resultará en un mero mecanismo de control legislativo sobre el Ejecutivo.

11 Dos ejemplos pueden ilustrar esta circunstancia. La política de “no más concesiones” acordada por los firmantes del “Pacto de Punto Fijo” configuró una decisión de política fiscal que resultó en una serie de medidas que desembocaron en la nacionalización petrolera, ello aún y cuando el marco normativo constitucional (Constitución de 1961) y legal (Ley de Hidrocarburos de 1943) no limitaba el otorgamiento de nuevas concesiones; y, por otra parte, el proceso de migración de convenios operativos y convenios de asociación al esquema de empresas mixtas que acometió Venezuela entre 2006 y 2008, configuró una decisión política (con el fin de asegurar el control de las operaciones) en un escenario de altos precios no resultante de un cambio legislativo (la LOH había entrado en vigor en 2002).

12 El profesor César Mata García refiere a ambas como elementos de lo que denomina la “trinidad” de la participación del Estado en la actividad de hidrocarburos en Venezuela, en tres condiciones claramente diferenciadas, pero muchas veces confundidas, la de dueño (artículos 12, 113 y 302 CRBV), de la de regulador (artículo 156, numeral 16 CRBV), de la de operador del negocio (artículos 302 y 303 CRBV).

En el caso venezolano, nos encontramos en una encrucijada histórica en la cual:

1. La producción petrolera se encuentra en un proceso de declive que ha tenido lugar en los últimos años y que se ha precipitado con mayor fuerza en el último semestre, y la cual incluye no solamente la declinación natural de yacimientos en producción sino también la pérdida de producción por desinversión en perforación y operación susceptible de afectar la integridad de los yacimientos.
2. Se presenta una migración estructural de la producción tradicional de crudos medios y livianos a una en la que prevalecen los crudos medios a pesados, cuya extracción y procesamiento resulta significativamente más costosa en tanto, entre otros factores, su colocación en mercados internacionales parte de su mejoramiento o combinación (mezcla); así como requiere una mayor incorporación de tecnología en procesos extractivos y de mejoramiento.
3. La realidades y compromisos internacionales resultantes del cambio climático global van a ir en incremento en los próximos tiempos y las mismas necesariamente afectarán la posibilidades de celebrar nuevos compromisos y el costo de atracción de nuevos inversionistas y operadores.
4. PDVSA y sus filiales presentan serias deficiencias financieras que no son incidentales, sino que tienen hoy en día un carácter estructural, como resulta evidente de sus estados financieros¹³ y que inciden significativamente en su flujo de caja y su capacidad de endeudamiento futuro¹⁴, así como en su capacidad de asumir los compromisos asociados a su condición de socio mayoritario en las empresas mixtas.

13 Si bien a la fecha no se encuentran disponibles sus Estados Financieros consolidados auditados para 2017, la tendencia evidente para los ejercicios previos (2014 al 2016) evidencia un declive en las actividades de producción y refino, así como un holding altamente apalancado y endeudado y con problemas significativos no sólo en resultados sino en flujo de caja. Cf. www.pdvsa.com/images/pdf/estado_financiero/PDVSAestado_financiero_espaol_16.pdf; así como GLOBAL LEGAL INSIGHTS – ENERGY, 6ta Ed. Venezuela Chapter. GARANTON-BLANCO, Juan Carlos y ARAUJO, Federico.

14 Y ello sin tomar en cuenta la aplicación de sanciones por diversos Estados (e.g. EUA, Unión Europea, entre otros) que restringen aún más la posibilidad de desarrollar actividades así como de obtener financiamiento internacional.

5. PDVSA se encuentra aún más constreñida en atención a los compromisos internacionales asumidos por la República, tanto en materia financiera (repago por fondos anticipados para los distintos mecanismos en lugar entre la República Popular China y Venezuela, entre otros) como en materia de suministro (fundamentalmente Petrocaribe y Cuba), así como locales, asociados al subsidio en el precio de la gasolina para el suministro del mercado interno.
6. PDVSA y las Empresas Mixtas han experimentado una reducción significativa en cuanto al capital humano capacitado y disponible para el desarrollo de las operaciones y que sólo se ha exponenciado en los últimos tiempos a razón de las circunstancias económicas del país y una errática política gerencial.
7. La atracción de empresas energéticas para el desarrollo de nuevos proyectos parte de una ponderación de riesgos y de comparabilidad con otras alternativas de inversión en la que factores como: (i) la suma de derechos y obligaciones asumidos (incluyendo las fiscales) y su intangibilidad; (ii) el control de las operaciones; (iii) la titularidad sobre el crudo producido y derecho a comercializarlo; (iv) la posibilidad de acceder a mercados internacionales para financiar el proyecto; (v) la existencia de un marco fiscal, cambiario y regulatorio estable; y (vi) la previsión de mecanismos de resolución de controversias independientes y eficaces; son todos relevantes.

En dichas circunstancias no sólo resulta conveniente, sino que resulta obligado para Venezuela en la actualidad atraer inversión privada para el desarrollo de las actividades en materia petrolera.

En tal sentido debe valorarse si el esquema de empresas mixtas previsto en la LOH, tal como ha sido implementado, sigue configurando una alternativa válida y eficiente de inversión por los particulares.

A primera vista la respuesta debe resultar negativa de cara a la respuesta a llamados a incrementar la inversión y a acometer nuevos proyectos que ha recibido la República de parte de los inversionistas durante los últimos años.¹⁵ La

15 Resulta significativo el identificar el avance de nuevos proyectos de Empresas Mixtas frente a aquellos que fueron sometidos a la migración forzosa de Convenios Operativos y Convenios de Asociación a Empresas Mixtas.

respuesta resulta más obvia si se ponderan sus fallas, así como se comparan con otras alternativas que pueden llegar a implementarse en nuestro país.

III. Formas de Participación. Aspectos Relevantes. Comunes y Diferenciadores

Si bien los Estados soberanos pueden desarrollar las actividades en materia de hidrocarburos por sí mismos o por medio de sus instrumentalidades, por razones de conveniencia o necesidad incorporan la participación de empresas energéticas a dicho desarrollo.

En tal sentido existen distintas alternativas que pueden emplearse a los fines de incorporar a los particulares al proceso, pero las mismas pueden caracterizarse en un rango que va de los simples contratos de servicio al otorgamiento de concesiones.

Al efecto, los mecanismos más comúnmente empleados han ido desarrollándose históricamente y, en muchos casos, de forma aluvional.

i. Concesiones y licencias

Desde finales del siglo XIX y hasta bien entrada la mitad del siglo XX los Estados soberanos (anfitriones) careciendo de los factores de producción transferían los derechos minerales a explotar al particular por un tiempo determinado, siendo que dicho derecho traía anejo el derecho a comercializar el crudo extraído, ello bajo la forma tradicional conocida como concesión, bajo la cual todo el riesgo operativo era trasladado al concesionario y el Estado recibía a cambio una participación fiscal conformada por cánones o regalías (ingresos de carácter originario) y tributaria (ingresos de carácter derivado), mientras mantenía su rol regulatorio.

El otorgamiento de concesiones partió entonces de circunstancias que deben ser debidamente entendidas, en cuanto la capacidad de negociación de los Estados Anfitriones se encontraba limitada en cuanto, los mismos carecían de capacidad de financiamiento, capital humano y tecnología, a la par que tenían poco conocimiento del negocio así como un nulo conocimiento de sus reservas, dentro de un escenario donde el riesgo exploratorio resultaba aún más significativo que hoy en día.

En algunas jurisdicciones el esquema de concesiones, susceptible de generar un derecho real inmueble en cabeza del concesionario, ha mutado al otorgamiento de licencias para el desarrollo de actividades de exploración y producción por parte del licenciatario y donde (dependiendo siempre del marco normativo existente en la jurisdicción) los derechos cedidos se configuran en derechos personales a explotar a riesgo los yacimientos y hacerse titular de los hidrocarburos extraídos a cambio del pago de la participación del Estado anfitrión (comúnmente conformada por cánones contractuales y cargas tributarias).¹⁶

En el caso de las licencias, al igual que en las concesiones, todo el costo y riesgo asociado a la operación es asumido por el concesionario o licenciatario y el Estado (o sus instrumentalidades) no tienen participación en las operaciones, y, por ende, tampoco asumen control de las mismas. Bajo estos esquemas el Estado define políticas y supervisa la actividad en su condición de regulador y por otra parte supervisa el cumplimiento de las obligaciones contractuales como otorgante de los derechos minerales (en su condición de propietario o rentista) pero carece de control sobre las operaciones.

El que bajo estos esquemas se reduzca al mínimo la inversión del Estado en el negocio, así como el riesgo por asumir de parte del Estado hace que el mismo resulte atractivo y sea empleado hoy en día en distintos países, como son los casos de la actividades ejecutadas en jurisdicciones del Mar del Norte (Reino Unido, Noruega, Suecia y el reino de los Países Bajos, entre otros), así como más recientemente, en Brasil¹⁷ y México¹⁸, así como Colombia.¹⁹

16 Al respecto Brewer-Carías expresa en relación con la Constitución de 1999 el que "...se volvió incluso, en algunas actividades, al esquema de antiguas "concesiones", las cuales ahora son llamadas "licencias" o "permisos", pero con contenido casi idéntico." BREWER CARIAS, Allan R. Tratado de Derecho Administrativo. Derecho Público en Iberoamérica, Tomo V, p.568, CIVITAS-Thompson Reuters-Fundación de Derecho Público-EJV, Madrid, 2013.

17 En Brasil las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural son promovidas por la ANP por medio de la realización de Rondas de Licitaciones, tanto para los bloques y los campos marginales, en el régimen de concesión, como para las áreas del estrato pre-sal, bajo el régimen producción compartida. (<http://www.anp.gov.br/legislacao/rodadas-de-licitacoes>).

18 Si bien bajo la reforma Constitucional mexicana de 2013, y con base en el marco normativo establecido, las autoridades cuentan con la mayor amplitud para identificar la forma de participación de los particulares para cada proceso de licitación, desde la primera ronda de licitaciones la CNH ha venido migrando de la utilización de un esquema de PSC a esquemas de licencias

19 El caso Colombiano resulta interesante en tanto que si bien constitucionalmente existe una limitación al otorgamiento de concesiones, los contratos otorgados por la ANH resultan en

ii. Formas Participativas o Asociativas

Existen, luego, formas participativas o asociativas en las que el Estado (comúnmente por medio de sus instrumentalidades) se asocia con los particulares a los fines del desarrollo de las actividades de exploración y producción.

Bajo este modelo, el Estado y el particular pueden acordar que dicha asociación (en el sentido más lato de la expresión) adopte distintas formas societarias o asociativas que dependerán de los límites previstos a la actividad mercantil y la libertad contractual en la jurisdicción de que se trate, así como de aquellas que establezca la normativa de derecho público.

Al efecto, el vehículo asociativo o societario escogido será el titular de los derechos otorgados por el Estado a los fines del desarrollo de las operaciones, por lo que el Estado anfitrión en dicha circunstancia, y por medio de su instrumentalidad (empresa pública) asumirá los riesgos propios de la actividad en la medida de su participación en la asociación o sociedad.²⁰ Nuevamente, como contrapartida, dicho Estado podrá asumir una posición de control de las operaciones, en el entendido que dicho control puede ser un control afirmativo o negativo.²¹

En tal sentido las formas asociativas reconocidas o aplicadas a nivel internacional varían significativamente, pero se encuentran ciertas formas básicas que son aplicadas en distintas jurisdicciones, como son, convenios de producción compartida o convenios de ganancias compartidas.

En lo que toca a los convenios de ganancias compartidas los mismos asumen comúnmente el desarrollo de operaciones conjuntas entre una Em-

una cesión de derechos similares a los resultantes del otorgamiento de licencias.

20 Si bien en la práctica dicho riesgo puede ser trasladado en mayor o menor medida al socio privado ello dependerá ampliamente del esquema asociativo adoptado, en tanto ciertas formas asociativas o societarias son menos susceptibles de incorporar tales alternativas. Asimismo, dicho traslado conlleva como contrapartida un reconocimiento o contraprestación por la adopción de dicho riesgo cuando la operación resulta exitosa (e.g., en Convenios de Exploración a Riesgo y Explotación bajo un Esquema de Ganancias Compartidas).

21 El primero permite a dicho ente adoptar decisiones sin el concurso de los restantes socios, mientras que el segundo asegura que no se tomen decisiones sin la participación del ente estatal. Debe tomarse en cuenta que el control se ejercerá a distintos niveles de toma de decisiones así como el que el mismo dependerá de la estructura asociativa adoptada (en el caso típico de una sociedad mercantil, los niveles de control y toma de decisiones se ubican en la Asamblea de Accionistas, en los Administradores (Junta Directiva) y, por último, a nivel gerencial.

presa pública y uno o más particulares, donde los asociados identifican un esquema de aportes y toma de decisiones, así como de levantamiento de los hidrocarburos extraídos (en caso en que los mismos no sean comercializados en forma conjunta). Al efecto, uno de los asociados actúa como operador (o los miembros crean un vehículo de propósito especial para dichos fines).

El uso de formas asociativas parte en general de la percepción que el Estado Anfitrión tenga en relación con el control de las operaciones y su capacidad de asunción de los costos y riesgos asociados a dicha participación. Sin embargo, debe resaltarse que, adecuadamente estructurado, está dotado de la elasticidad necesaria para conformar un esquema de desarrollo eficiente de las operaciones.

Por su parte los convenios de producción compartida (PSC), configuran una forma contractual de participación en actividades aguas arriba que puede tener un carácter híbrido (esto es, puede ser vista como un contrato de servicios o como una forma especial de asociación) en la cual el inversionista participa como un “contratista”. Los mismos pueden variar significativamente de jurisdicción en jurisdicción, pero asume la recuperación de los costos de producción por el inversionista (*cost oil*) en base a determinados parámetros acordados, para llevar posteriormente a una distribución de la rentabilidad (*profit oil*) basada en los términos acordados en el contrato y donde se produce fundamentalmente una distribución (*split*) del remanente bajo las condiciones identificadas en el contrato. La participación del particular es satisfecha con la entrega por parte del ente contratante de una porción del hidrocarburo producido, para satisfacer los costos asociados a la exploración exitosa, así como a la producción (costos de capital y de operación) así como otra que se corresponderá a la distribución mencionada más arriba.²²

iii. Contratos de Servicio. Servicios a Riesgo

Otra alternativa de participación de los particulares en el negocio la configuran los contratos de servicio a riesgo. En ellos la operación del

22 Desde su introducción en Indonesia a mediados de los años sesenta, han sido empleados extensivamente a nivel internacional; de hecho, los mismos siguen siendo empleados como una alternativa válida en tiempos recientes. Al efecto, México otorgó tan recientemente como 2016 (CNH-R02-L01/2016) derechos bajo dicho esquema (<https://rondasmexico.gob.mx/r2-l01-bloques/>).

campo es manejada por un contratista que no es el titular de los derechos minerales como tampoco de los hidrocarburos extraídos y quien asume los riesgos asociados de las operaciones.

La contraprestación del contratista bajo este mecanismo de participación la configura el pago de un estipendio u honorario que debe permitirle recuperar los costos de capital y operación incurridos así como obtener un margen de utilidad o éxito, durante la vida del contrato, pero siempre condicionados al cumplimiento de metas de producción identificadas y acordadas así como dependiente de los precios de colocación (venta) del crudo por parte del ente contratante.

Los mismos pueden asumir distintas formas, desde la correspondiente a la titularidad por parte del contratista sobre los activos incorporados a la producción (poco común en la práctica), a aquella en la que el contratista asume los costos de capital y operación y transfiere la titularidad sobre los activos (o adquiere los mismos por cuenta) a la instrumentalidad, manteniendo exclusivamente un derecho de crédito condicionado.²³

iv. Aspectos comunes y Diferenciadores

Es importante tomar en consideración que en las últimas décadas el desarrollo de las alternativas de participación mencionadas han resultado en el trasvase de un sinnúmero de aspectos entre ellas, que han llevado a una mayor alineación, que incluyen términos y condiciones de exploración y asunción de los riesgos correspondientes, manejo de operaciones unificadas, reportes y limitación al reconocimiento de costos de inversión en áreas no exitosas (“*ring fencing*”) así como en ciertos aspectos del esquema fiscal.

Por su parte, también se ha evidenciado que la definición de un esquema de participación fiscal que permita optimizar el retorno para el Estado anfitrión y pueda ser neutral, puede acometerse bajo cualquiera de las alternativas de participación antes identificadas, y no guarda relación con la

23 La misma ha sido empleada en diversas jurisdicciones como alternativa, comúnmente en escenarios donde limitaciones constitucionales no permiten otras alternativas, como fue el caso de México en que por medio de reforma legislativa se introdujo la posibilidad de celebrar contratos de servicio a riesgo en 2008. La mismo resultó claramente insuficiente y resultó en la reforma constitucional de diciembre de 2013.

asunción de un mayor riesgo operativo o comercial por parte del Estado anfitrión por medio de sus instrumentalidades.

Por otra parte, si resulta claro para las distintas alternativas de participación de los particulares identificadas y aplicadas por los Estados Anfitriones (dentro de sus limitaciones constitucionales y legales) el que se presentan dos aspectos significativos, más no necesariamente contrapuestos, que los configuran, por una parte, la asunción de riesgo propia de la operación por parte del Estado y sus instrumentalidades (en esquemas asociativos y de contratos de servicios), y por la otra, la extensión del control de las operaciones por dicho Estado y sus instrumentalidades, con fines políticos, estratégicos o de desarrollo (a su vez en esquemas asociativos y de contratos de servicios).

La manera como se estructure dicho control, sin duda, es susceptible de resultar en un freno importante para la atracción de la inversión.

IV. Breve histórico venezolano (1905 a 2017)

En Venezuela, hasta la entrada en vigor de la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos el mecanismo de participación e los particulares en el negocio de los hidrocarburos fue la concesión, bajo la cual el particular adquiriría el derecho real a explorar y explotar los hidrocarburos que se ubicasen en un área determinada otorgada por el Estado, durante la extensión (vida) de la concesión.²⁴

Ya para la reforma de la LH en 1967 se prevé una forma alternativa de participación mediante la previsión en su artículo 3 de la figura de los denominados “contratos de servicio”, que configuran verdaderas formas asociativas y donde por vez primera encontramos la expresión “empresa mixta” en la materia.²⁵ Si bien las mismas se negocian y se otorgan áreas

24 Sobre los aspectos contractuales del esquema concesional revítese a Rufino González Miranda en Estudios Acerca del Régimen legal del Petróleo en Venezuela, UCV, Caracas, 1958; también sobre el tema ha escrito Jose Ignacio Hernández G. en El Pensamiento Jurídico Venezolano en el Derecho de los Hidrocarburos, Academia de Ciencias Políticas y Sociales, Universidad Monteavila y Editorial Jurídica Venezolana, Caracas, 2016, y Juan Cristobal Carmona B. en Derecho y Finanzas. Hidrocarburos y Minerales. Régimen Jurídico de la Actividad Petrolera en Venezuela. Premio Obras Profesionales 2014-2015- Academia de Ciencia Políticas y Sociales. Caracas, 2016.

25 Si bien con características muy distintas de aquellas tipificadas en la LOH. Para un análisis detallado del régimen de los denominados Contratos de Servicios, revítese, a GONZALEZ

en el Lago de Maracaibo (con semejanzas en no pocos aspectos con las formas tradicionales de PSC adelantadas en otras jurisdicciones), dentro del proceso de nacionalización previsto en la LOREICH el primero de enero de 1976 se extinguen dichas formas asociativas en conjunto con las concesiones.

Con ocasión de la entrada en vigor de la LOREICH se produjo la extinción de las concesiones y se mantuvo como alternativa en su artículo 5 la posibilidad de celebrar convenios operativos (que no afectasen la esencia misma de las actividades reservadas) y en circunstancias especiales de celebrar convenios de asociación.

Con base en tales alternativas y por razones de necesidad, a partir de 1991 se inició un proceso conocido como la apertura petrolera. La denominada apertura petrolera conllevó a la adjudicación en tres rondas, de treinta y dos convenios operativos (verdaderos contratos de servicio a riesgo), así como se celebraron convenios de asociación con particulares, los cuales configuran esquemas participativos o asociativos.

En lo que toca a los últimos, el desarrollo de distintos proyectos los esquemas asociativos propuestos en subasta y adjudicados (en el caso de los CGC) así como negociados en particular bajo la forma de alianzas estratégicas, se estructuró asumiendo distintas formas asociativas y contractuales que iban de la constitución de sociedades anónimas como vehículos asociativos (Petrozuata, S.A.) al uso de vehículos de carácter contractual o asociativo bajo la forma de operaciones conjuntas o consorcios.

Con la sanción de la LOH en el 2001 fueron reemplazados los mecanismos previstos en la LOREICH por el de empresa mixta, no quedando a su vez clara la posibilidad de la celebración de nuevos convenios operativos bajo su artículo 25. Sin embargo, la vigencia de los convenios de asociación y convenios operativos celebrados previo a la entrada en vigor de la LOH fue reconocida y mantenida hasta la oportunidad del inicio de un

BERTI, Luis. *Contratos de Servicios y Nuevos Aspectos Impositivos*. Colección Justicia Et Jus Sección Investigaciones N° 9. Universidad de Los Andes, Facultad de Derecho, Mérida

proceso de migración en 2006 que culminaría con la sustitución de la mayor parte de dichos convenios al esquema de empresa mixta.²⁶

V. Marco Constitucional y Legal de Participación

La Constitución de 1999 incorpora expresamente la titularidad por parte de la República sobre los yacimientos de hidrocarburos, estableciendo que los mismos configuran bienes del dominio público (evidentemente de uso privado), cuya administración es competencia del Poder Público Nacional.

Asimismo el texto constitucional prevé en su artículo 302 la reserva constitucional a la actividad petrolera, sin embargo no establece el contenido de la misma.

Al respecto resulta relevante destacar que la reserva como institución de derecho público, necesariamente, de base constitucional, es susceptible de generar una restricción al desarrollo por los particulares de sus actividades en un segmento de la economía, así como la misma puede resultar en una limitación al desarrollo de tales actividades; esto es, la reserva de actividades puede resultar, en términos prácticos, en la exclusión de los particulares del desarrollo de una determinada actividad, como también en que tal participación pueda darse y tomar forma exclusivamente bajo las alternativas previstas en la ley, y siempre sujeto a la discreción del Poder Público Nacional en cuanto a identificar la oportunidad y conveniencia de tal participación.²⁷

Somos de la consideración que la reserva prevista en el artículo 302 constitucional se extiende exclusivamente a las actividades en materia petrolera (esto es, no abarca a las actividades gasíferas), así como en cuanto a que la misma debe aplicar no solamente a las actividades primarias sino a la vez a aquellas intermedias y aguas abajo.

26 En lo referente a dicho proceso Cf. CARMONA BORJAS, Juan C. en *Derecho y Finanzas. Hidrocarburos y Minerales. Régimen Jurídico ...*, Op. Cit., así como a BREWER CARIAS, Allan R., *Tratado de Derecho Administrativo*. Op. Cit. P.585 y ss.

27 ARAUJO-JUAREZ, José, *Derecho Administrativo, Parte General*, 2da reimpresión, pp. 385 a 387, Ediciones Paredes, caracas, 2010.

A la par, de la sola lectura del artículo 301 constitucional no resulta obvio que dicha reserva tenga un carácter absoluto (esto es, que la misma resulte en la exclusión absoluta de los particulares en el desarrollo del negocio),²⁸ como tampoco que la participación de los particulares deba efectuarse en particular bajo alguno de los mecanismos reconocidos internacionalmente a tales fines (Y mencionados antes en este trabajo), menos aún el que el mecanismo fijado para dicha participación deba ser una empresa mixta en los términos que posteriormente se prevería tal forma bajo la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

Si se considera que al no haberse definido el ámbito de dicha reserva a nivel de la Constitución el legislador cuenta con las más amplísimas facultades en la fijación de la política petrolera de determinar el nivel de participación por particulares en el negocio así como de identificar las alternativas de participación, el mismo podría precisar uno o más mecanismos en particular (como hiciera el legislador bajo la reforma de la LH 1967 al incluir los “contratos de servicio” y mantener el esquema de concesiones, o el legislador de la LOREICH al incluir como alternativas los convenios operativos y los convenios de asociación), e inclusive autorizar al Ejecutivo Nacional a identificar el mecanismo más idóneo para lograr la participación de los particulares.²⁹

Ahora bien, de la revisión de la exposición de motivos constitucional así como de los intercambios sobre el proyecto en la Asamblea Constituyente de 1999 se observa que los constituyentistas tenían en mente una reserva bajo la cual se reconocieran ciertos mecanismos de participación de los particulares, así como el que dichos mecanismos podrían tener características similares a aquellos existentes bajo la legislación vigente en tal

28 Expresa Brewer-Carías. “*La Reserva que se estableció en 1999, por tanto, no fue ni rígida ni absoluta, sino flexible, conforme se estableciera en la ley orgánica respectiva.*” BREWER CARIAS, Allan R., Tratado de Derecho Administrativo. Op. Cit. P.583.

29 Al respecto confróntese el muy interesante planteamiento que hace Jose Ignacio Hernández bajo el cual podría llegarse inclusive a desarrollar las actividades reservadas (previa reforma legislativa) mediante el uso de cualquier mecanismo de participación, incluyendo el de licencia (aunque el autor refiere ciertas limitaciones basadas en la caracterización de los yacimientos como bienes del dominio público) HERNANDEZ GONZALEZ, José Ignacio. La Regulación De Los Hidrocarburos En Venezuela: Situación Actual Y Propuestas De Reforma. Rev. Direito Econ. Socioambiental, Curitiba, v. 8, n. 3, p. 262-302, set./dez. 2017.

oportunidad, a saber, convenios de asociación³⁰ y, entendemos nosotros, convenios operativos a la vez.³¹

Ello también puede desprenderse del planteamiento de modificación de dicha norma bajo la rechazada propuesta de reforma constitucional 2007, donde se buscaba expandir la reserva en materia de hidrocarburos líquidos, por una parte, y por otra, limitar los mecanismos de participación por los particulares, con rango constitucional, a “...*empresas mixtas en las cuales tenga el control y la mayoría accionaria.*”

En tal sentido, la elección de una alternativa como la de la denominada “empresa mixta” en la LOH 2000 (reformada parcialmente en 2006), configuró una elección de política pública del momento susceptible de ser revisada y modificada por vía de reforma legislativa dentro de las limitaciones constitucionales. Así, la participación de los particulares en el negocio petrolero podría efectuarse (y por tanto preverse en una Ley Orgánica) bajo cualquier forma asociativa o contractual que asegure el control de las decisiones consideradas fundamentales.

Como resulta evidente, la amplitud de posibilidades de participación que resultan de la reserva constitucional abarca la casi totalidad de alternativas reconocidas a nivel internacional para la participación de los particulares en el negocio petrolero, sólo resultando excluidas aquellas que se corresponden con concesiones y licencias.³²

Así, corresponde analizar la idoneidad del mecanismo de empresa mixta previsto en la LOH como única forma de participación e los particulares en el desarrollo de actividades primarias, en tanto que dicha participa-

30 Expresa la Exposición de Motivos de la CRBV “Por conveniencia nacional el Estado queda facultado para reservarse determinadas actividades económicas, de manera particular en el sector minero y petrolero. De forma transparente se reconoce que el dominio sobre esas áreas puede hacerse de acuerdo con el 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. Se le otorga rango constitucional a la nacionalización petrolera, pero al mismo tiempo 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 razón de la nacionalización petrolera.”

31 Cf. Acta de la Sesión Ordinaria de la Asamblea Nacional Constituyente, de fecha 14 de noviembre de 1999, consultada del original.

32 Debemos reiterar que nuestro análisis se corresponde a las actividades en materia petrolera y no se extienden a la materia gasífera.

ción no sólo resulta conveniente sino que, como se identificara más arriba, resulta ineludible en la actualidad.

VI. La Inidoneidad del Régimen bajo la LOH

Si bien la asociación del Estado con los particulares por medio de una empresa mixta resulta una alternativa subsumible dentro del marco de la reserva constitucional sobre la materia, la misma tal como se prevé en la LOH, así como en la Ley de Regularización de la Participación Privada en las Actividades Primarias Previstas en el Decreto 1510 con Fuerza de Ley Orgánica de Hidrocarburos, el Decreto 5.200 Ley de Migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera, en los correspondientes Acuerdos de Autorización y demás Instrumentos Societarios, y según se han implantado en la práctica, resulta poco atractiva si se compara con las alternativas de inversión disponibles en otras jurisdicciones, así como abiertamente inidónea en las circunstancias actuales, en tanto que:

Riesgo. El uso de formas asociativas conlleva la asunción de los riesgos operativos por parte de la instrumentalidad del Estado llamada a asociarse, y dicho riesgo comúnmente se incrementa en relación directa al porcentaje de participación que mantenga esa instrumentalidad en el vehículo asociativo. El vehículo asociativo es una sociedad anónima,³³ lo que limita las alternativas de financiamiento patrimonial de parte del socio privado en tanto los aportes de los socios (accionistas) al negocio deben efectuarse de acuerdo a sus porcentajes de participación accionaria. Bajo el modelo actual la CVP cuenta en ellas con una participación de 60% (la LOH prevé un mínimo de participación de 50%) lo que la obliga a asumir dicha porción de los costos asociados al negocio, no encontrándose capacitada para acometer la misma y no previéndose mecanismos que permitan al socio privado asumir la misma en forma clara y transparente³⁴.

33 La LOH no limita la misma a las sociedades anónimas en tanto sólo refiere que “empresas donde tenga control de sus decisiones, por mantener una participación mayor del cincuenta por ciento (50%) del capital social”(artículo 22) por lo que cualesquiera de las formas societarias tipificadas en el Código de Comercio podrían ser empleadas (aunque podría llegar a limitarse a las sociedades de capital).

34 Si bien en algunos proyectos se han creado estructuras fiduciarias (fidecomisos en el extranjero) a los fines de permitir a los socios privados financiar el proyecto de empresa mixta asegurando un mayor control en el flujo de los fondos, así como trasladar el proceso de

Se limita entonces la posibilidad de traslado del riesgo de financiamiento patrimonial de la operación al socio privado, siendo que bajo otras formas asociativas (como son los “consorcios” o los “convenios de operación conjunta”³⁵) pueden estructurarse con mayor flexibilidad alternativas de traslado de los costos y riesgos asociados con el negocio mediante el uso de mecanismos contractuales que resultan más comunes de formas asociativas no societarias.

Financiamiento. Adicionalmente la asunción de la forma societaria donde una filial estatal mantiene el control afirmativo del proceso de toma de decisiones y mantiene una participación mayor del 50%, limita las posibilidades de obtención de financiamiento corporativo así como de proyectos y hace que los mismos resulten más costosos.

Ello, en tanto que la Empresa Mixta se configura en razón de la participación del Socio Estatal en una empresa sometida al régimen general de derecho público del que resultan distintas limitaciones, propias de las “empresas del Estado”, a saber la misma se encontrará sometida al régimen especial de crédito público establecido en la Ley Orgánica de la Administración Financiera del Sector Público, así como a las limitaciones establecidas en la Ley Orgánica de Bienes Públicos.

Debe añadirse el que en razón de la participación mayoritaria del Estado se hará más oneroso el financiamiento en tanto el riesgo propio del accionista controlador se reconocerá a los fines de la calificación de riesgo del proyecto incidiendo gravosamente sobre el mismo.

Control. Si bien la LOH no categoriza el control que debe mantenerse sobre la Empresa Mixta, dicho control ha sido establecido en el marco normativo y desarrollado en los estatutos de Empresa Mixta de forma que el mismo se configura en un control afirmativo de parte del socio estatal, que traspasa las decisiones fundamentales de interés nacional y se extiende

escogencia de los contratistas y prestadores de servicios, dichos mecanismos no forman parte de la estructura original de las correspondientes empresas mixtas por lo que ellos son susceptibles de una eventual revisión.

35 Estos últimos como formas de asociación (*contractual joint ventures*) conocidos y empleados ampliamente a nivel internacional para el desarrollo de operaciones (Cf. Association of International Petroleum Negotiators and Rocky Mountain Mineral Law Foundation) y reconocidos como mecanismo autónomo de desarrollo de operaciones por la LOREICH (Cf. Artículo 12, parágrafo único)

a aquellas que afectan la marcha operativa de la empresa, incluyendo, entre otros, la toma de decisiones a nivel directivo y gerencial y la imposición de lineamientos en materias que inciden significativamente en los resultados, como cambiarios, fiscales, de manejo de capital humano, entre otros.

Comercialización. Otra de las fallas esenciales del esquema de empresas mixtas previsto en la LOH lo configura la previsión de una reserva de comercialización que vacía el derecho de la empresa mixta a comercializar el petróleo producido. Bajo dicha reserva la empresa mixta debe vender el crudo producido exclusivamente a la instrumentalidad del Estado. Adicionalmente, su definición es susceptible de generar dudas sobre la comercialización de productos y del crudo mejorado, generando distorsiones en proyectos que requieren desarrollar actividades de comercialización de crudo diluido (mezcla) así como mejorado, siendo que el Ejecutivo podría eventualmente extender la reserva de comercialización al crudo mejorado así como a los productos derivados sin necesidad de previsión en Ley Orgánica.

En cuanto a las condiciones de la transferencia forzosa, no puede negarse que en la oportunidad de la migración se establecieron condiciones de mercado a los fines de la fijación de precio y condiciones de pago del petróleo a ser transferido por la empresa mixta que no se apartaban mayormente de aquellas fijadas en términos generales a nivel internacional, como tampoco el que los problemas generados han tenido su origen en no pocas ocasiones en incumplimientos de las obligaciones de pago bajo dichos contratos. Sin embargo, resulta ilusorio considerar que los problemas propios de dicha reserva de comercialización se pueden resolver con un simple cambio de actitud de parte del de los entes del Estado.

Capital Humano. Las empresas mixtas son empresas públicas y por tanto se encuentran sometidas al régimen especial de derecho público aplicable a las mismas. Adicionalmente, en la práctica los cargos gerenciales han sido

Esquema fiscal regresivo. Como refieren distintos indicadores, las reglas del sistema fiscal venezolano no sólo resultan poco transparentes en distintas ocasiones (quedando su interpretación comúnmente librada al operador estatal) sino que las mismas resultan regresivas vista la funda-

mentación en mecanismos regalísticos (regalía y contribución o ventaja especial “shadow tax”) y de imposición especial (contribución especial sobre precios extraordinarios y exorbitantes) que tienen su base en elementos regresivos, como son, el valor de exportación del hidrocarburo sin tomar en consideración los egresos asociados a la actividad, las características de la operación, ni su rentabilidad.³⁶

Empresas Públicas. 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 Públicas³⁷

Resolución de controversias. El acceso al arbitraje bajo la LOH, las autorizaciones legislativas y los Convenios de Empresa Mixta se encuentra severamente limitado bajo la cláusula compromisoria.

VII. Aspectos Esenciales de Una Reforma. Que debe privilegiarse

Como ya se indicara, resulta ineludible la participación de los particulares en el desarrollo de actividades primarias, no sólo para aquellas hoy en día desarrolladas por las empresas mixtas, sino en especial aquellas desarrolladas por PDVSA y sus filiales, a los fines de detener la caída en la producción y recuperar la misma.

Creemos que si bien puede intentarse avanzar la misma bajo una alternativa de contratos de servicio a riesgo el marco normativo actual bajo la LOH (artículo 25) no sólo insuficiente e impreciso, sino muy riesgoso. Adicionalmente el mismo puede resultar insuficiente a los fines de procurar las inversiones que resultan necesarias para el desarrollo del negocio.

Así, debe acometerse una reforma eficaz de los mecanismos de participación de los particulares en las actividades primarias donde se identi-

36 Para una visión más completa, revisar el excelente trabajo de Juan Cristiobal Carmona B. CARMONA BORJAS, Juan C. en Derecho y Finanzas. Hidrocarburos y Minerales. Régimen Jurídico ..., Op. Cit., así como nuestro trabajo en estas Jornadas del año 2014, GARANTÓN BLANCO, Juan Carlos, Participación Fiscal e Hidrocarburos. Breves Consideraciones sobre una Necesaria Redefinición.

37 HERNANDEZ GONZALEZ, José Ignacio. La Regulación De Los Hidrocarburos En Venezuela: Situación Actual Y Propuestas De Reforma. Op. Cit.

fiquen las formas empleadas a nivel internacional para proyectos y actividades similares y se asuma la realidad crítica en que se encuentra el país.

Para ello no resulta necesario enmendar o reformar la Constitución como ya se indicara, pero si resulta del todo necesaria la reforma de la LOH y del marco aplicable al desarrollo de las actividades primarias a los fines de establecer de manera clara y precisa mecanismos de participación que permitan la elasticidad suficiente al Estado, así como la certeza suficiente a los particulares a los fines de invertir en el área.

Dichas reformas deben dirigirse, como mínimo, a la eliminación de la reserva de comercialización contenida en el artículo 57 LOH, a modificar el artículo 25 de manera de permitir acometer la alternativa de verdaderos contratos de servicio a riesgo, así como una reestructuración del mecanismo de empresa mixta (o su sustitución) de forma de permitir una participación menor al 50% de la participación asociativa, la previsión expresa de la posibilidad del uso de cualquiera mecanismos contractuales reconocidos en derecho para acometer las asociaciones, y la identificación de las decisiones fundamentales en las que se requiere el control. A ello debe añadirse la necesidad de establecer mecanismos de resolución de controversias claros, transparentes e imparciales.

En todo caso, mientras se acometen las mismas existen alternativas que deberán acometerse en corto plazo a nivel de gerencia de las empresas mixtas y el manejo de sus operaciones.

VIII. Índice de Definiciones

ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Órgano competente en Colombia para la administración y regulación de las actividades en materia de hidrocarburos, así como de adjudicar derechos minerales a los inversionistas.

ANP: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, un órgano desconcentrado del Gobierno Federal de Brasil a cargo de la para la administración y regulación de las actividades en materia de hidrocarburos, así como de adjudicar derechos minerales a los inversionistas.

Bbl: barril de petróleo crudo.

Concesión(es): Forma contractual o autorizatoria por la cual un Estado Anfitrión cede en forma temporal el derecho a explotar y aprovechar sus recursos minerales. Bajo la concesión el inversionista cuenta comúnmente con un derecho real inmueble a aprovechar los minerales en el área otorgada a cambio de determinadas contraprestaciones. El concesionario asume todos los riesgos de la operación.

Convenio(s) Operativo(s): Una forma de RSC, en el caso venezolano se otorgaron 32 convenios operativos bajo la LOREICH en tres rondas que tuvieron lugar entre 1992 y 1997.

Convenio(s) de Asociación: Forma asociativa de participación en las actividades de exploración y producción. Puede asumir distintas formas, tanto meramente contractuales (e.g. consorciales) como societarias. En el caso venezolano la misma se refiere especialmente a esquemas asociativos bajo la LOREICH.

CGC: Convenios de Exploración a Riesgo y Producción bajo un esquema de Ganancias Compartidas. Se corresponde con los Convenios de Asociación celebrados para la exploración en búsqueda de crudos livianos y medios en ocho áreas otorgadas en subasta en enero de 1996. Bajo el Convenio de Asociación los inversionistas asumen todos los riesgos exploratorios y sólo en caso de un descubrimiento comercial el Estado venezolano, a través de la CVP va a participar, a su elección, con un interés del 1% al 35% del correspondiente consorcio de desarrollo.

CVP: Corporación Venezolana del Petróleo, S.A., sociedad del Estado, filial de PDVSA a cargo de mantener y controlar la participación del Estado en los CGC y, hoy en día, en las Empresas Mixtas.

Empresa Mixta: Bajo la LOH es una forma especial asociativa entre una instrumentalidad del Estado venezolano y los inversionistas, las mismas han asumido forma de sociedad anónima y en ellas el Estado tiene una participación superior al 50% (a la fecha la política ha sido mantener al menos un 60% de participación).

FPO: Faja Petrolífera del Orinoco.

ISLR: Impuesto sobre la renta.

Licencia(s): Forma contractual o autorizatoria por la cual un Estado Anfitrión cede en forma temporal el derecho a explotar y aprovechar sus recursos minerales. Bajo la licencia el inversionista cuenta comúnmente con un derecho personal a aprovechar los minerales en el área otorgada a cambio de determinadas contraprestaciones. El licenciatario asume todos los riesgos de la operación.

LH: Ley de Hidrocarburos, para referir a las distintas Leyes de Hidrocarburos vigentes en Venezuela a partir de 1920.

LISLR: Ley de impuesto sobre la renta, para referir a las distintas leyes de impuesto sobre la renta.

LOH: Ley Orgánica de Hidrocarburos, sancionada por primera vez en 2001.

LOHG: Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, sancionada en 1999.

LOREICH: Ley Orgánica que reserva al Estado la Industria y el Comercio de los Hidrocarburos, también denominada Ley de Nacionalización.

MPPP: Ministerio del Poder Popular del Petróleo. Órgano dotado de las competencias en materia de la gestión de los hidrocarburos en Venezuela. El MPPP, es el sucesor último del Ministerio de Fomento, el cual fue transformado a lo largo del tiempo en Ministerio de Minas e Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo y el Ministerio del Poder Popular del Petróleo y Minería.

PDVSA: Petróleos de Venezuela, S.A., creada como empresa holding con ocasión del proceso de estatización petrolera de 1975 bajo la LOREICH.

PSC: Convenio de Producción Compartida. Forma contractual de participación en actividades de E&P en la cual el inversionista participa

como un contratista. La misma puede variar significativamente de jurisdicción en jurisdicción, pero asume la recuperación de los costos de producción por el inversionista (*cost oil*) en base a determinados parámetros, para llevar posteriormente a una distribución de la rentabilidad (*profit oil*) basada en los términos acordados en el contrato. Comúnmente la participación del particular es pagada con parte del hidrocarburo producido.

RSC: Contrato de servicio a riesgo. Son contratos de servicio donde la operación del campo es manejada por un contratista que no es el titular de los derechos minerales como tampoco de los hidrocarburos extraídos y asume los riesgos asociados de las operaciones. El contratista cuenta con un derecho a recuperar los costos de capital y operación incurridos así como un margen de utilidad o éxito condicionado a la productividad del campo durante la vida del contrato.

Propuesta para un cambio en la conducción del negocio petrolero en Venezuela. ¿Refundación de PDVSA?

Reynal José Pérez Duin¹

Introducción

Resulta sumamente difícil y osado escribir, hablar y presentar en estos tiempos, en pocas líneas y en forma precisa, una ponencia para estas jornadas sobre el “Régimen Legal de los Hidrocarburos”, cuando se tiene más de 31 años viviendo y trabajando en el entorno petrolero donde nos hemos formado, en un momento tan complicado de la vida e historia republicana de nuestro país. Resulta aún más osado el atrevimiento de pretender compartir panel con tan importantes juristas, compañeros y amigos de este relevante sector del saber nacional, y me honra sobre manera la deferencia del Dr. José Getulio Salaverría de invitarnos a presentar nuestro trabajo frente a colegas de la talla de mi compañero de estudios y de la industria Juan Cristóbal Carmona Borjas, ascendido en fecha reciente como Individuo de Número de la Academia de Ciencias Políticas y Sociales, a quien

1 Abogado por la Universidad Católica Andres Bello (1987). Especialista en Derecho Financiero, pero su labor profesional se ha desarrollado en Derecho Petrolero y Mercantil. Miembro Fundador y actual Socio Director de la Firma “Pérez Duin, Gutiérrez Rodríguez, Abogados, s.c.”, desde el año 2001 a la fecha. Director Legal de varias empresas del sector construcción, y apoderado de compañías de servicios en el sector petróleo y gas. Promotor y desarrollador inmobiliario desde 1994 a la fecha, desarrollando esquemas asociativos provivienda, comerciales y para oficinas, con más de 12 proyectos completados y entregados. Actualmente desarrollando proyectos de edificios en Bogotá, Colombia desde 2016. Profesor y conferencista invitado de la facultad de Derecho de la Universidad Gran Mariscal de Ayacucho, Barcelona, Estado Anzoátegui, para los Seminarios de “Arbitraje Comercial”, 1999, y “Derecho Financiero”, 2001. Conferencista y Docente invitado de la Cátedra del Honor de la Universidad Santa María, Puerto La Cruz, Estado Anzoátegui, en las Áreas de Arbitraje y Derecho Petrolero, 2001. Miembro del Colegio de Abogados del Estado Anzoátegui N° 2.557

admira desde las aulas de clase de nuestra Alma Mater en la UCAB de Montalbán, Caracas, o Juan Carlos Garantón, talentoso abogado tributarista, quienes además tuve el honor de tener a ambos como profesores en nuestro postgrado de Derecho Financiero, son ejemplo de constancia y dedicación, al igual que el resto de conferencistas. Mi gratitud y respeto para ustedes.

Sin embargo, acepté el reto pues tengo muchas cosas que expresar y proponer, debido a que ante este difícil y coyuntural momento, la patria reclama de sus hombres y mujeres conocimientos, ideas y propuestas para su desarrollo, toda vez que, gracias a ella, hemos sido formados en este hermoso y gran país. No se equivoca la profesora Hildegard Rondón de Sansó, de quien difiero en algunos criterios pero respeto como profesora y catedrática, en su obra *“Régimen Jurídico de los Hidrocarburos”*, publicado en 2008 con varias reediciones, al afirmar la contradictoria situación de Venezuela que siendo un país petrolero no se explica el por qué la disciplina jurídica de los hidrocarburos no existe como enseñanza intensiva formal, especialización o post grado, y cómo las escuelas de derecho de las diversas universidades no formalizan estudios de hidrocarburos en pregrado y postgrado que permitan formar a nuestros talentosos abogados, salvo tímidos comienzos en universidades públicas (UCV) con la cátedra de formación Minera y de Hidrocarburos, o seminarios y diplomados de hidrocarburos organizados por universidades privadas (UMA), cuyo alcance se limita algunas áreas del conocimiento pero que por costosas no llegan a todos, convirtiendo el estudio del tema jurídico petrolero en *“una formación de élites”* (según afirma la profesora Hildegard), sin llegar a los funcionarios públicos ni contar con generaciones de relevo que sigan adelante con la investigación y actualización jurídica en el negocio más importante de nuestra economía nacional. Conocemos el esfuerzo que en fechas recientes inició la Universidad Venezolana de los Hidrocarburos (UVH) con la realización del Diplomado de Derecho de los Hidrocarburos, donde acuden abogados de diversas organizaciones jurídicas de la IPPCN, más sin embargo, aún no se ha autorizado ni formaliza su estudio como post grado o especialización.

Me resulta poco común expresar mis ideas de forma coherente con la tendencia actual en el mundo politizado hasta en el sector petrolero de

nuestro país, pero sería irresponsable no atreverme a elevar mi voz en este importante foro donde seguramente habrá grandes aportes intelectuales, asisten personas de todo el entorno social y empresarial, se generará diatribas y especulaciones, sin pretender que mi ponencia sea absoluta, rígida o que sea bien recibida por todos ustedes y por la futura crítica que seguramente recibiré. Pido a Dios me siga amparando y alumbrando en mi camino, y nuestro aporte académico sea acogido con interés, y a ustedes pido su comprensión.

Los acontecimientos ni las ideas son ni pueden ser estáticos, al contrario, son cambiantes y dinámicos. El país tampoco. Existe un pasado, un presente y un futuro de la industria petrolera que tiene mucho que enseñarnos. El mundo actual se enfrenta a la globalización versus el localismo, la privatización frente a la publicitación; es el péndulo de la historia cambiante de nuestro país, lo cual nos exige pensar ideas de forma acelerada y concreta para fraguar nuevos horizontes en el negocio petrolero de nuestro país. Hay muchísimos jóvenes y nuevos talentos que tienen mucho que aportar al proceso de recuperación de nuestra industria. He visto y vivido cambios, he visto evolución y retroceso o involución en la forma de manejar el negocio petrolero de mi país. Y créanme que la política petrolera actual debe cambiar para bien, debemos reflotar PDVSA, y aunque somos nacionalistas y nos corresponde cuidar y vigilar los regalos e inmensas riquezas que el Creador dispuso para nuestro país, el momento histórico reclama urgentes cambios que nos permita aprovechar los recursos, pues de lo contrario tanto esta generación como futuras nos lo reclamará.

La IPPCN dio mis primeros siete años de formación jurídica petrolera desde adentro, en mi CORPOVEN querida, donde una generación de jóvenes clasificados como “Reservas Estratégicas de Profesionales” (programa REP), éramos formados con empeño y dedicación directamente en la casa matriz PDVSA, en las filiales, en las oficinas, en los campos petroleros, centros operativos y refinerías donde saboreamos las bondades de una industria seriamente manejada por gente eficiente y capaz. Algo menos de 35.000 mujeres y hombres en total (directos e indirectos) manejamos de forma eficiente la industria de los ochenta, noventa, y comienzos del nuevo milenio con precios del crudo muy bajos pero reportando altos

rendimientos del negocio para la Estatal PDVSA y para su única accionista, la República.

Vivimos el proceso de la exitosa apertura petrolera, aunque seriamente cuestionada y criticada por otros. Durante los siguientes años desde nuestros despachos de abogados hemos venido trabajando con los inversionistas y contratistas tanto nacionales como internacionales, con sus aciertos y desaciertos y, por lo tanto, gozamos de la autoridad moral y académica con conocimiento de causa para opinar y proponer ideas. En la industria conocí los sistemas de control que la hicieron exitosa, pero desde mi crítico punto de vista, la industria petrolera venezolana actual desvió parcialmente su camino de eficiencia y eficacia, con la excusa de la socialización de sus negocios, incursionando en otras áreas de negocios no medulares, para transformarse hoy más en un brazo político al servicio no de la Nación sino de unos pocos, y después de impulsar una re-nacionalización al mejor estilo patriota, hoy tenemos una nómina en la industria petrolera que supera los 125.000 ciudadanos, de quienes no dudo tengan capacidad e intelecto suficiente pues conozco muchos y sé que lo tienen, pero también existen pequeños grupos internos que apuntan en otras direcciones, pues notamos resultados poco conocidos y poco halagadores.

El resultado de nuestro trabajo trata de aproximar a los asistentes a estas jornadas y a los futuros lectores de la publicación, a informaciones que en este orden hemos logrado acopiar, a partir de nuestro estudio, investigación y de los elementos o datos obtenidos en nuestro recorrido de campo por los medios disponibles, de la Casa Matriz de la actividad petrolera venezolana y algunas de sus filiales, y de empresas nacidas a partir de la apertura petrolera, hoy sucesoras de aquellas empresas con la migración a los esquemas de empresas mixtas, así como publicaciones especializadas de las mismas, y contando con el apoyo de algunos trabajadores que gustosa y desinteresadamente brindaron minutos de sus ocupadas agendas para ayudarnos a actualizar datos. Anticipamos nuestro agradecimiento a los colaboradores.

También contiene esta ponencia mis puntos de vista. Aspiramos lograr el objetivo esencial de contar con una industria exitosa; pensamos que explorando los aciertos del pasado en la política petrolera nacional, y resol-

viendo los errores del presente, podremos construir el futuro prometedor de nuestra primera industria.

Una sociedad mercantil es, en esencia, una sociedad de negocios que debe reportar resultados concretos a sus accionistas, realiza actos de comercios con fines de lucro y, por lo tanto, debe ser eficiente y eficaz. Toda “empresa” en sentido económico, o “sociedad” en sentido jurídico, necesita sistemas de control e indicadores de gestión que permitan a sus accionistas revisar resultados para poder tomar decisiones acertadas para la obtención de buenos dividendos a los que tienen derecho aspirar sus accionistas.

PDVSA es la petrolera propiedad del Estado Venezolano, quien es su único accionista, así que todos los venezolanos somos entonces “accionistas” y beneficiarios de sus negocios, y como tal deberíamos conocer sus resultados, a través de la Asamblea Nacional como representante genuina del pueblo, que deberá tener más acceso permanente para revisar y presentar resultados a partir de los aportados por la Junta Directiva de la Casa Matriz PDVSA, que la controle y audite en coordinación con la Contraloría General de la República (CGR), mostrando sus balances y estados financieros, que deben publicarse sin restricción, determinar si su conducción actual y resultados son los correctos. Y hoy me pregunto cómo teórico beneficiario de PDVSA, sus filiales y demás empresas del Estado, por mi sola condición de venezolano y, en consecuencia, accionista de PDVSA, cómo están los resultados a los que tengo el legítimo derecho de aspirar conocer, criticar y disfrutar? Están siendo llevados los controles, estadísticas y reportes de resultados métricos de producción adecuadamente, por ejemplo? Se investigan y corrigen las desviaciones? Se persigue y castiga a quienes tienen responsabilidad por sus manejos dudosos? Por qué estamos frente a un *default* técnico en varias de las emisiones de bonos emitidos por PDVSA o bonos soberanos emitidos por la República?

Para poder saber qué hacer en el futuro tenemos que entender cómo es el presente y cómo fue el pasado de nuestra primera industria. Con todo respeto hoy quiero proponer una transformación de la forma de conducción del negocio petrolero en Venezuela, nuestra industria, y para ello comencemos a pensar bases legales y financieras para su reflote, y el esta-

blecimiento de un nuevo “Régimen Legal de los Hidrocarburos”, tema de estudio de estas jornadas. Ayudemos juntos a construir esta gesta.

1. Pasado, presente y futuro de nuestra primera industria.

Hemos afirmado en otras oportunidades que la Venezuela de hoy es el resultado de un prodigioso, accidentado y aventajado proceso de evolución del conjunto de relaciones políticas, económicas y sociales que felizmente disfrutamos – aunque algunos afirman que padecemos – y que han permitido el desarrollo de ciertas condiciones materiales, donde la renta petrolera ha tenido un papel protagónico de primer orden como fuente de ingresos para el sostenimiento del gasto público y financiar los distintos proyectos nacionales que han estructurado las diversas élites sociopolíticas que feliz o infelizmente han manejado la política y economía patria.

Este proceso que ha evolucionado desde la Venezuela eminentemente agrícola, con una economía atrasada y vinculada al mercado internacional solo a través de sus exportaciones de café y cacao que sostenían la pobrísima Venezuela postcolonial hasta entrado ya el siglo XX, ha logrado alcanzar un desarrollo industrial energético en los más de cien años de evolución de esta industria, para ubicarnos hoy en una posición de privilegio y competitividad mundial en cuanto al sector petróleo se refiere hasta comienzos del nuevo milenio, pero lamentablemente esta no ha sido la suerte del destino de la renta petrolera mal llevada o administrada en los últimos años por los protagonistas sociopolíticos de la escena, cada vez más descompensada o desproporcionada con los éxitos bien habidos por la eficiente industria petrolera patria del pasado.

A pesar de lo dicho, por ser la actividad petrolera la principal fuente generadora para nuestro desarrollo económico, el constituyente venezolano de 1961 con buen acierto la declaró reservada al Poder Nacional, ratificado en la reforma constitucional de 1999, de manera que se brindó el marco constitucional y las bases legales que forman el pilar fundamental para que la misma sea explotada en forma exclusiva por los entes que el Estado crea, designe y controle de acuerdo con el ordenamiento legal y positivo vigente, razón por lo cual se hace imprescindible el diseño, manejo y administra-

ción de los más avanzados sistemas de control tanto de gestión como de administración y resultados que sean alcanzados por las diferentes operadoras, empresas locales y mixtas. Sin embargo, en todo este universo donde caudales de recursos se movilizan para poder alcanzar los objetivos estimados, lógicamente debemos pensar en todas las mejores y más diversas formas de control que permitan expresar lo más transparentemente posible, resultados de una gestión coordinada, con característica de universalidad, autonomía y tecnicismos, como principios básicos del control.

Del pasado de nuestra industria petrolera debemos valorar bondades recordables como las estrategias para su desarrollo, progresivo incremento de los volúmenes de producción, el exitoso proceso de apertura petrolera que permitió a la República no solo importantes ingresos extras, el desarrollo de sus campos petroleros y mejoramiento de crudo pesado y extra pesado, los contratos de exploración a riesgo y recuperación de campos marginales mediante convenios o contratos de asociación, sino también mantener sus controles efectivos del negocio mediante una suerte de control negativo con el poder de veto en la Asamblea de Accionistas por parte de PDVSA (CVP) de las empresas que surgieron, conforme a la interpretación que la antigua Corte Suprema de Justicia diera a los mecanismos de control legal que establecía la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH) y la propia Ley de Hidrocarburos de 1943, modificada a Ley Orgánica de Hidrocarburos en 2001 y 2006.

En el año 1997 presenté un trabajo durante nuestros estudios de especialización de Derecho Financiero realizado en la UCAB, y en la cátedra de Control Fiscal expuse los resultados de una investigación de campo realizada dentro de la propia industria petrolera nacional (PDVSA) de entonces, con el apoyo del ordenamiento legal patrio vigente para la época. Tuve la oportunidad de revisar algunos manuales internos contentivos de las normas y políticas de control interno al cual nos dieron el acceso, gracias al apoyo obtenido de algunos trabajadores petroleros quienes académicamente colaboraron sin egoísmo con el objetivo trazado, respetando siempre las limitaciones de confidencialidad y demás restricciones que obviamente existen y deben existir en tan delicadas funciones a las cuales acudimos. Hoy, este análisis e investigación no lo hemos podido

actualizar del todo desde la fuente de la estatal interna, debido a la poca apertura interna para mostrar sus métodos actuales, y debido a las complicadas nuevas formas de llevar esos controles, donde incluso se incorporó la gestión de control social del negocio, pero con fallas en los controles de gestión comercial o mercantil que debería ser. Sin embargo, aclaramos que sí logramos sostener entrevistas con algunas personas de la actual PDVSA que gentilmente facilitaron parte de la actualización.

Así, seguidamente expondremos los sistemas básicos de control de la actividad petrolera venezolana, sugiriendo ideas a objeto de aportar dicho conocimiento a los que tenemos interés en el mundo de las finanzas públicas y del negocio petrolero. Repito, conocer la industria del pasado y el presente nos permitirá pensar en la posible eficiente industria del futuro que merece nuestra querida Venezuela.

La Industria Petrolera, Petroquímica y Carbonífera Nacional (IPPCN), dentro del ámbito de la reserva, es explotada y operada por empresas cuyo accionista único lo constituye el Estado Venezolano, a excepción de las empresas que se han asociado con nuestro país a través de dicha industria, a propósito de la apertura petrolera de los años '90, donde siempre el Estado venezolano mantendrá una condición de privilegio, mayoría accionaria y efectivos controles que garanticen al dueño de los productos extraídos y procesados, el mayor éxito comercial y la transparencia de todos los procesos, lo que ha motivado este trabajo que pretende colaborar con los conocimientos de Derecho Financiero y el Derecho de los Hidrocarburos en Venezuela.

Indicaremos referencias conceptuales, definiciones, clasificaciones y desarrollos de los procedimientos, mecanismos y sistemas de control, tanto financieros como fiscales en general y enfocados hacia la gestión y administración de la IPPCN, la cual tiene la obligación de presentar rendición de cuentas, reporte de ingresos, resultado de la ejecución del gasto, presupuestos, auditorías de sus bienes, inversiones y planes de crecimiento y expansión, dentro de los parámetros técnico – legales a que todos los venezolanos estamos en legítima condición de poder acceder y exigir que se nos informe, en ejercicio de ese *Control Parlamentario* que hemos depositado en nuestros representantes ante la Asamblea Nacional, al Ejecutivo

Nacional por intermedio del Ministerio del Poder Popular de Petróleo y del Ministerio por Poder Popular de Economía y Finanzas (sería más sencillo y comprensible que siga siendo Ministerio de Petróleo y Ministerio de Finanzas o Hacienda), así como el *Control Fiscal*, *Control Administrativo* y *Control de Gestión* sobre la Hacienda Pública, lo cual constituye el verdadero ejercicio del poder a través de la CGR, ejercido de forma “apolítica partidista” como órgano auxiliar de la Asamblea Nacional, más allá del llamado *Control Social* impuesto por un nuevo régimen, esencialmente cuando de todos es sabido la inmensa carga impositiva a que están sujetas las empresas petroleras venezolanas y transnacionales, aunado a la cantidad de procesos que ésta maneja, por lo que se requiere especial énfasis en el control de su tratamiento impositivo y en la generación de otros ingresos para el Estado Venezolano derivados de esa actividad.

2. Definición de Control. Control Fiscal, Control Interno y Externo: Parlamentario, Jurisdiccional y Administrativo. El Control de Gestión.

Entendemos por **control** el acto o conjunto de ellos encaminados a lograr que un determinado objetivo se cumpla de acuerdo con metas previamente trazadas o con normas previamente establecidas. Llevar el control de un sistema o proceso implica su fiscalización y vigilancia en cuanto a la marcha del ente, empresa u organismo controlado, sobre todo en lo que se refiere a la inspección y vigilancia del cumplimiento de normas legales o convencionales.

El control es hoy día uno de los principios fundamentales del derecho público moderno y uno de los elementos básicos del Estado de Derecho al procurar el respeto del orden jurídico por parte de los órganos que ejercen el poder público, asegurando la subordinación de la Administración Pública a las normas jurídicas vigentes, a los fines de resguardar los derechos de los administrados y la adecuada inversión de los ingresos y los fondos públicos. Así uno de los fundamentos elementales del Control es la defensa del patrimonio público integrado por todos los recursos y bienes propiedad del Estado, cuidando que su uso e inversión se ajuste a la Ley y a la vez sea útil y conveniente al interés público.

Podemos precisar varios tipos de control y definiremos el **Control Fiscal** como el conjunto de actos realizados por un órgano competente para garantizar que la Hacienda Pública Nacional se maneje con sujeción a la legislación vigente, cuya finalidad va dirigida a brindar la protección del patrimonio de la Nación y garantizar la correcta y legal utilización de los recursos públicos, recayendo sobre la gestión fiscal de la Administración.

Clasificaremos el **Control Interno** y **Control Externo** según la ubicación del órgano de control con respecto al servicio o ente controlado, entendiendo por el primero (Interno), también llamado **Control Administrativo Propiamente o Control Jerárquico**, el ejercido por los órganos de la propia Administración, el cual corresponde al jerarca, es decir, aquel que está colocado en la cúspide de una organización administrativa cualquiera, ejerciendo así el control sobre sus subordinados para ver y detectar cómo realizan la función administrativa que les corresponde ejercer. En este sentido, el jerarca además tiene potestad sancionadora o disciplinaria para materializar el control en casos que detecte que subalternos hayan incumplido o transgredido normas, órdenes o instrucciones, violentando con ello el interés público. Por su parte, el **Control Fiscal Externo** es ejercido por organismos que no pertenecen al servicio o estructura del ente, sino que están en una esfera distinta e independiente al ente controlado, y se lleva a cabo mediante órganos del poder público no subordinados y que están en una esfera diferente de la administración activa. Dentro de este tipo de control se distingue el **Control Parlamentario**, el **Control Jurisdiccional** y el **Control Administrativo**.

El **Control Parlamentario** es de gran importancia pues se aproxima más al concepto de soberanía popular, ya que es a través de este control como el pueblo se asegura por intermedio de los representantes naturales que han electo como miembros de la Asamblea Nacional (Artículos 222 y 224 de la Constitución Nacional vigente), que sus contribuciones al sostenimiento del gasto público sean administradas adecuada y oportunamente. En nuestro país es ejercido directamente por el Poder Legislativo a través de la Asamblea Nacional (antiguo Congreso de la República), la Comisión Delegada de Energía y Minas, o Energía y Petróleo (nombre dinámico pues es cambiado en varias oportunidades pero sigue siendo lo mismo), o a través de las Comisiones Permanentes, e indirectamente por

la Contraloría General de la República (CGR) como órgano auxiliar de la Asamblea Nacional Legislativa. Este control es ejercido mediante mecanismos concretos tales como las interpelaciones, las investigaciones, las preguntas, las autorizaciones y las aprobaciones parlamentarias previstas en la propia Constitución y en las Leyes, y otro mecanismo que por ley especial se disponga, así como por moción de censura a un Ministro o a directores de las empresas del Estado por votación de 3/5 partes de los integrantes presentes de la Asamblea Nacional, conforme a lo dispuesto en el artículo 246 de la CN. Como consecuencia del ejercicio del poder parlamentario se podrá declarar la responsabilidad política de los funcionarios públicos y solicitar al Poder Ciudadano que intente las acciones legales a que haya lugar para hacer efectiva tal responsabilidad.

El **Control Jurisdiccional**, por su parte, es ejercido por los órganos de administración de justicia, es decir, tribunales a quienes la Constitución Nacional y las leyes le han asignado competencia en lo contencioso administrativo; siempre constituye una modalidad de control *a posteriori* debido a que se cumple a través de un juicio iniciado por un administrado por la interposición de una acción o recurso, mediante el cual solicita la revisión de un acto o grupo de actos que éste señala como productor de una lesión que afecta la esfera de sus derechos e intereses legítimos y directos. Este control incluye el control constitucional previsto en la propia C.N. contra los actos, sentencias o normas que violen del orden constitucional.

El **Control Administrativo** “también conocido como “autocontrol de la administración” constituye el conjunto de instrumentos jurídicos de que ella está dotada, tanto para orientar su actividad en un determinado sentido o dirección, como para enmendar sus propias decisiones. Estos controles involucran el control de tutela, el jerárquico y el de ejecución presupuestaria o presupuestal”.²

Nos sorprendió el Constituyente de 1999 con importantes cambios de rango constitucional, dentro de los cuales destaca la modificación y ampliación de la teoría de división clásica de poderes implantada por Montesquieu desde el siglo XVIII, para quien solo había tres poderes posibles en

2 Ideas aportadas de acuerdo con reglas de la Administración de Hacienda Pública colombiana, del autor Diego Younes Moreno, en su obra “Régimen del Control Fiscal”, Editorial Temis, Bogotá, Colombia, 1987, pág. 20.

el Estado: el Legislativo (que elabora las leyes y controla su cumplimiento), Ejecutivo (que ejecuta las leyes) y el Judicial (para dirimir controversias), pero el nuevo estado naciente con la Constitución de 1999 agregó dos poderes más, el Ciudadano (Consejo Moral) y el Electoral. Es en el Poder Ciudadano donde co-actúan el CGR, el FGR y el Defensor del Pueblo como órganos de control de la gestión de las actuaciones del Estado y sus representantes. En el Poder Electoral se dispuso - al menos de forma teórica - garantizar la imparcialidad política (artículo 296 CN) de sus miembros guiada solo en el camino del bien común de la Nación. Con esos nuevos poderes se pretende en principio asegurar más el control de gestión de los órganos de gobierno, y constituyen una base para el llamado control social o contraloría social propuesta por el actual régimen imperante en Venezuela desde 1999.

Al hablar de control de la Administración Pública tenemos que aproximarnos a la idea de **tutela**, concepto que debe ir unido a una característica de autonomía, tanto en la administración propia de los recursos como independencia en sentido amplio. La tutela en sentido **técnico** conlleva la materialización de un conjunto de actos de autorización o aprobación, normalmente ejercida por entes superiores como Ministros, Directores, gerentes de alto nivel, y **tutela financiera** más vinculada a la fiscalización de todas las actividades financieras de los entes públicos, ejercido fundamentalmente en Venezuela por el Ministro del Poder Popular para la Economía y Finanzas (Hacienda), y en el caso de las empresas petroleras, como veremos más adelante, por el Ministro de Petróleo, esencialmente.

Partiendo de la autoridad que ejerce los controles sobre las empresas petroleras, podríamos identificar varios tipos de controles llevados por la Administración. Así, podríamos identificar el Control de Gestión, el Control Financiero y el Control Fiscal, además del Control Social o también llamado “contraloría social” entre otras tipologías posibles, y nos referimos a estos.

En Venezuela la CGR le corresponde llevar los sistemas de control fundamentales del Estado como órgano de control, vigilancia y fiscalización de los ingresos, gastos, bienes públicos y bienes nacionales, así como de las operaciones relativas a los mismos, conforme al artículo 287 de la CN.

Según la oportunidad en que se ejerza el control respecto al acto controlado, podemos identificar también el control previo o *a priori*, control *concomitante o coetáneo* y control *a posteriori*. El llamado “**Control a Priori**” antecede la decisión y a la vez que implica el ejercicio de una potestad que se impone a ciertos niveles autorizatorios, que se ejerce antes que el acto se perfeccione, lo que logra evitar que se cometan irregularidades. Así, la industria petrolera ha diseñado sus manuales de delegación y niveles de autoridad financiera a objeto de llevar control *a priori* sobre las actividades que éstas deban cumplir para desarrollar el objeto social de las mismas, a saber, control sobre los procesos de contratación, controles del sistema SAD, controles sobre la asignación y ejecución de contratos para obras y servicios, controles sobre la ejecución presupuestaria, la procura y adquisición de bienes y materiales, el control diario de la producción de crudos, condensados, gases, diluentes, emulsificantes, derivados y otros productos, de acuerdo con los programas y cuotas asignadas. El “**Control Concomitante o Coetáneo**” es el que se ejerce simultáneamente con la producción del acto controlado, es decir, mientras suceden los actos, y el “**Control a Posteriori**”, se realiza una vez efectuado el acto, acarrea el examen y emisión de juicios de valor sobre actos cumplidos o consumados, revisando la legalidad y sinceridad de los actos y puede dar nacimiento a medidas correctivas, sancionatorias, represivas y hasta punitivas, el cual es ejercido tanto externa como internamente.

El **Control de Gestión** es una forma de control *a posteriori* que permite al órgano contralor realizar los estudios organizativos, estadísticos, económicos y financieros de los actos cumplidos, así como para realizar análisis e investigaciones de cualquier naturaleza sobre la base de los resultados de su labor fiscalizadora, reportando el costo de los servicios públicos, los resultados de la acción administrativa y, en general, la eficacia con que operan los entes sujetos del control.

3.- El Estado dentro de un sistema de economía mixta. El sistema económico venezolano

Si hacemos una revisión al proceso de intervención del Estado en la economía veremos que en Venezuela esto ha sido posible debido a la existencia de un sistema de “economía mixta” que le concede al Estado potes-

tades propias de rango constitucional y legal de manera directa para intervenir y actuar en el proceso económico. Esta mixtura viene dada entre ese régimen político-económico contemporáneo y los sistemas capitalista y socialista, en el cual, a decir del profesor patrio Allan Brewer-Carias quien cita a W. Friedman y señala que *“el papel del Estado como empresario o regulador de la vida económica se ha convertido en lo suficientemente importante para poner en duda todos los calificativos de capitalistas o de libre empresa comunes a todos los países no socialistas, pero no tan absolutamente importante como para justificar el calificativo de socialista a los países que están en ese estadio intermedio. Venezuela, indudablemente, puede ubicarse dentro de estos sistemas de economía mixta”*.³

Ahora bien, a pesar que la Constitución Nacional de 1999 declara a Venezuela como un “Estado democrático y social de Derecho y Justicia...” (artículo 2 de la CN) y como uno de sus valores declara la democracia, y no un Estado Socialista como forzosamente algunos se empeñan en nombrarlo aunque no sea así declarado por la Constitución, el desarrollo de la política de Estado de los últimos casi 19 años ha sido influenciado y determinado por una suerte de “democracia socialista” donde se ha vendido la idea de contraloría social, y se pretende hacer creer que el control de gestión es una potestad directa del pueblo a través de las “comunidades” (ente tampoco previsto en la Constitución Nacional pero que tiene una Ley especial que las regula), “frentes de trabajadores”, “comunidades empoderadas” y a través de los “cabildos abiertos” que suele promover el Ejecutivo Nacional, pero desmeritando la verdadera contraloría social que conforme a la Constitución y las leyes le ha sido conferida a la Asamblea Nacional, cuyos miembros diputados son electos por el pueblo y tienen dentro de sus funciones el ejercicio precisamente de esa contraloría social.

Lo anteriormente indicado consigue sustento desde la propia Constitución Nacional de 1961, en sus artículos 95, 96 y 97, sobre los derechos económicos, de cuya revisión se deducía que el sistema venezolano se dispuso ser un régimen económico fundamentado en principios de justicia social promoviendo el desarrollo económico y la diversificación de la pro-

3 BREWER-CARIAS, Allan-Randolph. DERECHO ADMINISTRATIVO. TOMO I. Tercera Edición. Caracas, 1984, pág. 113. Cita al autor W. Friedmann, de su obra “The State and the rule of Law a Mixed Economy”, London, 1971, pág. 2.

ducción, y no se encontraba ubicado totalmente ni dentro de las llamadas “economías de mercado”, donde la libre competencia es la regla y las intervenciones tanto activas como reguladoras del Estado son la excepción, ni dentro de las denominadas “economías socialistas”, donde la propiedad de los medios de producción se ha estatizado o socializado totalmente, lo cual por cierto pierde cada vez más vigencia en el mundo actual.

Así, la nueva Constitución Nacional de 1999, en sus artículos 112 y 113, sintetizó este sistema de libertades y derechos económicos a manera de estatuto de libertades personales con una redacción más amplia que los propios artículos 96 y 97 de la extinta Constitución, ofreciendo (al menos teóricamente) una suerte de equilibrio entre la iniciativa privada y un régimen de libertad de empresa, comercio e industria, por una parte, pero por otra impuso la autoridad del Estado para “racionalizar y regular” la economía e impulsar el desarrollo del país. Se arremete de manera frontal contra los monopolios, complementado con leyes de la Libre Competencia desde 1992, castigando con multas y nulidades a las prácticas limitativas de la libre competencia, de lo cual lo cierto es que hoy hay un uso abusivo por parte del propio Estado excediéndose de forma desproporcionada en su intervencionismo a las empresas, con ocupaciones y expropiaciones como medidas extremas para tratar de evitar monopolios y supuestamente estimular la libre competencia, logrando un efecto contrario al ver desestimuladas las inversiones privadas, desaparecidas importantes industrias y comercios que fueron afectados con expropiaciones sin percibir al menos la “justa indemnización” garantizada por las leyes. El Estado es hoy cada día más regulador de precios, insiste en ser un Estado empresario, cuyas prácticas demuestran fracasos en cada uno de sus intentos incluso por vía de ocupaciones y expropiaciones. Parece ser entonces este Estado en la práctica un sistema más cercano a una tendencia socialista, que no ha abandonado del todo el sistema democrático de derecho (demostrado al menos a través de varias elecciones que le dan forma y legitimidad de origen al nuevo régimen), pero que en la práctica en sus actuaciones se acerca más a un régimen de corte “comunista - socialista”, lejos de ser un régimen demócrata de libertades, con una economía en franco decrecimiento y recesión.

A pesar de que el Estado venezolano tendía a proteger, o al menos debe proteger la iniciativa privada, se permite y así ocurre de hecho, una gran

intervención tanto en su obligación reguladora como en funciones activas en la cadena “productiva”, tales como la del “Estado Empresario”, el “Estado Hotelero”, el “Estado Productor”, entre otras formas. El Estado marca las políticas económicas y sociales a las cuales el sector tanto privado como público debe someterse, pero además teniendo una amplia participación sometida de manera material a escasos límites.

Ésta marcada intervención del Estado en la vida económica, a decir de la mayoría calificada, solo persigue uno de los fines de la sociedad y del Estado: “*la búsqueda del desarrollo económico y social del país*”, aunque precisamos que su ámbito y actuación dentro del sistema económico debe estar orientado a propugnar el desarrollo económico y social, y elevar el nivel de vida de la población a través de mecanismos de redistribución de la riqueza, y dejar al sector privado, fundamentalmente, el desarrollo y evolución de la economía como mecanismo para asegurar la soberanía económica del país y enrumbar así el verdadero progreso social.

Conforme a lo dicho, el Estado Venezolano en base a su habilitación constitucional para intervenir en la vida económica y social para el cumplimiento de sus fines, adopta roles activos, y siguiendo las nociones que nos aporta el autor citado Allan Brewer-Carías, ha adoptado en particular cinco (5) formas o funciones esenciales: 1. **Estado Regulador**, limitando su intervención a regular legalmente y controlar las actividades privadas (p.e. Ley de Bancos y otros Institutos de Créditos); 2. **Estado Promotor o de Fomento**, donde la intervención se dirige a estimular e incentivar las iniciativas privadas en determinadas áreas de la economía (Ley de Mercado de Capitales); 3. **Estado Prestador de Servicios**, con una intervención activa y directa que caracteriza a un Estado por la asunción por el mismo y generalmente en forma de monopolio, de ciertas actividades con carácter de servicio público (servicio postal, servicio eléctrico, CANTV); 4. **Estado Planificador**, donde la intervención persigue el ordenamiento de la totalidad de la economía hacia la consecución de objetivos de planificación del desarrollo económico y social; 5. **Estado Empresario**, donde la intervención es también activa y directa, pero en actividades industriales y comerciales que no tienen el carácter de servicio público, como es el caso de las industrias que el Estado se ha reservado dentro de los límites constitucionales y legales o de las actividades que ejerce a través de empresas, en concurrencia con el sector privado.

Es precisamente a este tipo de intervención en la vida económica nacional a la que debemos referirnos basados en esa necesidad que visualizó el constituyente del '61 y ha repetido el del '99, de reservarse el petróleo, su explotación y control, como actividad fundamental que ha provocado la institucionalización del sistema de economía mixta en Venezuela, donde hacemos una revisión y diversas referencias al proceso de control de la industria petrolera.

4.- Noción de Empresas del Estado. Naturaleza Jurídica de las empresas petroleras en Venezuela

Entendemos por “Empresas del Estado” aquellas sociedades mercantiles en cuyo capital la República, los Estados, los Municipios o cualquier ente descentralizado posea en forma separada o conjunta, acciones o participación en el capital en el porcentaje que determine la ley. Estas forman parte de la Administración Pública Descentralizada, son consideradas entes públicos, la ley los somete a normas de derecho público, o entes estatales no públicos que se rigen por normas de derecho privado. Entre las características esenciales encontramos que: a) tienen personalidad jurídica propia, b) se rigen por normas de derecho privado, aunque la ley puede determinar que se rijan por normas de derecho público, c) por su carácter de sociedades mercantiles su capital está representado por acciones y su estructura basada en forma una sociedad o compañía anónima, d) sus actividades se desarrollan en cualquier sector de la economía.

El Estado se ha permitido crear empresas para operar las actividades de hidrocarburos en Venezuela como parte de los entes descentralizados, como lo es Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), tal como lo señala estudiosos autores del sector petrolero patrio, y citamos a nuestro respetado jurista, profesor y amigo Dr. Román José Duque Corredor:

“No cabe duda que PDVSA es una persona jurídica estatal, de derecho privado, integrada a la organización general de la Administración del Estado como un ente de la Administración Descentralizada, con forma jurídica de sociedad anónima de la propiedad de la República de Venezuela, y sus filiales presentan como característica, además de esa naturaleza de persona de derecho privado, la de ser empresas estatales de segundo grado en cuanto pertenecen a la República a través de PDVSA”⁴

4 Intervención del Dr. Román José Duque Corredor en el debate sobre apertura petrolera del 25-04-95, citado en la obra del Despacho de Abogados “Torres, Plas y Araujo” denominada

Las operadoras de hidrocarburos venezolanas han sido creadas por mandato expreso de la propia Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos⁵ también llamada “Ley de Nacionalización”, (designada LOREICH por sus siglas), cuyo antecedente lo encontramos en la obligación que creó el Estado a las concesionarias a través de la Ley sobre Bienes Afectos a la Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos⁶, también conocida como “Ley de Reversión”, de constituir compañías anónimas para que operen las actividades de hidrocarburos, obligándoles, además, a mantener los equipos, instalaciones y demás bienes en general, en óptimo estado para el momento de transferirlos a la Nación. El Estado recibió pequeñas compañías ya constituidas por las ex concesionarias por mandato legal, que después pasarían a manos del Estado, previéndose en la Ley de Reversión los efectos indemnizatorios de los bienes que pasaron al Estado.

PDVSA nace conforme al Decreto N° 1.123 del 30 de agosto de 1975, modificado múltiples veces por los Decretos Nros. 250, 885, 1313 y 2184 de los años 1979, 1985, 2001 y 2002, respectivamente, sus estatutos fueron reformados mediante Decreto N° 3.299 del 07 de diciembre de 2004 y reforma parcial según Decreto No. 6.234 publicado en la G.O. N° 38.988 del 06 de agosto de 2008. PDVSA es la empresa líder, holding y casa matriz de la actividad petrolera venezolana, que bajo la forma de sociedad mercantil (anónima), se constituye con capitales aportados por el Estado, cuyo único y exclusivo propietario lo constituye la República Bolivariana de Venezuela. Con la nacionalización se crearon además 14 operadoras filiales de PDVSA, que fueron básicamente las exconcesionarias privadas, entre ellas Corpoven, S.A., Lagoven, S.A., Maraven, S.A., Llanoven, S.A., Meneven, S.A., entre otras, resultante de las reversiones y fusiones de sus antecesoras operadoras de hidrocarburos, que darían continuidad a las actividades primarias y derivadas en el área de exploración, explotación, refinación, transporte, almacenamiento y comercialización interior y exterior de las sustancias explotadas y refinadas, (crudos y refinados), PEQUIVEN, S.A. en el área de petroquímica, PDV Marina, S.A., en el

“Análisis Constitucional del Poder Tributario en Materia de Hidrocarburos”, de los autores Federico Araujo Medina y Leopoldo Palacios Márquez, pág. 73.

5 Ley publicada en G.O. N° 1.769, Extraordinaria, de 29-08-1975.

6 Ley publicada en G.O. N° 29.577 de 08-08-1971

área de transporte de crudos y derivados, DELTAVEN, S.A. en el área de comercialización, entre otras. Para el año 1977 se redujo las filiales operativas a 7 empresas por absorción y fusiones, para pasar luego a solo 5. En el año 1978 solo quedaron 4 empresas y para el año 1986 se resumió a las 3 grandes CORPOVEN, S.A., LAGOVEN, S.A. y MARAVEN, S.A., luego en 1997 se da la reestructuración de las empresas del holding con la creación de 4 empresas según función y negocios de la corporación bajo los nombres de PDVSA Petróleo y Gas, S.A., PDVSA Exploración y Producción, S.A., PDVSA Manufactura y Mercadeo, S.A. y PDVSA Servicios, S.A., las cuales entraron en vigencia a partir del 1-1-1998, lo cual con el correr de los años se unieron diversas sociedades mercantiles en manos de Estado, para posteriormente incorporarse múltiples empresas nacionales y foráneas al negocio petrolero, dentro del marco del exitoso proceso de participación privada denominado “apertura petrolera” durante la década de los '90.

Luego vino la migración de las empresas nacidas durante la apertura petrolera al esquema de empresas mixtas comenzando con los convenios de servicios operativos⁷, en lo que se ha conocido como la “Segunda Nacionalización”, actualmente regidas por la vigente Ley Orgánica de Hidrocarburos del 2006, su Reglamento y la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos. En este proceso también terminaron las asociaciones estratégicas y migraron al nuevo esquema mixto.

Las operadoras vistas hoy día a la luz del ordenamiento legal vigente, son entes societarios bajo la figura de compañías anónimas, cuyas fuentes las conseguimos en el Código de Comercio, Ley de Nacionalización y por supuesto, en cada acta Constitutiva Estatutaria debidamente inscrita en el Registro Mercantil. Se rigen por lo establecido en el artículo 7 de la LO-REICH, aunque precisamos allí una contradicción de orden legal, al excluirlas por exención del pago de ninguna clase de impuestos estatales ni municipales, lo que las diferencia de manera categórica de las sociedades mercantiles convencionales. Se rigen, además, por las normas de derecho común mercantil y civil con lo cual les otorga carácter de derecho privado,

7 Basada en los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de las Empresas Mixtas, aprobadas por la Asamblea Nacional el 30-03-2006, publicadas en la G.O. No. 38.410, del 31-03-2006.

pero a su vez están sometidas a normas de derecho público por cuanto la Nación es propietaria del 100% de las acciones en el caso PDVSA y sus filiales, sometidas a la Ley Orgánica de Salvaguarda del Patrimonio Público, Ley Orgánica de Presupuesto Público, Ley Orgánica de Crédito Público, Instructivos Presidenciales, etc.

Así, al analizar la naturaleza jurídica de estos entes societarios, lo debemos enfocar desde dos puntos de vistas: A) Son entes de derecho privado, sin autoridad pública, sometidos a un régimen mixto de derecho privado y de derecho público, pero predominantemente de derecho privado; no producen Actos Administrativos, a excepción de las decisiones de las Juntas Directivas en materia de responsabilidad por Ley Orgánica de Salvaguarda del Patrimonio Público, y Ley de Contrataciones Públicas, que serían revisables por vía administrativa, siendo la responsabilidad en este sentido tanto penal como administrativa; B) A su vez entendemos, coincide la mayoría de los autores que son verdaderas Empresas del Estado si tomamos el criterio patrimonial porcentual, pues es el Estado el único accionista y decide los destinos de los dividendos o ganancias que experimenten dichas empresas, por lo que se deberá tener en cuenta al analizar su administración y la responsabilidad de los empleados petroleros, normas de derecho público y disposiciones atinentes a las Empresas del Estado. Nótese que el artículo 5 de la Ley de Reversión, sometió los bienes a que se refiere esta Ley, al control y vigilancia de la Nación, cuya misión en principio debía ejercerla el antiguo Ministerio de Minas e Hidrocarburos, hoy Ministerio del PP de Petróleo, de manera que junto a la noción de verdaderas Empresas del Estado, las operadoras de hidrocarburos estarán sujetas a todas las disposiciones relativas al control y vigilancia por el Estado.

5.- Bases Constitucionales y Legales de los Sistemas de Control de la Actividad Petrolera Venezolana

El segundo párrafo del artículo 97 de la Constitución Nacional de 1961 estableció la reserva del estado sobre todas las actividades medulares de la industria petrolera. Así estableció que: *“El Estado podrá reservarse determinadas industrias, explotaciones o servicios de interés público por razones de conveniencia nacional, y propenderá a la creación y desarrollo de una*

industria básica pesada bajo su control”, de manera que el Estado creó esa posibilidad de limitar los “Derechos Económicos” de ciertos sectores de las actividades industriales o de interés públicos, reservándose su desarrollo y control por conveniencia nacional. Es así como se promulgó y publicó la Ley Orgánica que Reserva al Estado la Industria y Comercio de los Hidrocarburos (LOREICH) en Agosto de 1975, a objeto de reservar por razones de conveniencia nacional, todo lo referente a las actividades primarias de la industria petrolera, creando el Estado el vehículo jurídico que mantendría el monopolio de la actividad de hidrocarburos, lo cual constituye la base legal de la creación de la Casa Matriz de la actividad reservada, Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) y sus empresas filiales. En efecto a partir de la reserva establecida en el artículo 1 de la LOREICH, se crearon los vehículos jurídicos que le permitirían materializar dicha misión, bajo objetivos claros y transparentes, con planes de negocios estratégicos y optimizados.

El artículo 302 de la Constitución de 1999 por su parte, ratificó la reserva estableciendo que, mediante ley orgánica respectiva y por razones de conveniencia y soberanía nacional, el Estado venezolano se reserva todo lo relativo a las actividades petroleras y otras industrias, explotaciones, servicios y bienes de carácter estratégico. El artículo 303 de la Constitución vigente establece que por razones de soberanía económica, política y de estrategia nacional, el Estado se obliga a conservar la totalidad de las acciones de PDVSA o del ente creado para el manejo de la industria petrolera, exceptuando las acciones de las filiales, asociaciones estratégicas, empresas mixtas y cualquier otra que se haya constituido o se constituya como consecuencia del desarrollo de negocios de PDVSA.

Enunciado como quedó la consagración de la reserva de la actividad petrolera en el marco de los principios del sistema socioeconómico evidentemente orientado hacia la economía mixta, reserva que deviene de la conveniencia nacional, queda a su vez sometido al medio legal de una ley orgánica específica que lo regulará; pero al mismo tiempo es claro que la actividad petrolera es pues de interés público y de carácter estratégico, de modo que es y seguirá siendo la actividad petrolera la más emblemática e importante del país y fundamental para la economía del Estado venezolano.

El fundamento del “control, vigilancia y fiscalización de los ingresos, gastos, bienes públicos y bienes nacionales y operaciones relativas a los mismos”, por ende, sobre las empresas del Estado, entre las cuales ubicaremos a PDVSA y empresas estatales de segundo grado como son consideradas sus filiales, radica en el carácter eminentemente público de los recursos con que se financian en todo o parte, y a este respecto la Constitución de 1961 en sus artículos 234 y 236, ratificado su alcance en los artículos 287 y 289 de la Constitución de 1999, prevé las facultades por el Estado de fiscalización de todo cuanto concierne a los recursos públicos, confiriéndole tal función a la Contraloría General de la República. Ahora bien, la naturaleza especialísima de las empresas estatales, en particular su carácter mercantil, hace que el régimen de control, vigilancia y fiscalización que ha de aplicárseles, deba ser esencialmente distinto no solo al que rige la Administración Pública Centralizada, sino que además se realice como se determina para los institutos autónomos como parte que son de la Administración Pública Descentralizada.⁸

El segundo párrafo del artículo 187 de la Carta Magna de 1999, confiere funciones de control sobre el Gobierno y la Administración Pública a la Asamblea Nacional (Control Parlamentario), en los términos consagrados en la Constitución y la forma que la ley establezca, lo cual incluye a las corporaciones o entidades de cualquier naturaleza, donde evidentemente se recogerá a las empresas y operadoras petroleras. El control parlamentario que conocemos es el ejercido a través de las interpelaciones y por el voto de censura que ejercen los congresistas o diputados de la AN.

Por su parte, como indicamos, en los citados artículos 234 y 236 de la CN, se otorga la potestad de control, vigilancia y fiscalización de los ingresos, gastos y bienes nacionales, así como de las operaciones relativas a los mismos, a la Contraloría General de la República (CGR), regulada por la Ley Orgánica de la Contraloría General de la República y del Sistema Nacional de Control Fiscal, vigente desde el 27-11-2001, como parte del Poder Ciudadano. Conforme a dicha ley, la CGR en el ejercicio de sus funciones no está subordinada a ningún otro órgano del Poder Público, goza de autonomía funcional, administrativa y organizativa e igualmente

8 Esta es la idea que al respecto aproxima el autor Enrique Silva Cimma, en su obra “Control Público”, Publicaciones de la Contraloría General de la República, Caracas, 1.976.

de la potestad para dictar normas reglamentarias en las materias de su competencia (Art. 3 de la Ley Orgánica de la CGR). Algunos expertos estimaban que la CGR era un órgano auxiliar del Congreso, hoy Asamblea Nacional, en su función de control de la Hacienda Pública, recogiendo la facultad o potestad de control, vigilancia y fiscalización de los ingresos, gastos y bienes públicos, desarrollando amplios principios de control atinentes a la actividad de la Administración. Lo que si queda claro es que incluso se estableció la obligatoriedad y necesidad de los servidores públicos y los particulares de colaborar con los funcionarios de la Contraloría, para el cumplimiento de sus funciones, misión ésta que debe ejercer el ente contralor bajo principios de “apoliticidad” recogido en la propia ley.

El artículo 274 de la CN establece especial carácter contralor a los órganos que ejerce el Poder Ciudadano, entre cuyas facultades les otorgó la de “*prevenir, investigar y sancionar los hechos que atenten contra la ética pública y la moral administrativa, velar por la buena gestión y la legalidad en el uso del patrimonio público, el cumplimiento y la aplicación del principio de la legalidad en toda la actividad administrativa del Estado...*”. Ello supone la expresa facultad contralora de la transparencia de las gestiones de las actividades del Estado y la materialización de la participación de los ciudadanos en el ejercicio de la función contralora como expresión, al menos teórica, del ejercicio de las actividades que asigne el Consejo Moral Republicano a la Contraloría.

Dentro de las funciones de la CGR está una esencial que es el control fiscal. La Ley vigente de la CGR incluso estableció el Sistema Nacional de Control Fiscal como parte de las funciones de la CGR, y lo definió como “*el conjunto de órganos, estructuras, recursos y procesos que, integrados bajo la rectoría de la CGR, interactúan coordinadamente a fin de lograr la unidad de dirección de los sistemas y procedimientos de control que coadyuvan al logro de los objetivos generales de los distintos entes y organismo sujetos a esta Ley, así como también al buen funcionamiento de la Administración Pública*” (Art. 4 LOCGR).

En el artículo 9 de la LOCGR, se señala que están sujetos a las disposiciones de esta Ley y al control, vigilancia y fiscalización de la Contraloría

General de la República, los siguientes entes, y en particular resaltamos lo pautado en el numeral 10:

... *omissis* ...

“10. *Las sociedades de cualquier naturaleza en las cuales las personas a que se refieren los numerales anteriores tengan participación en su capital social, así como las que se constituyan con la participación de aquéllas.*” (Refiriéndose a los órganos del Poder Nacional, Estatal o Municipal y a los Institutos Autónomos, universidades nacionales y otros establecimientos o entes).

De lo anterior se infiere que, siendo PDVSA y sus empresas filiales, empresas cuyo capital social o porcentaje accionario está totalmente en manos del Estado, así como las demás empresas donde la República tiene una participación y posición de control del 60%, es obvio concluir que las mismas están sujetas a las potestades de control, vigilancia y fiscalización de la Contraloría General de la República, pero, como diremos más adelante, esta potestad estará limitada solo al control posteriori, pues la Contraloría no tiene funciones de control previo sobre las operaciones de ejecución de gastos de las empresas del Estado, donde incluimos a las operadoras de PDVSA, ni tampoco realiza un examen sistemático y permanente de las cuentas, sino que puede efectuar auditorías y funciones de control de gestión, lo cual concluye con un informe o dictamen que se lleva a conocimiento de las máximas auditorías o niveles de autoridad de la empresa. Como veremos, las sociedades anónimas tienen sus propios sistemas de control interno y externo, auditorías internas, inspecciones, exámenes, análisis, vigilancia e investigaciones típicos de las sociedades privadas, pero en el caso de las empresas petroleras, son además sometidas a controles públicos en los términos señalados.

El artículo 69 de la Ley (CGR) sujeta al control y vigilancia de la CGR a estas personas privadas con características de derecho público (tales como PDVSA y sus filiales), como parte de los sistemas de control de la administración nacional descentralizada, quedando así sujetos al control de los recursos de las entidades y empresas constituidas en fideicomiso o bajo tutela de los entes y organismos a que se refiere el citado artículo 9 de esa Ley, en cuanto a su administración financiera. Ello supone que la CGR podrá ejercer las acciones tendentes a evaluar la gestión financiera y

administrativa de PDVSA, sus filiales y demás empresas donde ella participe, incluyendo las auditorías e inspecciones, intervenciones, estudios e investigaciones dirigidas a la materialización del control.

6.- Las estructuras de Control de la Industria Petrolera Venezolana

6.1. Organización de Finanzas

Como todo ente jurídico societario de carácter mercantil, existe en PDVSA y sus filiales, organizaciones encargadas de garantizar al propietario del negocio (el Estado venezolano) el éxito y transparencia de los procesos que le son confiados, para reportar los resultados y utilidad neta esperada del mismo, el control de la correcta tributación sobre sus actividades, a la vez que se solapan otras formas de control tanto internos como externos, dada la naturaleza del tipo de empresas que son, y del propietario de sus acciones. En las diversas formas de control de la actividad petrolera venezolana encontramos estructuras organizacionales encargadas fundamentalmente de generar, administrar y supervisar dichos sistemas de control, los cuales se coordinan desde la Casa Matriz PDVSA, a través de la gerencia corporativa de finanzas y gerencias técnicas, en estrecha relación con el Ministerio de Petróleo que representa al Ejecutivo Nacional frente a la corporación, y con la colaboración con los funcionarios del Min. Finanzas (antes de Hacienda) y CGR en sus misiones fiscalizadoras, de control y vigilancia de los ingresos, gastos y bienes públicos, así como de las operaciones relativas a los mismos. Entre las misiones y competencias del Ministerio de Petróleo están:

“la regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos, así como el desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables de la industria petrolera; el estudio de mercado, análisis y fijación de precios de los productos del petróleo, la prevención de la contaminación del medio ambiente derivada de las actividades de hidrocarburos, en coordinación con el Ministerio del Poder Popular para el Ambiente”, según el enunciado de su propia página web: www.minpet.cob.ve

El Ejecutivo Nacional por intermedio del Ministerio de Petróleo, asigna áreas geográficas a las operadoras de hidrocarburos a PDVSA y demás operadoras, inclusive a empresas mixtas, a los fines de que ejecuten allí planes exploratorios, de producción, refinación, almacenamiento, transporte y comercialización.⁹ Por su parte, PDVSA asigna clientes en el mercado internacional y local a cada filial, los cuales deben atender respetando un plan corporativo de explotación y comercialización, sirviendo de marco para control, fiscalización y vigilancia de la gestión, ejecución presupuestaria, rendimientos, entre otras metas control.

Para poder visualizar los controles a los que están sometidos las empresas petroleras venezolanas, debemos observar la inmensa carga tributaria que deben soportar, lo cual requiere de grandes esfuerzos de control, vigilancia y fiscalización, y para cuyo análisis y estudio de manera didáctica tuvimos la oportunidad hace varios años de revisar los procesos y sistemas internos de control en la antigua filial CORPOVEN, S.A., muy similar en todas las filiales, conforme a las normas, políticas, instrucciones y recomendaciones de la Casa Matriz, así como del propio Ministerio de Petróleo. Recientemente hemos podido volver a revisar algunos de los controles de la actual industria mediante visita a algunas sedes de PDVSA, sin poder penetrar los detalles. Este modelo de control es similar en la mayoría de las empresas hoy en día, salvo los mecanismos de contraloría social que se han incorporado pero que no conocemos su verdadero funcionamiento y alcance sino elementos básicos que indicaremos luego.

Las empresas filiales y operadoras de petróleo disponen de organigrama de finanzas encabezado por la Gerencia General de Finanzas que a su vez dependen de la Vicepresidencia de Finanzas de la casa matriz PDVSA, del Comité Ejecutivo, la Vicepresidencia Ejecutiva y Presidencia. Las gerencias de finanzas tienen un departamento de Administración que se encarga de brindar el apoyo a toda esta organización. En la estructura vertical se cuenta con una Dirección Ejecutiva que tiene en su organización al Gerente General de Finanzas, donde también encontramos la organización de Sistemas Financieros y Contables que tiene varias gerencias esenciales,

9 Esta determinación y asignación de áreas la hace el Ejecutivo Nacional mediante Resolución del Ministerio del Despacho correspondiente, hoy Ministerio del PP de Petróleo, a su vez les transfiere los bienes recibidos por la República de conformidad con la Ley de Nacionalización (LOREICH).

que realizan las funciones: de Planificación Financiera, de Evaluaciones Económicas en procesos procura de recursos para la industria, evaluar posibles fuentes de recursos para proyectos, controlar sus gestiones, diseñar la plataforma corporativa de contratación; se rigen por Ley Orgánica de Contrataciones Públicas y su Reglamento, el Manual de Normas de Contratación de la Industria, Lineamientos a Gerencias y Comisiones de Contratación, Instructivos, Notas de Interés y recomendaciones que emanan de la Casa Matriz, incluso del Ministerio del PP de Petróleo, de la CGR, entre otras misiones importantes que desarrolla esta organización. La Tesorería maneja las Operaciones Financieras, de Inversión y Seguros, Planes y Fideicomisos. La Gerencia de Presupuesto y Gestión Corporativa, genera el presupuesto anual a partir de las planificaciones y estimaciones operacionales, hace seguimiento, control y evaluación de la ejecución presupuestaria; y la organización de Control que realiza el control interno (antes Contraloría), la cual tiene a su cargo la gerencia de contabilidad, la de control interno de gestión propiamente dicho y la de información financiera.

Existe la figura del Contralor Interno, prevista en la Ley Orgánica de la CGR, quien reporta directamente a la Junta Directiva a través de su Vicepresidente de Finanzas y al Comité Ejecutivo. En cada área funciona una Dirección Ejecutiva por función (exploración, producción, refinación, transporte, comercio) o “Distritos Operacionales”, como le denominaban, Gerencias de Finanzas de cada área, las cuales tienen también su propia organización de presupuesto, control interno, contabilidad, administración, reportan resultados funcionalmente a la Gerencia General de Finanzas de cada Dirección Ejecutiva y a la Vicepresidencia de Finanzas de la Casa Matriz, aunque operacionalmente rinden resultados al Gerente Distrital o de División, máxima autoridad en el área operacional.

6.2. Órganos de Control Interno, administrativos y operacionales de la industria petrolera venezolana. Control Previo y Control Posterior

La organización de control interno realiza actividades esenciales de:

1. Control de Seguridad del sistema administrativo SAD, a objeto de verificar el cumplimiento de los perfiles de aprobación, de las licencias de

aprobaciones, donde el nivel máximo de aprobación lo tienen los Gerentes Generales; 2. Auditoría de lotes, a objeto de controlar y verificar los gastos que genera cada trabajador por asignación; 3. Seguimiento de procesos críticos, tales como administración de contratos, procedimientos, control de activos fijos y variables, órdenes en progreso de obras y órdenes internas de inversión, entre las cuales se tienen desde pozos petroleros, proyectos de ingeniería, de yacimientos, grandes obras hasta incluso sistemas de aire acondicionado, vehículos, etc.

Aunque en todos los procesos que cumple la industria hay organizaciones de control y seguimiento a las actividades de cada departamento o gerencia, existe el llamado “Órgano de Control Interno” compuesto por Gerentes Generales de varias organizaciones, tales como: Jurídico, Auditoría, Prevención y Control de Pérdidas, quienes se encargan de abrir investigaciones y procedimientos administrativos cuando se detectan indicios de irregularidades administrativas durante la ejecución presupuestaria o control interno, es decir: es un órgano de trámite o sumariador, actuando como órgano auxiliar de la Contraloría General de la República, de acuerdo con el reglamento número Uno de la Ley de Contraloría de 1984, hoy derogada, pero cuyas funciones se mantienen en la Ley vigente; entendemos que la creación de la figura de Contralor Interno, de acuerdo con las previsiones de la vigente Ley Orgánica de la Contraloría General de la República, toda esta estructura de apoyo será redimensionada, figura esta que es designada por concurso mediante Resolución del Contralor General.

Como indicamos antes, encontramos en cada área operacional y cada Dirección Ejecutiva por función, la gerencia de control interno y gerencia de contabilidad, donde se cumplen funciones de **Control Previo** a la ejecución financiera aprobada, a objeto de verificar que se cumplan los planes, control de seguridad del sistema SAD, se lleve el control de cuentas, se realicen las previsiones a la misma, se examinan con antelación a la ejecución las transacciones u operaciones, los actos y documentos que las originan y respaldan, para comprobar el cumplimiento de las normas y políticas, tanto internas como externas, leyes reglamentos y procedimientos. En la gerencia de Informes Financiero, se diseñan y administran los estados financieros de la corporación, los flujos de cajas, estados de

ganancias y pérdidas, se lleva la contabilidad fiscal y se hacen los cálculos y pagos de impuestos. En esta gerencia se cumple una actividad de **Control Posterior** donde se chequean todos los parámetros técnico-operacionales, que luego serán reportados a la Casa Matriz y Ministerio del PP de Petróleo, para ser usados después para las revisiones, fiscalizaciones y demás controles exigidos por las normas internas y externas aplicables.

Las organizaciones de Control Interno de las Áreas Operacionales coordinan, controlan y hacen el seguimiento a las Comisiones de Contratación, Grupos de Contratación, lo cual es también cumplido por la Comisión (antes Comité) Central de Contratación, con sede en Caracas, dependiendo de los montos que serán contratados y niveles de autorización financiera, ejerciendo controles antes, durante y después de cumplidos los procesos de inscripción y selección de empresas que ejecutarán trabajos para la industria petrolera nacional, cumpliendo procedimientos de contratación, tanto en actos públicos como privados, adjudicaciones, actos motivados, procesos estos que se cumplen de acuerdo con la propia Ley de Contrataciones Públicas y su Reglamento, Reglamento Especial de la Ley de Contrataciones Públicas para los procedimientos de PDVSA y sus filiales, Manual de Normas de Contratación de la Industria Petrolera, Instructivos de PDVSA, entre otras leyes y normas aplicables. Este es un control fundamentalmente administrativo para garantizar que las actividades de contratación se cumplen lo más transparentemente posible.

Las actividades operacionales reciben apoyo de los órganos antes nombrados, quienes además tienen órganos de control operacional para llevar las mediciones, estadísticas, volúmenes y reportes de la “**producción operada**” en campo (extraídas de los diversos pozos petroleros y gasíferos), la cual se convertirá luego en la “**producción fiscalizada**” una vez que interviene el Ministerio de Petróleo durante la etapa de producción de crudos, transmisión y ventas, actividad esta de control y fiscalización administrativa, base esencial a los fines del cálculo y pago del impuesto a la explotación o regalía, impuesto al valor agregado y demás cargas tributarias de la industria.

Como indicamos antes, cada filial y empresa relacionada cuenta además, con su Gerencia de Contabilidad Operacional, con sede en cada

Dirección Ejecutiva de cada área, la cual tiene la plataforma humana y tecnológica para participar en los cierres de producción mensual en crudo, gas, azufre, coque y residuales, una vez que llegan los volúmenes de crudo producidos en los campos y son procesados, lo cual servirá de base para el cálculo de los diversos impuestos que se enterarán al fisco nacional de manera mensual y anual.

También existe la novedosa contraloría social, de la cual a pesar de no existir mayor información disponible, pudimos conocer que existen “grupos de contraloría social” integrado por trabajadores de la industria, tales como el Frente Unido de Trabajadores (FUT) que tiene varios números por área (FUT 6, FUT 7, etc.), quienes se organizan para exigir y revisar, dentro de los parámetros permitidos, las informaciones y registros de datos emanados de la misma industria petrolera, con el objeto de formular las observaciones y reparos necesarios para persuadir a los entes de control interno en el mejor cumplimiento de sus funciones.

6.3. La carga tributaria de la Industria Petrolera venezolana

Ya dijimos al principio que la actividad petrolera venezolana está sometida a una rigurosa y casi hasta confiscatoria carga fiscal, tal vez inspirada en el hecho de que el Estado venezolano por ser dueño de los productos del subsuelo, debe financiar al mayor número de cargas tanto con los resultados recaudatorios de los tributos que a esta actividad ha asignado (para las empresas operadoras y mixtas), como con el producto de sus ganancias o dividendos. Así, nos encontraremos con una diversidad de tributos que pechan el desempeño de dicha actividad, para lo cual se han diseñado varias herramientas de control que permitan llevar tantos registros como garantías de los resultados. Estos tributos de carácter nacional, por estar dicha actividad reservada al Poder Nacional, los encontramos en diversos cuerpos normativos y además son de diferentes tipos y a su vez son de diferentes categorías:

- Ley Orgánica de Hidrocarburos y Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos, disponen normas relativas a la Regalía y demás Impuestos Especiales creados para ser aplicados al ejercicio de las actividades de hidrocarburos en Venezuela, a saber: *Impuesto de Explotación o Regalía* (en

especie y en dinero) que es el derecho a una participación que el Estado-Propietario tiene sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento.¹⁰

- También soportan categorías de impuestos especiales como el *Impuesto Superficial* aplicable a la extensión superficial territorial otorgada para la explotación de hidrocarburos, e *Impuesto de Extracción* (inicial) de 1/3 del valor de todos los hidrocarburos líquidos extraídos del yacimiento.

- Las actividades aguas o corrientes medias y bajas como las de refinación, industrialización y comercialización interna, son pechadas por otros impuestos especiales: *Impuesto de Consumo Propio*¹¹; *Impuesto de Consumo General*¹²; *Impuesto de Registro de Exportación*¹³.

- Contribuciones fiscales por *Ventajas Especiales en favor de la República*, establecida en el Art. 6 de los Términos y Condiciones para la Creación y Funcionamiento de Empresas Mixtas¹⁴

- Otras Contribuciones Especiales establecida en el año 2008, en la Ley que crea la *Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios*

10 LOH establece el 30% sobre volúmenes de hidrocarburos de cualquier yacimiento, que puede ser rebajado al 20%. LOG se fijó la participación en el 20% sobre los volúmenes de hidrocarburos de cualquier yacimiento, y no inyectado, sin posibilidad de rebajas.

11 10% del valor de cada m3 de productos derivados de los hidrocarburos producidos y consumidos como combustible en los procesos y operaciones.

12 30% y 50% del precio pagado por consumidor final fijada anualmente en la Ley de Presupuesto de la República, calculado con base a cada litro de producto derivado de los hidrocarburos vendidos en el mercado interno, pago que puede ser exonerado por el Ejecutivo para incentivar determinadas actividades de interés general

13 0,1% del valor de los hidrocarburos exportados desde cualquier puerto del territorio nacional calculado sobre el precio de venta del hidrocarburo al comprador, y el vendedor tiene la obligación de presentar al Ministerio de Petróleo la factura de venta a los fines de la fiscalización, dentro de los 45 días siguientes a la fecha de zarpe del buque junto con el comprobante de pago del impuesto.

14 Norma modificada por la Asamblea Nacional y publicada en G.O. No. 38.410 del 28-09-2009. Calculada sobre el 3,33% sobre los volúmenes de hidrocarburos extraídos de cualquier yacimiento por parte de la empresa mixta operadora del campo, de la cual participan en 1,1% los municipios donde se desarrollan las actividades (30% de ese monto), y el 70% sobre los demás municipios donde se realizan actividades petroleras en proporción a su población e índices de desarrollo humano de cada entidad, y el 2,22% distribuido para el Fondo Especial para el Poder Popular (FOPO) para financiar desarrollos endógenos (nunca ha funcionado, por cierto); ii) un monto equivalente a la diferencia, si la hubiere, entre: el 50% del valor de los hidrocarburos extraídos en el área geográfica delimitada, y la suma de los pagos efectuados por la empresa mixta operadora a la República por concepto de regalías, ISLR y cualquier otro impuesto con base a ingresos, y las inversiones en proyectos de desarrollo endógeno equivalentes al 1% de sus utilidades, antes de pago de impuesto.

Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos, considerado así cuando el precio internacional de la cesta venezolana sea igual o mayor a 80 US\$/b¹⁵.

- Impuestos ordinarios aplicables a las actividades relativas al uso y aprovechamiento de los hidrocarburos: *Impuesto Sobre la Renta* (ISLR), establecido en el literal *d.* del Art. 7 en concordancia con Art. 53 (Tarifa No. 3) de la LISLR debe aplicarse por la determinación sobre base cierta a los enriquecimientos netos reportados en los resultados financieros de los titulares de enriquecimientos provenientes de actividades relativas a los hidrocarburos y conexas como la refinación y transporte, sus regalías y quienes obtengan enriquecimientos derivados de la exportación de hidrocarburos o de sus derivados¹⁶. Por su parte, quienes realicen las actividades integradas o no, de exploración y explotación de gas no asociados, de procesamiento, transporte, distribución, almacenamiento, comercialización y exportación del gas y sus componentes, o que se dediquen exclusivamente a la refinación de hidrocarburos o al mejoramiento de crudos pesados y extra pesados, deben pagar una tasa proporcional al 34% sobre los enriquecimientos anuales netos y globales obtenidos por el ejercicio de dichas actividades.

- *Impuesto al Valor Agregado* (IVA)¹⁷: el párrafo cuarto del Art. 27 de la Ley del IVA, prevé la cuota impositiva aplicable a la venta de hidrocarburos naturales efectuadas por las empresas mixtas, reguladas por la LOH, a PDVSA o cualquiera de las filiales, será igual a cero por ciento

15 Ley de Reforma Parcial del Decreto No. 8.807 con Rango, Valor y Fuerza de Ley que crea la Contribución Especial por Precios Extraordinarios y Precios Exorbitantes en el Mercado Internacional de Hidrocarburos publicada en G.O. No. 40.114, del 20-02-2013, La tarifa es de 20% sobre el precio extraordinario calculado sobre la diferencia entre el promedio mensual de las cotizaciones internacionales de la cesta de hidrocarburos líquidos venezolanos y que sea mayor al precio establecido en la Ley de Presupuesto del respectivo ejercicio fiscal; y cuando se trate de precios exorbitantes mayores de 80 US\$/b pero inferior a 100US\$/b, subirá la alícuota a 80% del monto total de la diferencia entre ambos precios, pero si es mayor o igual a 100US\$/b, sube la alícuota al 90% del monto total de la diferencia entre ambos precios, y si sube de 110US\$/b se aplica el 95% del monto total de la diferencia entre ambos precios.

16 Tasa proporcional del 50% sobre los enriquecimientos anuales netos y globales obtenidos por el ejercicio de esas actividades (Art. 7 en concordancia con el Art. 11 y literal b del Art. 53 - tarifa 3 de la LISLR)

17 Decreto N° 1.436 mediante el cual se dicta el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Reforma de la Ley que establece el Impuesto al Valor Agregado, publicado en G.O. N° 6.152 Ext., del 18-11-2014.

(0%), asimilando las empresas mixtas operadoras reguladas por la LOH a los contribuyentes ordinarios exportadores, beneficiándoles con la aplicación del régimen de recuperación de créditos fiscales previsto en la LIVA, por la venta de hidrocarburos efectuadas en el país a PDVSA y sus filiales.

- *Aporte para Ciencia, Tecnología e Innovación*, previsto en el numeral 2 del Art. 26 de la LOCTI¹⁸.

- *Aporte para programas de prevención integral social contra el tráfico y consumo de drogas ilícitas*¹⁹.

- *Aporte para el desarrollo del deporte, la actividad física y la educación física*²⁰.

Por otra parte, se establece una carga tributaria de peso particular como lo son los *Impuestos Municipales por el ejercicio de las Actividades Económicas de Industria, Comercio, Servicios o de índole similar*, establecido en la Ley Orgánica del Poder Público Municipal²¹ que faculta a los municipios a exigir, mediante ordenanzas municipales y licencias de actividades económicas, el pago de impuestos y tasas a toda persona natural o jurídica ejerza actividades económicas de industria, comercio, servicios o de índole similar de manera habitual en y desde la jurisdicción de un determinado territorio municipal, facultándoles a regular y cobrar impuestos, tasas y

18 Decreto N° 1.411 mediante el cual se dicta el Decreto con Rango, Valor y Fuerza de Ley de Reforma de la Ley Orgánica de Ciencia, Tecnología e Innovación, publicado en G.O. N° 6.151 Ext., del 18-11-2014, aplicable a empresas domiciliadas o no en la República que realicen actividades económicas contempladas en la LOH y Ley de Gas deben aportar al FONACIT el 1% cuando se trate de empresas privadas, y de 0,5% cuando se trate de empresas de capital público.

19 Previsto en el Art. 96 de la Ley Orgánica Contra el Tráfico Ilícito y Consumo de Sustancias Estupefacientes y Psicotrópicas, publicada en G.O. N° 38.337, del 16-12-2005, prevé un aporte de 1% de la ganancia neta anual percibida por las personas jurídicas, públicas y privadas que ocupen 50 trabajadores o más, destinado a programas de prevención integral social contra el tráfico y consumo de drogas ilícitas, para sus trabajadores y entorno familiar, y de allí destinarán el 0,5% para los programas de protección integral a favor de niños, niñas y adolescentes dándoles prioridad absoluta.

20 Previsto en el Art. 68 de la Ley Orgánica del Deporte, Actividad Física y Educación Física Ley publicada en G.O. N° 39.741, del 23-08-2011 que las empresas u otras organizaciones públicas y privadas que realicen actividades económicas en el país con fines de lucro (no distingue cuáles, de modo que aplica a todas), realicen un aporte equivalente al 1% sobre la utilidad neta o ganancia contable anual, cuando supere las 20.000 UT, el cual va al Fondo Nacional para el Desarrollo del Deporte, la Actividad Física y la Educación, lo cual es gestionado y administrado por el Instituto Nacional del Deporte.

21 Ley publicada en G.O. N° 39.575, del 28-12-2010.

contribuciones especiales. Las tasas varían desde el 1% al 5% sobre los ingresos brutos, aunque en el pasado hubo tasas aberrantes de hasta 7% en municipios de los Estados Anzoátegui y Zulia. Este impuesto es aplicable incluso a las empresas que firmaron acuerdos con a PDVSA en tiempos de la apertura petrolera (convenios de servicios), deben soportar además la carga tributaria de los impuestos municipales por actividades económicas de industria, comercio, servicios e índole similar.

7. Propuesta para la reconstrucción de un país con base a sus principales riquezas: Su Gente y sus recursos. ¿Liquidamos y REFUNDAMOS A PDVSA, y con ella a VENEZUELA?

La actividad petrolera debe ser controlada, revisada, fiscalizada y aprobada por la AN. La propiedad absoluta del petróleo es del Estado venezolano que ha recibido montañas de dinero desde 1976 a propósito de la nacionalización por concepto de ingresos fiscales relacionados con el negocio petrolero, y mucho más altos los ingresos en los últimos 19 años de la llamada “era bolivariana revolucionaria” motivado por los altos precios históricos en que se han cotizado. Si comparamos la cifra de 20.000 millones de dólares en que consistió el *Plan Marshall* utilizado para la reconstrucción de Europa después de la Segunda Guerra Mundial, con los más de 260.000 Millones de Dólares ingresados desde la nacionalización petrolera en 1976 hasta 1998, y quizás más del doble de esa cantidad hasta nuestros días, por una parte, más el endeudamiento público y privado y el incomprendido colapso de la economía nacional, debemos necesariamente arribar a la conclusión de que la propiedad absoluta y exclusiva del petróleo en manos del Estado, no ha sido eficiente y ha fracasado.

El gobierno usa todos los recursos que percibe por las actividades petrolera para cubrir y pagar gastos del Estado (sobre todo gasto corrientes), pero ha dejado de invertir en el negocio medular de la industria petrolera ante la declinación de los pozos y falta de inversión tecnológica, confundiendo con ello los “ingresos” de una “empresa” o compañía anónima en la que es su único accionista con “ganancias”. En una compañía competitiva los accionistas no se pueden apropiar de cuanto ingresa por el sim-

ple hecho de que aquellos tengan deudas. La compañía percibe ingresos, cubre costos, reinvierte una parte y finalmente reparte las ganancias, pero siempre reserva para la reinversión y crecimiento.

Al presentar una empresa resultados deficitarios y su deuda supere en más de 2/3 su capital pagado, y si sencillamente no tiene caja ni flujo efectivo para desarrollar su objeto social, tiene pocos caminos que tomar: i) se declara la quiebra técnica y jurídica de la empresa y se procede a su liquidación, o ii) se le reinyectan capitales frescos que le permitan tomar oxígeno para continuar su giro económico, para lo cual son los accionistas quienes tomaran esa decisión en Asamblea. Pero la Nación es la única accionista de PDVSA, la cual ha demostrado su falta de pago y de liquidez, y ante ese impago de deudas, bonos vencidos y falta de flujo para inversión, solo quedaría: a) el camino de refundarla con el cambio y adecuación de la legislación petrolera para permitir la inyección de dinero fresco volviendo a dar entrada a capitales privados en condiciones favorables para los inversionista y para la Nación, o b) liquidarla y aprovechar sus mejores activos que queden disponibles para reiniciar una nueva etapa de otra empresa petrolera nacional venezolana, y es esta la actual situación en que se encuentra PDVSA, donde lo que aparentemente ocurre es que el BCV financia a PDVSA y el gasto público creando dinero inorgánico y generando la hiper inflación actual.

Para lograr este objetivo propongo la total despolitización de PDVSA y sus filiales, designar verdaderos técnicos capacitados para dirigir el negocio, incorporando políticas agresivas de captación de talento humano, excluyendo el estamento militar y político de sus filas, al tiempo que propongo la intervención de PDVSA exigiendo la presentación de resultados a partir del examen de cuentas, interpelaciones por parte de la AN, firmando un gran acuerdo nacional que permita devolver los bienes expropiados a los inversionistas mediante suscripción acuerdos internacionales de respeto a sus derechos, lo que permitirá devolver la confianza a los inversionistas, modificando la LOH para volver a esquemas de participación mayoritaria de la República en al menos el 51% de las acciones en las empresas y otorgándole un voto de oro en la Asamblea que le permita el poder de veto, para así garantizar los derechos inalienables de la Nación, otorgando hasta

un 49% a los inversionistas privados, pero con reglas claras de inversión y respeto de los derechos de los inversionistas.

Podemos rescatar a Venezuela con el concurso de todos, pero urge para ello refundar las bases para contar con una empresa petrolera eficiente y efectiva, contando con importantes recursos, reservas probadas y tecnología de punta para lograrlo, para estimular los campos petroleros y pozos inactivos, volver a la recuperación secundaria de los pozos existentes e incrementar las inversiones en estudios de exploración y perforación de pozos. Estoy seguro que con ello nacerá otra Venezuela.

8. Conclusiones

PDVSA es propiedad del Estado Venezolano como su único accionista, de modo que priva el hecho cierto que todos los venezolanos somos “accionistas” y beneficiarios de sus negocios. Tenemos entonces como ciudadanos derecho a conocer sus resultados, a conocer a través de la Asamblea Nacional como expresión más viva de la representación del pueblo, los estados de ganancias o pérdidas que los balances deben mostrar, el reporte de dividendos, saber si el negocio es viable de la forma como se está manejando o, por el contrario, es hora de dar una “vuelta de timón” para comenzar a conducir la industria petrolera con los aciertos del pasado y algunos pocos del presente, para mirar hacia un futuro exitoso y volver a ubicar a PDVSA como aquella tercera empresa del ranking mundial de las operadoras de hidrocarburos. Por qué no incluso la primera?

Se conocen cifras obtenidas a través de medios públicos informativos que indican que cada año de la Administración del actual Presidente de la República en funciones, la producción petrolera ha caído 330 mil bdp; y todos debemos recordar que en sus buenos y mejores tiempos, hasta inicio del 2000 PDVSA aumentaba su producción en 159 mil bdp, es decir, que nos tomaría dos años de esa época para recuperar un año de gestión del Presidente Maduro. La producción ha descendido a niveles críticos y acelerados viniendo de 3.5 Millones de barriles diarios y proyecciones anteriores de hasta 5.5 Millones de barriles diarios, a nivel de 1.4 Millones barriles diarios. Entonces me planteo, podemos hacerlo? Y la respuesta que quiero dar es SÍ PODEMOS, pero cómo?

- *Volvamos a las experiencias positivas de la participación privada en el negocio petrolero*, en condiciones seguras permitamos la inversión internacional transformando las bases legales a esquemas jurídicos de permeable control fiscal, control de gestión antes, durante y posterior; hay que eliminar esa especie de complejo o estigma negativo que se ha querido inculcar en la psiquis nacional con relación a la empresa o inversión privada –sobre todo en materia petrolera- esa inversión no es solo necesaria sino que deberá convertirse en la inversión por antonomasia, excluyendo la inversión pública.
- *Eliminemos la injerencia y participación política y militar en el negocio petrolero* que por excelencia debe manejarse por expertos del área y con criterios mercantiles de orden económico – societarios de avanzada.
- *Permitamos control parlamentario que tiene la Asamblea Nacional* como máxima representación popular en conjunto con la CGR participen y sean quienes auditen y ejerzan los controles fiscales, financieros y administrativos de toda la actividad petrolera de la nación.
- *Dejemos que el sistema de justicia actúe*, persiga y castigue a los culpables del desfalco al que ha sido sometida la industria petrolera venezolana en los últimos tiempos, ampliamente conocido por todos, siendo una justicia independiente y autónoma verdadera.
- *Procuremos resolver los conflictos y arbitrajes* que actualmente libra la República en el plano internacional. Los actuales litigios de CITGO y PDVSA pueden tomar mucho tiempo para encontrar una solución válida a nivel internacional y nacional, mientras tanto, los analistas financieros y de riesgo consideran que la opción más rápida y urgente para los acreedores sería tomar acciones como la emprendida por Conoco-Phillips, quienes salieron triunfantes en el arbitraje internacional librado luego de varios años. Por todos es sabido que tenemos varios barcos tanqueros de PDVSA que no pueden navegar por aguas holandesas desde hace semanas, ante la amenaza de embargo y otras acciones impulsadas por la ganadora del conflicto en arbitraje, situación que podría generalizarse y hacer mucho más difícil la comercialización del crudo y derivados producidos por nuestra industria. Conoco se convierte así en una verdadera molestia

para el Gobierno Nacional que vive un día a la vez a ver qué pasa. No es cierto que exista una guerra económica ni tampoco es cierto que la actual situación se debe a efectos de las medidas económicas adoptadas por la Administración Trump de USA contra Venezuela, aunque dicha situación efectivamente ha agravado el duro problema de caja que ya existía.

- *Recuperemos la capacidad de exploración y producción de crudo*, pues notamos que se ha abandonado la exploración de yacimientos y perforación de pozos petroleros, que hay una pérdida acelerada, importante y progresiva entre la capacidad máxima de producción petrolera y el número de taladros activos. Conozco de primera mano, a manera de ejemplo, que una empresa de origen italiano ha bajado 26 de sus taladros en los últimos dos años, además que muchos de los taladros propios de PDVSA están en patios desarmados y esperando caja para poder reparar y recuperarlos con una altísima inversión que no se tiene disponible. Esto significa que hay muchos activos productivos que permanecen ociosos, y cada día se suman más, pero lo grave es que ponerlos en funcionamiento y reiniciar la perforación requiere de gran capital y tiempo considerable. No cabe duda que para esto la solución de fondo es procurar fondos frescos y asociarse con privados para lograrlo.
- *Detengamos la caída de producción*. Conocí la industria petrolera produciendo un poco más de 3.5 Millones mbdp, con planes de expansión y desarrollo en asociaciones estratégicas que la llevarían a 5.5 mbdp, pero por todos es sabido que hoy día la industria va en franco declive, pues según cifras OPEP para Mayo 2018 la producción petrolera venezolana estaba por debajo de 1.43 mbdp, y créanme que lo peor es que si no tomamos medidas urgentes a finales de 2018 nuestra producción podría llegar a 1.0 mbdp.
- *Propongo auditar de forma sincera a la industria petrolera y rescatarla*, y que una vez completada una auditoría clara y sincera que demuestre la verdadera situación de los balances de la industria, sea nombrada una comisión de alto nivel apolítica que terminará presentando un plan de recuperación de los activos viables de salvación, honre

el pago de la cuantiosa deuda incluyendo los bonos adeudados a todos sus acreedores y le presente a la nación un plan sincero que permita concluir si podemos salvarla elaborando un nuevo marco legal que permita modificar y adecuar la empresa a los estándares internacionales que antes tenía o, por el contrario, sencillamente y al mejor estilo *ius privatista* del derecho mercantil, anunciar a la nación el proceso de quiebra mercantil de PDVSA, devolviéndola a su esencia, liquidando sus activos no productivos, empresas filiales menos productivas y que no forman parte del negocio neural de dicha industria, dejando a un lado las actividades no relacionadas con el negocio (como la agrícola, planes alimentario, de viviendas, etc.), abandonar y extinguir los convenios internacionales de cooperación internacional que permite cambiar cientos de barriles de crudo diario por supuestos servicios o no sabemos qué más productos que provienen de algunas islas caribeñas, abonando así el camino para la constitución de una nueva industria que podría fundarse a partir de las ruinas de activos salvables de la actual.

- *Recuperemos a nuestro mejor socio comercial internacional, EEUU,* nación que por años no solamente ha cumplido sino que prepaga los embarques de petróleo que les vendemos, por cierto el mayor volumen del pasado antes de empeñarnos con los chinos y rusos. En definitiva, siendo ese el mejor mercado y el más cercano y, por lo tanto, más económico y rápido para las entregas, además de contar en sus territorios con refinerías diseñadas para procesar solo el crudo venezolano, sin duda que ese deberá volver a ser el mercado que debemos explotar, a partir del levantamiento de las sanciones económicas que se han dispuesto desde el gobierno del presidente Donald Trump contra funcionarios y empresas venezolanas.
- *Seamos más honestos y exhortemos a la República a honrar sus deudas,* pues solo hace pagos o abonos selectivos (como el Goldman), pero actualmente solo ha mostrado interés en pagar el bono PDVSA 2020 debido a que tiene a CITGO con cientos de activos como subyacente, y ha anunciado que pagará el vencido ya bono ELECAR 2018 por intereses privados pero no termina de pagar. Aseguran los más conocedores que si el mercado comprueba esta preferencia en pagos,

se empeora el escenario (Asdrúbal Oliveros, 09/05/2018). Estamos frente a un claro escenario de *default*, mientras que se conoce que de los USD 2.600 millones que no se han pagado a Mayo de 2018 por concepto de emisión de deuda, solo USD 800 se encuentran bloqueados por el custodio, de modo que hay más de USD 1.800 millones que no se sabe el estatus del pago. Esto se agrava pues China no renovó el período de gracia de la deuda venezolana, por lo que Venezuela está pagando completo a ese aliado de varios años, frente a un plazo que se venció el pasado mes de Abril 2018. Hasta mediados de Mayo se anunció que se había pagado USD 830 Millones de los USD 2.000 que se deben. Saquen sus conclusiones.

- *Propongo formalmente volver a asociarnos con inversionistas internacionales y abrir más a los nacionales*, que nos permitan salvar nuestra primera industria. Debemos asociarnos con gobiernos de confianza, confianza que debemos devolver a los inversionistas a partir de la reconstrucción de un sistema de gobierno que se aparte del populismo o socialismo mal entendido. Para ello debemos procurar socios de confianza, solventes, con empresas de reconocida solvencia y que deseen ayudarnos a hacer “reingeniería del negocio petrolero” que no es otra cosa que reinventar la industria. Se ha afirmado que actualmente Venezuela necesita algo más de 15.000 millones de dólares para comenzar su recuperación, lo cual significa que la inversión privada habrá de acompañarse con financiamiento internacional a través de organismos arto probado como salvavidas de las naciones quebradas (FMI, BM). En resumen, todo eso lo podemos lograr con refinanciamientos fiscales, inversión privada, apertura del mercado cambiario en etapas, desmontaje del control de cambio y nueva apertura petrolera al mejor estilo de los años noventa.
- *Hay que controlar la inflación*. Un ajuste de choque e inmediato clama para evitar el demonio galopante de la hiper inflación instalada en nuestro país, pues la acumulación de tantos años de desequilibrio en la balanza de pagos y en la economía nacional ha agudizado la peor de las crisis jamás vividas, pero con una industria petrolera bien manejada, despolitizada, desmilitarizada y controlada, con seguridad permitirá al país recuperarse más rápidamente.

- *Mientras tanto, yo sigo aquí “echándole pichón” y apostando a mi industria petrolera.*

Este ejemplar
se terminó de imprimir
en Caracas en julio del año
2018. Para su diseño se utilizó
la tipografía Adobe Garamond
Pro a 11 ptos., ha sido impreso
sobre Papel Bond 24. Se realizaron
50 ejemplares, encuadernados
en en los talleres de Que
Impresión C.A.

Como se trata de unas jornadas alusivas al Régimen Legal de los Hidrocarburos, mediante las exposiciones que fueron presentadas, se reflexionó sobre el gran impacto económico que se vivió en Venezuela durante el siglo XX con el descubrimiento del petróleo como fuente de energía y que ha servido de base para el desarrollo integral de nuestra Nación en el área energética, con la creación de nuestra principal industria, la estatal petrolera PDVSA, lo que catapultó al país en el mercado mundial de los hidrocarburos, llegando a convertirse la industria nacional en una de las primeras cinco (5) empresas petroleras del mundo.

UNIVERSITY of HOUSTON | LAW CENTER
Environment, Energy & Natural Resources Center



A beneficio de:



RODRÍGUEZ MENDOZA
ABOGADOS



BUREAU MARITIMO VENEZOLANO C.A.
AGENTES NAVIEROS
SHIP AGENTS
RIF: J-98023013-2

978 | 980 | 244 | 904 | 0

UCAB | Universidad Católica
ANDRÉS BELLO



9 789802 449040