



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE POSGRADO EN DERECHO
FACULTAD DE DERECHO**

**LA EXPROPIACIÓN INDIRECTA EN EL NUEVO RÉGIMEN ENERGÉTICO MEXICANO.
ANÁLISIS SOBRE EL RÉGIMEN CONTRACTUAL DERIVADO DE LA REFORMA
CONSTITUCIONAL Y SU RELACIÓN CON EL ARBITRAJE DE INVERSIONES.**

TESIS

Que para optar por el grado de

DOCTOR EN DERECHO

PRESENTA

ELBA MARIA ARJONA ORTIZ

TUTOR PRINCIPAL:

CARLOS HUMBERTO REYES DÍAZ

PROGRAMA DE POSGRADO DE DERECHO UNAM

COMITÉ TUTOR:

JORGE WITKER VELÁZQUEZ

FACULTAD DE DERECHO

GUILLERMO ESTRADA ADÁN

FACULTAD DE DERECHO



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Introducción	3
Capítulo I. Legislación Petrolera en México	13
1.1 Evolución de la legislación petrolera en México.	14
1.2 Reforma Energética 2013.....	26
1.2.1 Ronda Cero.....	29
1.2.2 Rondas de Licitaciones. Plan Quinquenal	33
Capítulo II. Legislación actual y contratos	38
2.1. Contrato de licencia.	47
2.2. Contratos de Producción Compartida (PSC) y de Utilidad Compartida.	59
2.3. Contrato de Servicios.....	64
2.4. Resumen los diferentes tipos de contratos.....	67
Capítulo III. Protección de las Inversiones derivadas de los Tratados internacionales y su aplicación a inversiones de en los Contratos Petroleros.	70
3.1. Principios del Derecho Internacional de Inversiones.....	71
3.2. Aplicación de las protecciones a inversiones de los Tratados internacionales en los Contratos Petroleros.	85
3.2.1. Aplicación del TLCAN en la Reforma Energética.	87
3.2.2. Reservas del TLCAN.	89
3.2.3. Sometimiento al Arbitraje de inversiones.....	91
3.2.4. Acuerdo de la Alianza del Pacífico (AAP)	94
3.2.5. Ámbito de aplicación en materia de inversiones.....	94
3.2.6. Sometimiento al Arbitraje de inversiones.....	97
3.2.7. APPRIs suscritos por México.....	98

3.2.8. Conflicto de Normas.....	99
Capítulo IV Expropiación de inversiones y rescisión de los contratos de exploración y extracción.....	107
4.1. Expropiación de las inversiones.....	108
4.1.2.1 Expropiación Directa.	111
4.1.2.2 Expropiación Indirecta.....	112
4.2. Rescisión de los contratos de exploración y extracción	123
4.2.1.1. Causal rescisión por accidentes graves	127
4.2.1.1. Rescisión Contractual	143
Conclusiones	151
Fuentes de Consulta.....	154

Introducción

El 20 de diciembre de 2013 se replanteó el sector energético en nuestro país al promulgarse y publicarse en el Diario Oficial de la Federación el Decreto que reformó los artículos 25, 27 y 28 Constitucionales (Reforma/ Reforma Energética). El decreto el cual contuvo 21 artículos transitorios en los cuales se plasmaron los acuerdos necesarios para su implementación, entre ellos, la creación de la regulación secundaria¹.

La Reforma planteó un nuevo arreglo institucional en donde se redistribuyeron las atribuciones que tenían los diversos reguladores, a saber, Secretarías de energía, Hacienda y Crédito Público, Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), Comisión Reguladora de Energía (CRE). Se otorgó autonomía constitucional a la Comisión Nacional de Hidrocarburos y a la Comisión Reguladora de Energía, al convertirlos en Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. Asimismo, se crearon reglas específicas para cada una de las etapas de la cadena productiva. En tal sentido, se otorgó a los Órganos Reguladores Coordinados atribuciones para regular las etapas de la producción, por mencionar un ejemplo, la CNH será el ente responsable de administrar las asignaciones y contratos, es decir la exploración y extracción de hidrocarburos, mientras que la CRE es la responsable, entre otros, de otorgar los permisos requeridos para el transporte, almacenamiento de hidrocarburos y el expendio al público de gasolinas.

¹Se crearon 9 Leyes Secundarias a saber: Ley de Petróleos Mexicanos; Ley de la Comisión Federal de Electricidad; Ley de Ingresos sobre Hidrocarburo; Ley de Hidrocarburos; Ley del Fondo Mexicano del Petróleo; Ley de Energía Geotérmica; Ley de los Órganos Reguladores Coordinados; Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente; Ley de la Industria Eléctrica. Adicionalmente se modificaron al menos 12 leyes existentes.

Como parte del fortalecimiento institucional se crearon dos organismos descentralizados, el primero con el objeto garantizar la gestión, el transporte y almacenamiento necesarios para el abasto seguro de gas natural, a través de la gestión el Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento Nacional dicho organismo fue denominado Centro Nacional de Control de Gas Natural CENAGAS² y el segundo se creó con el objeto de ejercer el control operativo del sistema eléctrico nacional y la operación del mercado eléctrico mayorista, acceso a la red nacional de transmisión y redes generales de distribución, dicho organismo se denominó Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)³. Adicionalmente, en materia de seguridad industrial y protección al ambiente se creó la Agencia Nacional de Seguridad Nacional y Protección al Ambiente (ASEA).

Por otra parte, con la Reforma, el Estado además de ser el rector de la política energética y regulador, participará como un competidor más al convertir a Petróleos Mexicano y a la Comisión Federal de Electricidad en empresas productivas del Estado, cuyo mandato principal es la creación de valor y el establecimiento de un régimen diferenciado en cuanto su establecimiento y organización corporativa otorgando cierta autonomía a su consejo de administración, el cual los asemeja en cuanto a estructura, a una empresa privada.

La Reforma, eliminó el monopolio estatal del sector energético, en donde sólo en casos excepcionales se permitía una participación privada mínima. Se abrió la puerta a la inversión privada tanto en el sector eléctrico como el sector de hidrocarburos.

² Para mayor referencia ver: <https://www.gob.mx/cenagas/articulos/cenagas?idiom=es>

³ Para mayor referencia ver: <http://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/Cenace/QuienesSomos.aspx>

En materia de hidrocarburos, las inversiones se permitieron en toda la cadena de valor, desde la extracción de petróleo y gas, hasta su refinación y venta al público. Para la primera parte de la cadena de valor, es decir la exploración y extracción de hidrocarburos, la inversión extranjera se permitió a través del otorgamiento de contratos de exploración y extracción (CEE), los cuales son licitados por la CNH en términos de lo previsto la Ley de Hidrocarburos. Los particulares podrán prestar servicios a Pemex en las asignaciones petroleras que mantuvo después de la Reforma, o asociarse con éste, en caso de que pretenda migrar una asignación a un CEE.

Tras las primeras rondas de renegociación del Tratado de Libre Comercio para América del Norte (TLCAN), se ha generado un clima de incertidumbre en los inversionistas extranjeros, quienes, con la potencial denuncia del tratado, podrían sufrir afectaciones en sus inversiones en el sector hidrocarburos en México. La principal duda radica en si en dicho supuesto, el gobierno mexicano incluirá los principios de derecho de inversiones en los CEE que permiten reducir los riesgos no operativos durante la ejecución de los mismos, o si existen otros mecanismos para proteger a los inversionistas extranjeros además del TLCAN; particularmente aquellos que puedan ocasionar expropiación.

Lo anterior, ya que existen diversos riesgos operativos (riesgos derivados de la ejecución del proyecto específico) y riesgos no operativos (relacionados con el entorno en el que se ejecuta el proyecto) que pueden afectar a los inversionistas (nacionales y extranjeros) en la ejecución de los CEE. El sector de hidrocarburos al ser una industria extractiva, conlleva grandes riesgos operativos que pueden provocar desde desastres ecológicos hasta la pérdida de las inversiones, pues al perforar un pozo no se cuenta con la certeza absoluta

que éste va a ser productivo; ello, aun cuando se haya invertido una gran cantidad de dinero en el proyecto.

Por tal motivo, a fin de atraer la inversión privada no basta con tener una gran cantidad de reservas en subsuelo, sino también es necesario reducir los riesgos no operativos que pueden desincentivar la inversión privada en el sector. Por mencionar un ejemplo según la OPEP en 2014, Irak y Libia contaban con 144,211 millones de barriles de reservas probadas y 48,363 millones de barriles de reservas probadas respectivamente⁴. Sin embargo, aun con esa gran cantidad de reservas probadas, los inversionistas extranjeros decidieron invertir en otros países debido a riesgos no operativos ni geológicos⁵.

Entre los riesgos no operativos que pueden afectar la decisión invertir en un país determinado o en otro, esto es, participar en las rondas de licitaciones de los CEE en México o participar en las rondas de otros países son:

- La falta de experiencia con inversionistas extranjeros en la industria;
- Contar con un marco jurídico poco desarrollado y con cargas burocráticas excesivas; al respecto, la industria ha manifestado en diversos foros, la agilidad con la que nuestro país ha implementado la Reforma y la publicación de las leyes secundarias y demás disposiciones en un plazo de menos de dos años. Sin embargo, este tema aún puede ser perfeccionado a fin de atraer una mayor participación de la inversión privada;

⁴Organization of the Petroleum Exporting Countries, Annual Statistical Report 2014. Disponible en: https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/ASB2014.pdf

⁵ Devine Richard et al. Bargain hunting in low oil price environment: key issues for investors when bidding for hydrocarbons in new frontiers, Journal of World Energy Law and Business, 2015, Vol. 8, No. 5, p.425

- Experiencia limitada en la administración de proyectos del sector hidrocarburos;
- Falta de infraestructura, capacidad humana y tecnológica, y falta de personal capacitado con relación a la industria.

Adicionalmente, existen riesgos políticos que pueden desincentivar la inversión privada, como lo son las guerras o sublevaciones en contra del gobierno; cambios en la regulación; riesgos de corrupción; riesgo de expropiación, nacionalización y confiscación; interferencias a través de la modificación de la legislación; violaciones a los contratos. Uno de los principales riesgos de los no operativos a las inversiones, contenidos en los CEE, es la rescisión administrativa, pues implica la terminación unilateral de Contrato, por incurrir en una serie de causales determinadas por la autoridad. Lo anterior, ya que dependiendo de las circunstancias que lo originen, pueden dar pie a una expropiación indirecta.

Sin perjuicio de lo anterior, existen diversos mecanismos para mitigar los riesgos no operativos antes mencionados, entre ellos se encuentran políticas públicas; la promoción de la democracia y del estado de derecho; la inserción de cláusulas de estabilización que garanticen a los inversionistas que el régimen fiscal no será modificado en su perjuicio, manteniendo el balance económico de los contratos. Adicionalmente, los Estados buscan promover la inversión y mitigar este tipo de riesgos al suscribir tratados internacionales a fin de dar certeza jurídica a los inversionistas, otorgándoles una serie de protecciones en contra de abusos a los que puedan ser sujetos. Dichos contratos generalmente incluyen un apartado de solución de controversias, el cual posibilita la solución de diferencias en un foro internacional.

En 2013 tras la Reforma Energética, la cual abrió las puertas a la inversión privada en México, los inversionistas extranjeros recibieron las protecciones contenidas los tratados suscritos por México en materia de inversiones que en su momento excluían al sector hidrocarburos. Entre las protecciones otorgadas en la mayoría de los tratados se encuentran el trato justo y equitativo, nivel mínimo de trato, trato nacional, las restricciones en contra de las expropiaciones y la posibilidad de acudir a un mecanismo de solución de controversias en caso de violaciones a las protecciones otorgadas por los tratados.

En materia energética, el arbitraje de inversiones se ha convertido en un tema de gran relevancia desde el punto de vista geopolítico como económico⁶, el cual, en su mayoría, ha resuelto riesgos no operativos incluidos en los contratos petroleros. Entre 1977 y 2012 se iniciaron casos, cuyas reclamaciones se estiman alrededor de \$170 mil millones de dólares, de los cuales, más de \$53 mil millones fueron adjudicados.⁷ Esto es, en promedio, se adjudicó 2,200 millones de dólares por caso.

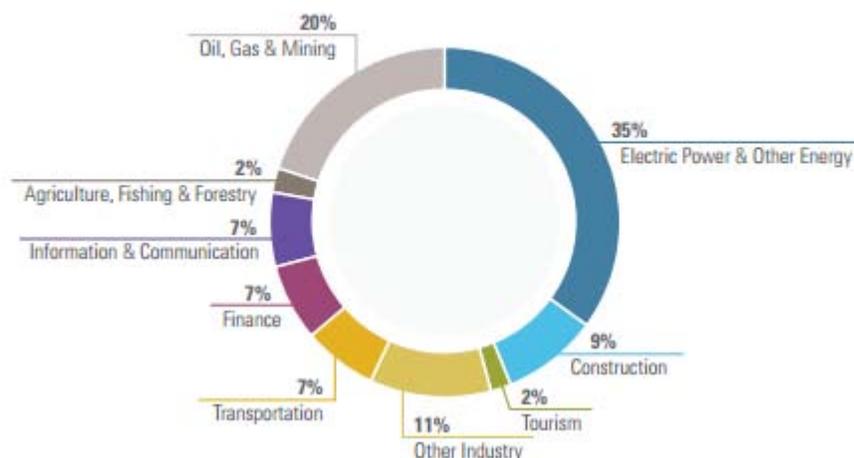
La relevancia del sector energético en el arbitraje de inversiones se refleja con el número de casos presentados ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas (CIADI). Más del 50% de los casos presentados en 2016 se relacionan con el sector energético. Siendo el 20% de las mismas relacionado con el sector hidrocarburos y minería⁸. Lo anterior, tal y como se desprende de la siguiente figura:

⁶Dupont Cédric et al. Types of political risk leading to investment arbitrations in the oil and gas sector. Journal of World Energy Law and Business, 2015, vol. 8, no. 4., p. 337

⁷ Id.

⁸ ICSID, 2016 annual report, disponible en: https://icsid.worldbank.org/en/Documents/resources/ICSID_AR16_English_CRA_bl2_spreads.pdf

DISTRIBUTION OF NEW CASES REGISTERED IN FY2016 UNDER THE ICSID CONVENTION AND ADDITIONAL FACILITY RULES, BY ECONOMIC SECTOR



Fuente: Reporte anual 2016 del CIADI.

Entre los casos resueltos en arbitraje de inversiones, se encuentra una gran cantidad de diferencias derivadas de riesgos políticos o no operativos. A continuación, se señalan algunos de ellos, los cuales reflejan la importancia de contar con un mecanismo alternativo de solución de controversias, a fin de dar certeza jurídica a los inversionistas.

- La rescisión administrativa de contratos. El Estado de Georgia necesitaba reconstruir y operar un ducto, por lo que concesionó a la empresa Tramex su operación y mantenimiento durante 30 años, otorgando derechos exclusivos para el transporte por ducto. Tras el cambio de gobierno, el nuevo primer ministro hizo arreglos con una empresa trasnacional para la construcción de un nuevo proyecto de ductos. Posteriormente la concesión fue rescindida. Tramex solicitó compensación por los daños, y después de 6 años en el procedimiento de reclamación ante el Estado de Georgia, sus accionistas iniciaron un arbitraje ante el CIADI, en el cual se declaró a Georgia culpable, requiriendo una compensación de \$98 millones de dólares.

- Expropiaciones Indirectas. Venezuela modificó el régimen fiscal aplicable a los contratos petroleros en la franja del Orinoco, primero los incrementó al 33% y posteriormente al 50%, adicionalmente, implementó medidas para que las empresas extranjeras cedieran el control de sus intereses en los consorcios petroleros al gobierno⁹. Lo cual dio pie a una gran cantidad de arbitrajes presentados ante el CIADI.

Los casos anteriores, son un pequeño ejemplo de la relevancia del arbitraje de inversiones para resolver controversias derivadas de los riesgos políticos que afectan a las inversiones del sector energético y cómo el contar con este mecanismo, facilitó la entrada de las inversiones extranjeras al país.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar las causales de rescisión administrativa, particularmente aquellas derivadas de accidentes y por cesión o cambio de control; así como la rescisión contractual, a fin de determinar si éstas pueden constituir una expropiación indirecta en términos de lo establecido los tratados internacionales. Lo anterior a fin de analizar la posibilidad de apegarse a la protección de los tratados internacionales en materia de inversiones para someter a arbitraje en materia de inversiones las controversias que surjan de la rescisión administrativa y contractual, derivadas de la aplicación del nuevo régimen energético. Ello, considerando la restricción de arbitrar las controversias derivadas de la rescisión administrativa previstos en la Ley de Hidrocarburos.

⁹ Dupont Cedric , supra nota 6

Para ello, en el capítulo primero se analizará la evolución de la legislación en materia de hidrocarburos a fin de revisar el impacto de la misma en la inversión extranjera directa. Se revisarán las restricciones que ha tenido la industria a lo largo de los años, desde la época en la que se otorgaban concesiones a particulares, generalmente empresas extranjeras, y la restricción de la participación privada en la operación tras la expropiación petrolera. Adicionalmente, se revisarán las principales características de la Reforma Energética, señalando las principales características de la misma, a fin de que el lector pueda tener el panorama completo de las implicaciones de la misma, aun cuando el presente trabajo se limite a los CEE.

En el segundo capítulo, se analizarán los CEE previstos en la Constitución como parte de la Reforma e identificarán sus principales elementos. Asimismo, se llevará a cabo un análisis comparativo de las legislaciones que han existido en nuestro país para regular la exploración y extracción de hidrocarburos.

Por otra parte, en el capítulo tercero se analizarán los principios otorgados por los tratados internacionales en materia de inversiones, mismos que le serán aplicables a los inversionistas extranjeros que participen en la industria petrolera. A través de estos principios, el Estado mexicano pretende incrementar la predictibilidad de las relaciones económicas, dar certeza jurídica al inversionista y protegerlo de abusos a los que puedan ser sujetos. Reduciendo así los riesgos no operativos que pueden afectar a las inversiones.

Asimismo, se analizará la posibilidad de acudir al arbitraje de inversiones derivado de controversias en los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Se examinará el alcance de la prohibición contenida en el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos, la cual

excluye el sometimiento al arbitraje de aquellas controversias derivadas de la rescisión administrativa. Particularmente, se analizará la aplicación de los mecanismos de solución de controversias contemplados en el Tratado de libre comercio para América del Norte. Lo anterior, toda vez que a la fecha de elaboración del presente trabajo dicho tratado es sumamente relevante y los casos resueltos mediante el mecanismo de solución de controversias han servido como precedente para diversos arbitrajes, así como para el estudio derecho de inversiones.

Finalmente, en el capítulo cuarto, se analizarán los principales riesgos de los Contratos de Exploración y Extracción a fin de determinar si es posible que exista una expropiación indirecta. Identificando las causales de rescisión y los supuestos que podrían originar una rescisión administrativa.

Capítulo I. Legislación Petrolera en México

El 20 de diciembre de 2013 se redefinió la industria petrolera mexicana al promulgarse y publicarse en el Diario Oficial de la Federación las reformas a los artículos 25, 27 y 28 Constitucionales¹⁰(Reforma y/o Reforma Energética). En materia de hidrocarburos, la Reforma atendió a la necesidad de transformar la industria después de una infortunada reforma efectuada en 2008, la cual inició con la apertura del sector energético, al autorizar la inversión privada mediante contratos de servicio de riesgo. Los cuales, permitieron a los inversionistas llevar a cabo inversiones y asumir las actividades petroleras requeridas bajo la supervisión y dirección de Pemex; quien era el titular de los derechos para la exploración y producción, y por ende el único Operador Petrolero en México. La Reforma Energética, siguió la tendencia mundial en la industria de modificar a las petroleras nacionales a fin de permitir la inversión privada en todas las etapas de la cadena productiva, manteniendo la premisa de que la Nación es propietaria de los hidrocarburos en el subsuelo. Adicionalmente, se redistribuyeron las atribuciones para regular la industria entre distintas autoridades, dejando a Pemex como un jugador más de la industria.

Previo a la Reforma Energética, existieron una serie de reformas constitucionales y a la legislación petrolera que marcaron la forma de explotar los recursos en México. La historia de la legislación petrolera mexicana demuestra cómo se modificó una industria que a inicios del siglo XX permitía la inversión extranjera, y cómo mediante una serie de reformas

¹⁰Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.

se fue excluyendo la inversión extranjera, hasta llegar a su prohibición respecto a la exploración y producción de hidrocarburos.

En el presente capítulo se analizará la evolución de la legislación petrolera para demostrar cómo las diferentes etapas de la historia han afectado la inversión privada en la industria petrolera. Se estudiarán las características de la Reforma Energética y las leyes secundarias y se analizarán las principales características de la legislación y de los contratos previstos por la Reforma en sector hidrocarburos¹¹. Lo anterior con el propósito de conocer el alcance de la apertura en materia de inversiones que surgió con la Reforma.

1.1 Evolución de la legislación petrolera en México.

La participación de los particulares en la exploración y producción de hidrocarburos ha sido uno de los principales temas de debate en la legislación petrolera; ya que ésta se relaciona directamente con la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo y la soberanía nacional.

El derecho petrolero mexicano a través de los años no ha sido estático, pues evolucionó dependiendo de las circunstancias político-sociales de cada época. Los temas más controvertidos y sobre los que versaron la mayoría de las modificaciones a la legislación son la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo y la inversión privada en la exploración y producción, mediante el otorgamiento de concesiones o contratos.

¹¹ Significa: petróleo, gas natural, condensados líquidos del gas natural e hidratos de metano. Ver: Brito Rodrigo et al. (2017), Vademécum de Energía, Ciudad de México.

Durante la época colonial, la Corona era propietaria de los minerales en el subsuelo¹²; tras la independencia, la Nación adquirió la propiedad de los bienes que pertenecían a la Corona, incluyendo la propiedad originaria de las tierras y aguas y el dominio directo de las mismas, así como los hidrocarburos del subsuelo¹³. A partir de ese momento han surgido diversas disposiciones y modificaciones respecto a la regulación de los hidrocarburos que a continuación se resume:

En el Tratado de Córdoba, suscrito entre Iturbide y O'Donojú en 1821, se pactó que, al declararse la independencia, el gobierno interino de México gobernaría conforme a las leyes vigentes en España, en tanto se creara la Constitución¹⁴. En consecuencia, al declararse la independencia, la Nación recibió los derechos que tenía la Corona española, entre ellos, la propiedad de las riquezas del suelo¹⁵.

La Declaración de 22 de agosto 1863, promulgada por Juárez establece dominio directo sobre el carbón fósil y cede el dominio útil a los ciudadanos. Régimen de propiedad conforme a la Ordenanza de Minas¹⁶.

¹² En 1783 se expidieron las Reales Ordenanzas para la Minería de la Nueva España, en las cuales se estableció que los minerales en el subsuelo eran propiedad de la Corona. Ver Álvarez de la Borda Joel, Los orígenes de la Industria petrolera en México 1900-1925, Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos, Primera Edición 2005, pag 17. ISBN 970-9476-0-0

¹³Ver Zenteno, "La Regulación de Hidrocarburos en México", Instituto de Investigaciones Jurídicas Unam, <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/1/153/6.pdf>

¹⁴ El párrafo 12 del Tratado establece: "*12. Instalada la Junta provisional, gobernará interinamente conforme á las leyes vigentes en todo lo que no se oponga al plan de Iguala, y mientras las Córtes formen la Constitución del Estado.*" Tratado de Córdoba, disponible en <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/1821B.pdf>.

¹⁵ Cárdenas García Jaime, En defensa del Petróleo, Instituto de Investigaciones Jurídicas, Unam, primera ed. 2009, México, pág. 12. ISBN 978-607-02-2071-6 disponible en: <http://bibliohistorico.juridicas.unam.mx/libros/6/2729/5.pdf>

¹⁶Zenteno supra nota.

Maximiliano de Habsburgo, otorgó las primeras concesiones, 38 concesiones en los estados de México, Puebla, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz¹⁷, para la explotación de depósitos naturales conforme a las Ordenanzas de Minería coloniales. En 1865, publicó un decreto que señalaba que nadie podía explotar petróleo sin un título de concesión¹⁸; los cuales no excluían a extranjeros, es decir, permitían la inversión extranjera directa.

El 24 de diciembre de 1901, Díaz publicó la primera ley petrolera que autorizaba al Ejecutivo el otorgamiento directo de permisos de explotación a particulares en terrenos de propiedad federal¹⁹. Con objeto de impulsar el crecimiento económico fomentó la modernización industrial a través de la apertura a la inversión extranjera. La Ley del Petróleo confirmó el derecho superficiario para extraer hidrocarburo se incluyó nuevas reglas para las concesiones petroleras, estableciendo la necesidad de solicitar autorización al Estado para la producción de hidrocarburos, mediante concesiones^{20,21}.

Las concesiones otorgadas presentaban un gran desequilibrio entre los intereses del Estado y los derechos otorgados a las empresas petroleras. La renta petrolera era nominal, existía exención de impuestos a la importación de materiales y maquinaria para la explotación²² y las áreas a explotarse eran demasiado extensas²³.

¹⁷ Ríos de la Torre Guadalupe, *La Industria Petrolera y el Imperio de las Leyes (1783-1938)*, Universidad Autónoma Metropolitana, disponible en: http://www.azc.uam.mx/publicaciones/tye/tye16/art_hist_04.html

¹⁸ Ver Zenteno, supra nota 13 pág. 81.

¹⁹ Cárdenas García, opus cit nota 15 pág. 13

²⁰ Ver Ley Petrolera de 1901, Codificación Petrolera 1887 a 1920, disponible en: http://cdigital.dgb.uanl.mx/la/1190000851/1190000851_MA.PDF

²¹ Álvarez de la Borda, opus cit, supra nota 12

²² Villegas, Gloria y Porrúa, Miguel; *De la crisis del modelo borbónico al establecimiento de la República Federal*, México Enciclopedia Parlamentaria de México del Instituto de Investigaciones Legislativas de la Cámara de Diputados, LVI Legislatura, 1997, (Serie III)

²³ Ernest E. Smith et al. *A Fifty-year Perspective on World Petroleum Arrangements*, University of Texas Publications, Inc. 1989

La Constitución de 1917, modificó el régimen de propiedad de los hidrocarburos, limitando el régimen otorgado durante el Porfiriato. La Constitución devolvió a la Nación el dominio directo de los hidrocarburos en el subsuelo y prohibió el otorgamiento de concesiones petroleras a empresas extranjeras; al señalar que:

*“ Corresponde a la Nación el dominio directo de(...)el petróleo y todos los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos.(...)el dominio de la Nación es inalienable e imprescriptible, y sólo podrán hacerse **concesiones** por el **Gobierno Federal** a los particulares o sociedades civiles o comerciales constituidas **conforme a las leyes mexicanas**, con la condición de que se establezcan trabajos regulares para la explotación de los elementos de que se trata, y se cumplan con los requisitos que prevengan las leyes”.*²⁴.

La Constitución de 1917 fue el preámbulo para una serie de conflictos que terminarían en la Expropiación Petrolera de 1938. Los inversionistas extranjeros, temían que se les expropiaran las inversiones realizadas previas a la Constitución de 1917, por lo que buscaron protección diplomática²⁵.

El 20 de marzo de 1920, mediante acuerdo, Carranza nuevamente estableció las bases para la explotación de hidrocarburos: concesiones sólo a mexicanos, preferencia propietarios de terrenos colindantes, duración de 10 años, obligación de perforar por lo menos un pozo x cada 2 km, renta anual \$ 100 por km²⁶. Dicho acuerdo fue derogado en 1923, pero la explotación continuó a pesar de la derogación.

²⁴Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de febrero de 1917

²⁵ Por citar un ejemplo, a mediados de 1918, se sostuvo una reunión entre los representantes de la industria provenientes de Estados Unidos de América con representantes de la Secretaría de Gobernación, Industria y Relaciones Exteriores. Adicionalmente, como mecanismos de persuasión para modificar la norma se utilizaron presiones diplomáticas, amenazas de invasión militar, etc. Ver. Cárdenas García, opus cit nota 15 Para mayor abundamiento ver, El petróleo. La más grande riqueza nacional. Cámara de Senadores sección de Estadística y anales de jurisprudencia. México, 1923.

²⁶ Zenteno, supra nota 13

En 1920, el presidente Carranza fue depuesto por Obregón, no reconoció a Obregón hasta la firma de los Tratados de Bucareli²⁷, en donde entre otros temas, se negoció la propiedad de las empresas extranjeras sobre el petróleo y la aplicación retroactiva del artículo 27 de la Constitución²⁸ sobre las concesiones otorgadas previamente²⁹. Asimismo, durante esa época se interpusieron una serie de amparos en contra de la aplicación retroactiva de la Constitución. Los cuales se resolvieron en favor de las petroleras, al señalar que "*cuando el superficiario hubiera realizado actos positivos, (explorar o perforar pozos (...))*"³⁰ no era aplicable el artículo 27 Constitucional por infringir el artículo 14.

Durante la administración de Plutarco Elías Calles en 1925, se expidió una nueva legislación³¹ la cual puso en riesgo los derechos de propiedad y arriendos que las compañías petroleras habían obtenido del régimen porfirista. El reglamento de la Ley del Petróleo³² establecía que las concesiones otorgadas anteriormente debían ser confirmadas ante la Secretaría de Industria, Comercio y Trabajo. Con esto, se pretendía reconocer, en cierta medida, los derechos de explotación otorgados mediante concesiones. Adicionalmente, en dicho Reglamento se estableció que los particulares podían obtener concesiones petroleras de cuatro tipos (exploración, explotación, oleoductos y refinación)³³.

A pesar de la falta de estabilidad jurídica en materia de concesiones petroleras, así como en la regulación sobre la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo, la producción

²⁷ Álvarez, supra nota 12

²⁸ Zenteno, supra nota 13

²⁹ Cárdenas García, opus cit, nota 15

³⁰ id

³¹ Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo, DOF, 31/ de diciembre de 1925

³² Reglamento de la Ley de Petróleo, DOF, 26 de abril de 1926.

³³ id

petrolera entre 1901 y 1925 se mantuvo, generando ingresos para el Estado, es decir, renta petrolera. Dichos ingresos se vieron afectados o beneficiados dependiendo de la legislación aplicable al momento. La siguiente figura refleja la producción de barriles en este periodo, así como la renta petrolera obtenida tanto en peso como en porcentaje:

Movimiento de petróleo crudo y derivados en México e impuestos pagados por la industria petrolera, 1901-1925

<i>Años</i>	<i>Producción</i>	<i>Exportaciones</i>	<i>%</i>	<i>Impuestos sobre producción</i>	<i>% ingresos totales del gobierno</i>
1901	10 345				
1902	40 200				
1903	75 375				
1904	125 625				
1905	251 250				
1906	502 500				
1907	1 005 000				
1908	3 932 900				
1909	2 713 500				
1910	3 634 084				
1911	12 552 798	901 596	7.2		
1912	16 558 215	7 729 420	46.7	494 275	
1913	25 692 291	21 330 867	83.0	767 043	
1914	26 235 403	23 365 513	89.1	1 232 930	
1915	32 910 508	24 769 332	75.3	1 942 686	
1916	40 545 712	27 268 748	67.3	3 088 368	
1917	55 292 770	46 023 740	83.2	7 074 968	
1918	63 828 326	51 767 218	81.1	11 480 964	10.8
1919	87 072 954	75 549 714	86.8	16 690 622	13.2
1920	157 068 678	145 508 949	92.6	45 479 168	21.5
1921	193 397 587	172 268 136	89.1	50 604 049	22.4
1922	182 278 457	180 866 282	99.2	58 374 155	33.6
1923	149 584 856	135 606 525	90.7	42 152 722	23.4
1924	139 678 294	129 699 788	92.9	38 952 735	21.1
1925	115 514 700	96 515 558	83.6	30 366 063	14.7

Fuente: Álvarez de la Borda Joel, Los orígenes de la Industria petrolera en México 1900-1925, Archivo Histórico de Petróleos Mexicanos, Primera Edición 2005. Pág. 35.

Para 1938, existían 1,738 concesiones otorgadas a 20 empresas que abarcaban aproximadamente 7 millones de hectáreas, siendo la compañía el Águila quien contaba con la mayoría de la producción³⁴.

³⁴ De la Peña Sánchez, Reforma constitucional del sector hidrocarburos, en Las expectativas de Petróleos Mexicanos, 76 aniversario de la expropiación petrolera. Petróleos Mexicanos, México 2014.

En noviembre de 1936, el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana presentó a 17³⁵ de las empresas petroleras con concesiones en México un contrato colectivo de trabajo para su aprobación y discusión. Amenazando a las empresas que en caso de no suscribirlo, iniciarían una huelga³⁶. Las negociaciones del contrato colectivo no prosperaron, y en 1937 estalló la huelga; la cual fue declarada existente por la Junta de Conciliación y Arbitraje. Asimismo, se iniciaron una serie de procedimientos para resolver las diferencias³⁷, las cuales concluyeron en diciembre de 1937 con el fallo emitido por la Junta³⁸ y posteriormente confirmado por la Suprema Corte de Justicia de la Nación.

Las empresas petroleras se negaron a acatar el laudo del 18 de diciembre de 1937 del Grupo No 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje. La postura altanera³⁹ de las empresas petroleras, aunado al hecho los contratos colectivos de trabajo con dichas empresas se dieron por terminados al desacatar el fallo de la Suprema Corte⁴⁰. Por tal motivo, el 18 de marzo de 1938 el presidente Lázaro Cárdenas decretó la expropiación de los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a dichas empresas petroleras. Ello, a fin de impedir graves trastornos en el país y *“evitar la paralización de los medios de transporte y de las industrias productoras, así como para proveer la defensa, conservación desarrollo y aprovechamiento de (...) los yacimientos petrolíferos”*⁴¹.

³⁵ De la Peña Sánchez, supra nota 34

³⁶ Ver: Las Resoluciones Judiciales que han forjado a México, Constitución de 1917. Suprema Corte de Justicia de la Nación. Página 58. Disponibles en: http://sistemabibliotecario.scjn.gob.mx/sisbib/CST/82250/82250_2.pdf

³⁷ Id.

³⁸ De la Peña Sánchez, opus cit.

³⁹ Ver Cárdenas del Río, Lázaro, Obras. I-Apuntes 1967-1970, México, Unam 2ª edición, 1986 p 236.

⁴⁰ Ver considerandos del Decreto que expropia a favor del patrimonio de la Nación, los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a las compañías petroleras que se negaron a acatar el laudo del 18 de diciembre de 1937 del Grupo No 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje, DOF, 18 de marzo de 1938.

⁴¹ Id.

Tal como se expresa en el Decreto expropiatorio, la medida fue consecuencia del desacato, y se tomó por causas de utilidad pública a fin de salvaguardar la seguridad energética de nuestro país. Por tal motivo, no debe entenderse como el mecanismo utilizado para evitar las concesiones petroleras; ni para prohibir la inversión extranjera directa en el sector. Ésta se llevó a cabo conforme a lo dispuesto por la Ley de Expropiación de 1936, la cual establecía que una expropiación sólo era justificable por causas de utilidad pública y mediante el pago de una indemnización que podía pagarse hasta en 10 años⁴².

La medida expropiatoria fue impugnada en diversos foros internacionales⁴³, sin embargo, los diversos foros confirmaron la medida expropiatoria se había realizado conforme a derecho⁴⁴. Adicionalmente, las compañías petroleras reclamaron el pago inmediato de la indemnización. El gobierno mexicano reconoció la obligación de pagar la indemnización correspondiente, sin embargo, dejó muy claro que no existía una regla de derecho internacional que obligara al pago inmediatamente. Este se realizaría conforme al derecho nacional⁴⁵.

Previo al decreto expropiatorio, en 1937 se creó la Administración General del Petróleo Nacional, dependiente directa del Ejecutivo Federal. El objeto de dicho organismo público era, entre otros: (i) la exploración y extracción de reservas petroleras; (ii) procurar el

⁴² Ley de Expropiación, publicada en el DOF el 25 de noviembre de 1936.

⁴³ Ver Rippey Merrill, *Las consecuencias de la Expropiación*, en *AAVV*, 1938, la nacionalización de la industria petrolera en la historia de México, México, Pemex, 2011, p 107-112.

⁴⁴ Coldwell Pedro, *La expropiación Petrolera y el legado jurídico del presidente Cárdenas en el sector energético*, en *Las expectativas de Petróleos Mexicanos*, 76 aniversario de la expropiación petrolera. Petróleos Mexicanos, México 2014.

⁴⁵ Carta del General Eduardo Hay, Secretario de Relaciones Exteriores a Josphus Daniels, Embajador de Estados Unidos de América en México, de Fecha 1º de mayo de 1940, disponible en Botella Arensi, Juan, *La expropiación en el derecho mexicano, el caso del petróleo*, México, Editorial Moderna, 1941, pag 204

desarrollo de la industria; (iii) llevar a cabo operaciones y obras respecto a la producción, adquisición, enajenación, transporte, almacenamiento, refinación y distribución. Dado el objeto social, se entiende que éste, fuera el organismo que a raíz de la expropiación se hizo cargo de los bienes expropiados a las compañías petroleras. Ilustra lo anterior el señalamiento que hizo el presidente Cárdenas en su informe presidencial del 1º de septiembre de 1938 al afirmar que se había realizado la expropiación con los siguientes fines:

"para evitar en lo posible que México se pueda ver en el futuro con problemas provocados por intereses de particulares extraños a las necesidades interiores del país, se pondrá a la consideración de vuestra soberanía que no vuelvan a darse concesiones del subsuelo en lo que se refiere al petróleo y que sea el Estado el que tenga el control absoluto de la explotación petrolífera..."⁴⁶.

Posteriormente, el 9 de noviembre de 1940 se modificó la Constitución para señalar que *"Tratándose de petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos no se expedirán concesiones"⁴⁷*. Sin embargo, aun cuando se prohibieron las concesiones, los particulares seguían participando en la industria petrolera mediante la celebración de contratos para llevar a cabo la exploración y producción. La exposición de motivos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional, estableció claramente la voluntad del legislador de mantener la participación de los particulares en la industria petrolera, señalando que:

"... la exclusión de los particulares del régimen de concesiones que el artículo 27 fija para la explotación de los recursos naturales del dominio público, no implica que la Nación abandone la posibilidad de admitir la colaboración de la iniciativa privada, sino simplemente que esa colaboración deberá realizarse en el futuro dentro de las formas jurídicas diversas de la concesión que, por una tradición

⁴⁶ Cárdenas, Lázaro, Palabras y documentos Públicos, vol. II, México, Siglo XXI, 1978, pp. 122-147.

⁴⁷ Constitución Política de Los Estados Unidos Mexicanos, artículo 27, DOF 9 de noviembre de 1940.

muy arraigada en nuestro sistema legislativo, se supone que, aunque en forma limitada y precaria, concede ciertos derechos a la explotación directa del subsuelo.⁴⁸

Lo anterior, dio origen al régimen de servicios que se mantuvo hasta la Reforma Energética de 2013. Dicho régimen implicaba que los particulares en su calidad de Contratistas, no adquirirían el derecho directo sobre la explotación del petróleo, sino una compensación equivalente a la inversión efectuada más la utilidad derivada de su inversión y esfuerzo.

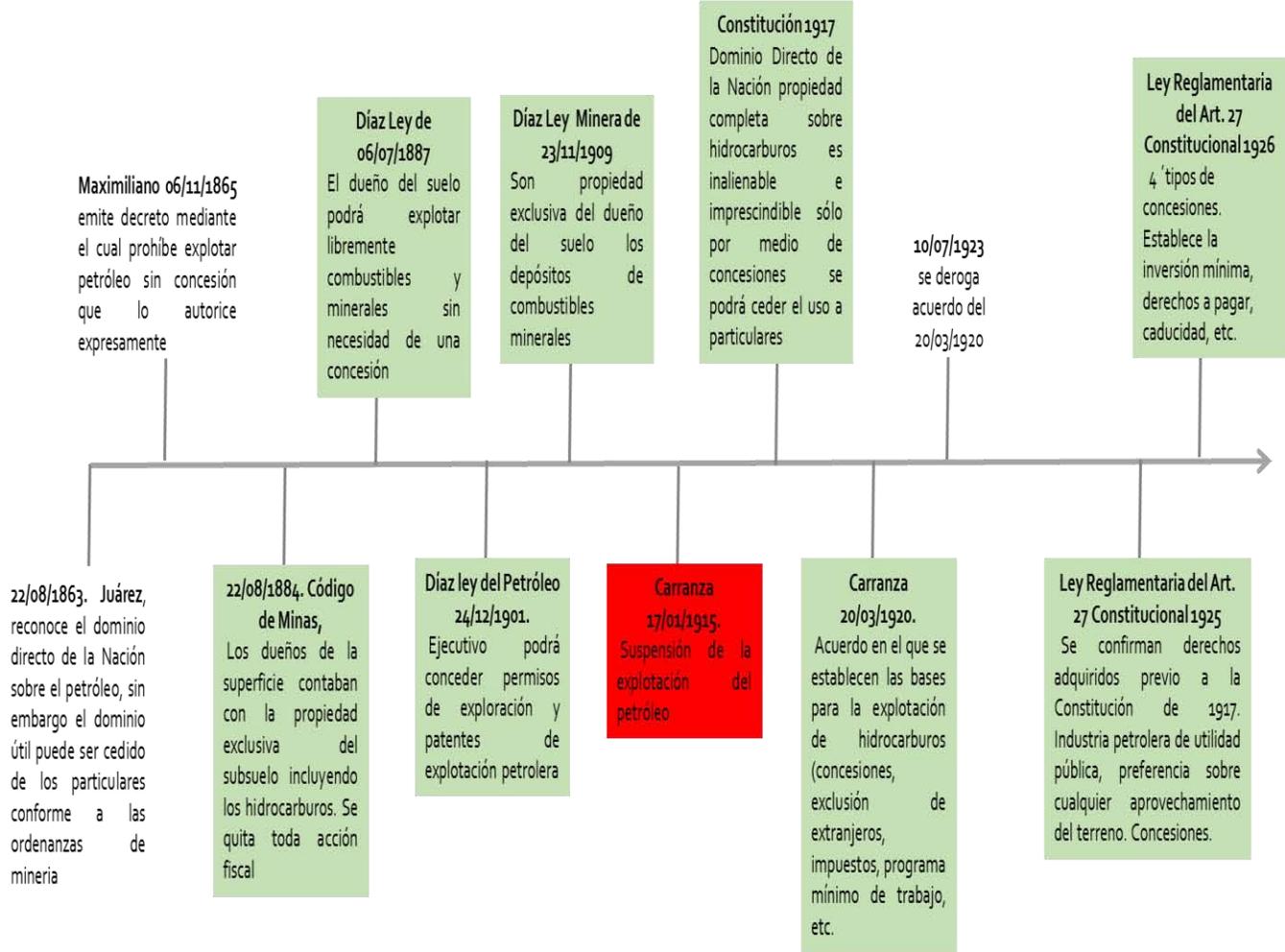
En 2008, se pretendió otorgar flexibilidad a Pemex en la contratación de obras y servicios; al crear la Ley de Petróleos Mexicanos⁴⁹, la cual permitió promover la celebración de contratos incentivados en relación a la producción y permitir la participación de inversionistas privados en el sector mediante contratos celebrados con Pemex. Dicha reforma no modificó la Constitución y fue insuficiente para alinear los intereses del Pemex y sus contratistas. En parte por la legislación y por la renuencia de aplicarla en la práctica, lo dispuesto en la nueva legislación.

En conclusión, la legislación petrolera en México, se ha modificado conforme a los ideales de cada época, para delimitar la participación de los particulares en la industria. El principal tema de conflicto desde la Independencia de México ha sido la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo y su relación con la propiedad originaria y el dominio directo de los mismos.

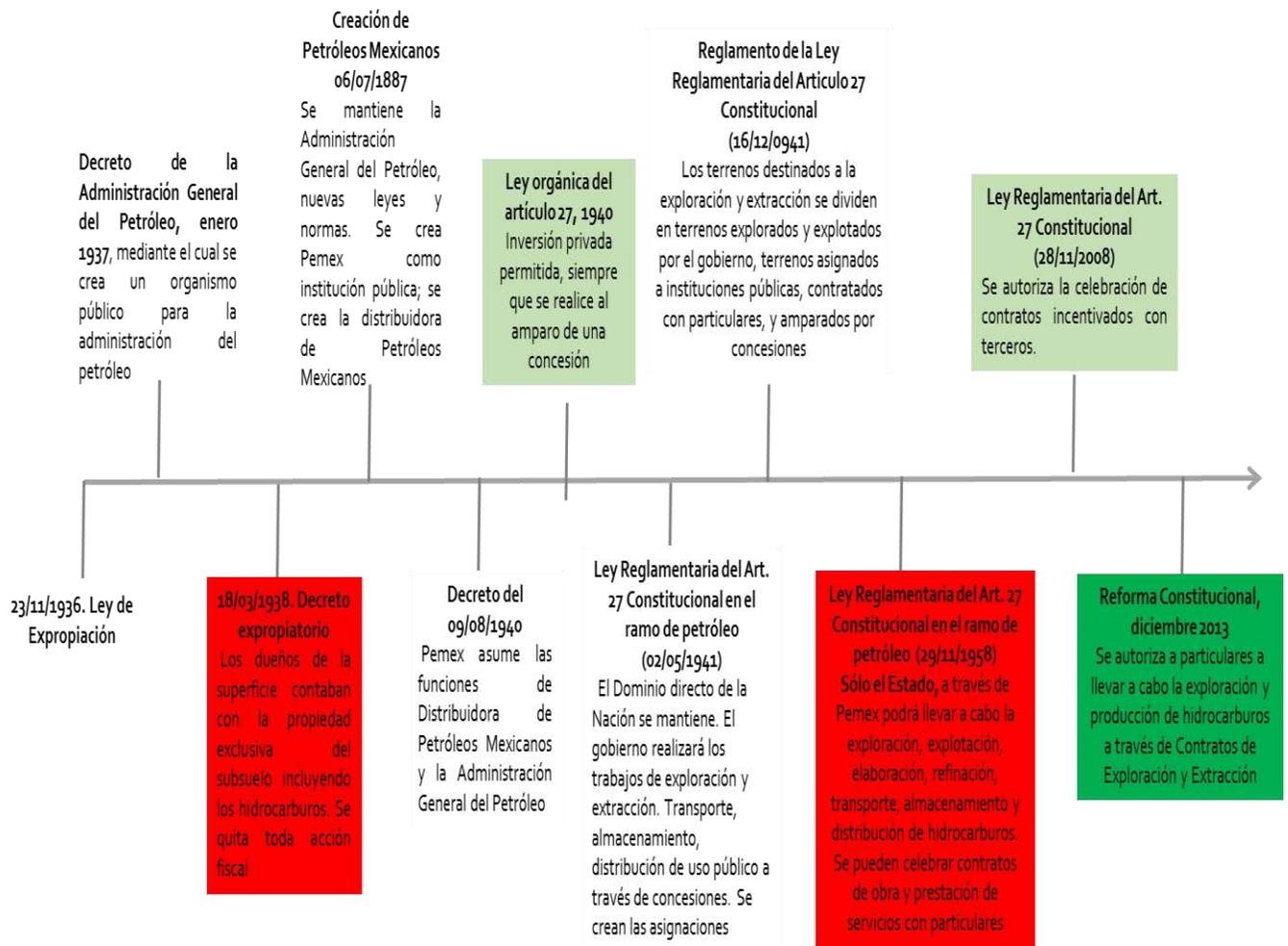
⁴⁸Ley reglamentaria expedida por el presidente Lázaro Cárdenas el 30 de diciembre de 1939 y publicada en el DOF el 9 de noviembre de 1940.

⁴⁹ Ver DECRETO por el que se expide la Ley de Petróleos Mexicanos; se adicionan el artículo 30. de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; el artículo 1 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y un párrafo tercero al artículo 1 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público; publicado en el DOF el 28/11/2008.

Las siguientes figuras resumen los cambios sufridos por la legislación petrolera en nuestro país desde 1863 a la fecha. Los cuales, tal como se explicó anteriormente, evidencian los principales hitos históricos, así como la ideología adoptada por los gobernantes de cada época. Se encuentran en verde las modificaciones que incentivaron la inversión privada en sector, mientras que señalan en rojo, aquellas que la desincentivaron o, en su caso, la limitaron.



Fuente: elaboración propia, con base en Legislación Petrolera y Zenteno, "La Regulación de Hidrocarburos en México", Instituto de Investigaciones Jurídicas Unam, <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/1/153/6.pdf>



Fuente: elaboración propia, con base en Legislación Petrolera y Zenteno, "La Regulación de Hidrocarburos en México", Instituto de Investigaciones Jurídicas Unam, <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/1/153/6.pdf>

De las figuras anteriores se observan las diversas modificaciones que se han realizado a la legislación petrolera. Las cuales, versan principalmente en permitir o prohibir la participación de extranjeros (inversión extranjera directa) en la extracción de hidrocarburos. Asimismo, se desprende, que en la Reforma Energética tuvo como característica incentivar la inversión privada en el sector. En el siguiente apartado se analizarán los principales elementos y características de la Reforma Energética y su impacto en la participación de particulares en la exploración y extracción de hidrocarburos.

1.2 Reforma Energética 2013

El 20 de diciembre de 2013, la industria energética mexicana fue redefinida tras la promulgación y publicación en el Diario Oficial de la Federación el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”(también referido como el Decreto y/o la Reforma). La Reforma siguió la tendencia en la industria energética de modificar la empresa nacional “NOC”⁵⁰, al retirar la prohibición Constitucional para otorgar directamente a los particulares la exploración y producción de hidrocarburos. Lo anterior, se logró modificando los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, con la creación 9⁵¹ leyes y modificación de 12 leyes⁵².

La Reforma instrumentó un nuevo modelo institucional, el cual siguió la práctica internacional de separación de las funciones comerciales y regulatorias⁵³, al separar las funciones otorgadas a Pemex –como operador, administrador del recurso, regulador en algunos casos y del emisor de la política pública en materia energética— entre diversas entidades. La facultad de crear políticas públicas se atribuyó al Congreso, mediante la

⁵⁰National Oil Company

⁵¹ A saber: Ley de Hidrocarburos, Ley de la Industria Eléctrica; Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia de Energía; Ley de Petróleos Mexicanos; Ley de la Comisión Federal de Electricidad; Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente; Ley Geotermia; Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos; y Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y Desarrollo.

⁵² A saber: Ley de Inversión Extranjera; Ley Minera; Ley de Asociación Público Privada; Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; Ley Federal de Entidades Paraestatales; Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público; Ley de Obras, Publicas y Servicios Relacionados con las mismas; Ley de Aguas Nacionales; Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; Ley General de Deuda Pública; Ley Federal de Derechos; y Ley de Coordinación Fiscal.

⁵³ Ver. Thurber, MC, et al, Exporting the “Norwegian Model”: The effect of administrative design on oil sector performance. *Energy Policy* (2011); doi:10.1016/j.enpol.2011.05.027, en el cual se establece un análisis comparativo del modelo Noruego y los diversos modelos utilizados a nivel mundial. El sistema Noruego el promueve la separación de funciones y fue tomado como base para la elaboración de la Reforma.

encomienda de la creación de leyes secundarias. Asimismo, la creación de disposiciones y lineamientos adicionales fue encomendada, según los temas a regular, a la Secretaría de Energía (SENER), la CNH, la CRE y a la ASEA. La implementación de la legislación y de disposiciones y lineamientos se encomendó a los órganos reguladores coordinados –CRE y CNH—, a la SENER y a la ASEA.

La parte comercial y el desarrollo de actividades petroleras por parte del Estado se encomendó a Pemex, quien seguirá participando en la industria a través de una nueva figura denominada Empresa Productiva del Estado⁵⁴. Asimismo, con la Reforma, se otorgó a Pemex la posibilidad mantener sus subsidiarias al crear la figura de las empresas productivas subsidiarias; lo cual permitió a Pemex Exploración y Producción (PEP) llevar a cabo la exploración y producción de hidrocarburos. Adicionalmente, como consecuencia de la Reforma, Pemex dejó de ser la única empresa petrolera autorizada como Operador petrolero en México, ya que existirán nuevos competidores en el sector.

El nuevo diseño institucional se plasmó no sólo con las modificaciones a los artículos 25, 27 y 28 Constitucionales, sino también en los artículos transitorios del Decreto. Los cuales sirvieron para acotar los encargos que llevarían a cabo cada una de las dependencias y entidades del sector. Asimismo, se tomó como base para la creación de la legislación secundaria emitida. Al respecto, en el artículo Décimo Transitorio se otorgaron, entre otras, las siguientes atribuciones a los diferentes actores de la industria⁵⁵:

⁵⁴ Ver Ley de Petróleos Mexicanos publicada en el DOF el 11/08/2014.

⁵⁵ Decreto Reforma supra nota 10

- **SENER:** conducción de la política energética, adjudicación de asignaciones y selección de áreas objeto de contratos, diseño técnico de los contratos, elaboración de lineamientos técnicos para licitaciones, otorgamiento de permisos de tratamiento y refinación de petróleo.
- **CNH:** proporcionar asesoría técnica en materia energética, recopilación de información geológica y operativa, llevar a cabo licitaciones de contratos de exploración y extracción y suscribirlos; administración técnica de los contratos y asignaciones, aprobación de planes de extracción.
- **CRE:** regulación y otorgamiento de permisos para el almacenamiento, transporte y distribución por ductos de petróleo y gas; acceso a ductos; ventas de primera mano.
- **SHCP:** establecer las condiciones económicas de las licitaciones.

Además del nuevo diseño institucional, con la Reforma se buscó la apertura del sector energético a la inversión privada, al señalar en el artículo 27 que la exploración y extracción de hidrocarburos se llevarán a cabo "*mediante asignaciones a empresas productivas del Estado o a través de contratos con éstas o con particulares*". Para ello, en el artículo cuarto transitorio del Decreto se establecieron los tipos de contratos a suscribirse con los particulares y/o las Empresas Productivas del Estado. Los tipos de contrato previstos fueron: servicios, utilidad o producción compartida y licencia, entre otros⁵⁶. Cabe señalar que el régimen de asignaciones establece reglas distintas al de los contratos⁵⁷.

⁵⁶Decreto Reforma Constitucional, supra nota 10

⁵⁷ La Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, establece la carga impositiva que deberá aplicarse tanto para los contratos como para las asignaciones. Los impuestos previstos para las asignaciones fueron inicialmente mayores a los de los contratos, al preverse un régimen transitorio aplicable para los ejercicios fiscales entre 2015 y 2018. Los porcentajes previstos para el derecho a la utilidad compartida se iban reduciendo gradualmente durante dichos periodos hasta llegar al 65%.

Por otra parte, con el propósito de instrumentar la Reforma se previó la redistribución de los recursos, originalmente asignados a Pemex, para adjudicarlos a la empresa que tuviera las capacidades técnicas y financieras para desarrollarlos a través de las diversas rondas de licitación de contratos de exploración y extracción; sin importar que el futuro contratista fuera un particular o una Empresa Productiva del Estado. La primera etapa para la redistribución de los campos se denominó Ronda Cero.

1.2.1 Ronda Cero.

La Ronda Cero fue la primera etapa de la Reforma, en la cual, el Estado recuperó una gran parte de los recursos petroleros⁵⁸ de la Nación, los cuales eran administrados por Pemex mediante asignaciones petroleras. El principal objetivo de esta etapa fue lograr un balance entre los recursos asignados a Pemex y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores mediante licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos. Para ello, Sener otorgó a Pemex la autorización para operar determinadas de áreas bajo un esquema de asignaciones o contratos.

La Ronda Cero se llevó a cabo al amparo del artículo Sexto transitorio del Decreto, el cual planteó la devolución de los recursos administrados por Pemex previos a la Reforma y el

⁵⁸ La Sociedad de Ingenieros Petroleros (Society of Petroleum Engineers) define a los recursos petroleros como: el "término "recursos", como se usa aquí, incluya todas las cantidades de petróleo de ocurrencia natural sobre o dentro de la corteza terrestre, descubiertas o no descubiertas (recuperables y no-recuperables), además de aquellas cantidades ya producidas. Además, incluye todas las clases de petróleo que actualmente se consideran "convencional" o "no-convencional"". SPE, Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos, http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf

procedimiento para otorgar a Pemex las áreas en exploración o en producción que podrá operar mediante un régimen de asignaciones. Dicho artículo establece lo siguiente:

"Sexto. *La Secretaría del ramo en materia de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, será la encargada de adjudicar a Petróleos Mexicanos las asignaciones...*

El organismo deberá someter a consideración de la Secretaría del ramo en materia de Energía la adjudicación de las áreas en exploración y los campos que estén en producción, que esté en capacidad de operar, a través de asignaciones. Para lo anterior, deberá acreditar que cuenta con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar y extraer los hidrocarburos de forma eficiente y competitiva (...) La Secretaría del ramo en materia de Energía revisará la solicitud (...), y emitirá la resolución (...) estableciendo en la misma la superficie, profundidad y vigencia de las asignaciones procedentes. Lo anterior tomando en cuenta, entre otros, los siguientes aspectos:

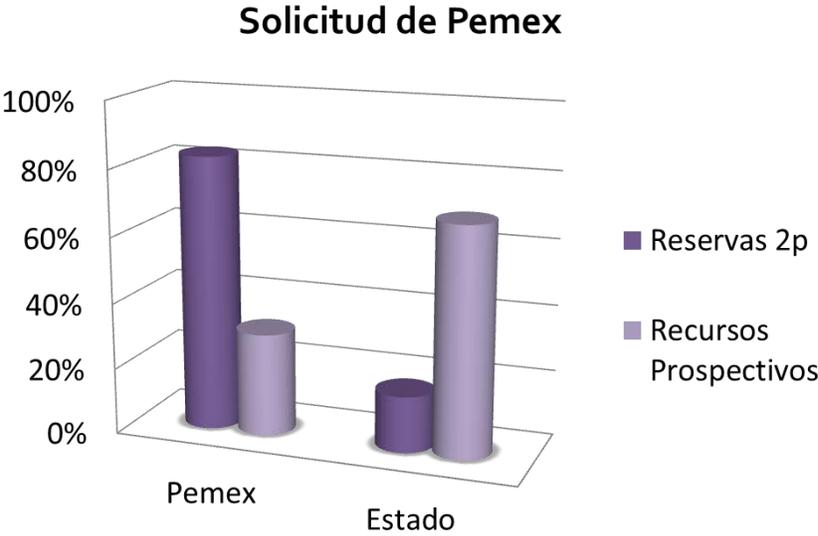
a) Para asignaciones de exploración de hidrocarburos: en las áreas en las que, a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto, Petróleos Mexicanos haya realizado descubrimientos comerciales o inversiones en exploración, será posible que, con base en su capacidad de inversión y sujeto a un plan claramente establecido de exploración de cada área asignada, continúe con los trabajos en un plazo de tres años, prorrogables por un período máximo de dos años en función de las características técnicas del campo ...

b) Para asignaciones de extracción de hidrocarburos: Petróleos Mexicanos mantendrá sus derechos en cada uno de los campos que se encuentren en producción a la fecha de entrada en vigor del presente Decreto. Deberá presentar un plan de desarrollo de dichos campos que incluya descripciones de los trabajos e inversiones a realizar, justificando su adecuado aprovechamiento y una producción eficiente y competitiva..."⁵⁹.

El 21 de marzo de 2014, Pemex solicitó a SENER, todas aquellas áreas en exploración y en producción que deseaba mantener y operar a través del esquema de asignaciones. Para lo cual debía demostrar que contaba con las capacidades técnicas, financieras y de ejecución necesarias para explorar las áreas y producir hidrocarburos. Pemex solicitó el equivalente

⁵⁹Decreto Reforma Constitucional supra nota 10

a 20.6 mil millones de barriles de petróleo crudo equivalente (MMbpce) de las reservas 2p⁶⁰(reservas con al menos 50% de probabilidad de extracción) lo cual equivale a aproximadamente el 83% de las reservas de este tipo. Adicionalmente, solicitó el equivalente a 34.8 mil MMbpce de los recursos prospectivos (recursos cuya existencia puede inferirse de la información técnica, aun cuando estos no hayan sido descubiertos⁶¹). La siguiente figura ilustra la proporción de los recursos solicitados por Pemex⁶².



⁶⁰ Los lineamientos que regulan la cuantificación y certificación de reservas, definen a las reservas 2p como la suma de las reservas probadas más probables. "Si se emplean métodos probabilistas, debería haber una probabilidad de al menos 50 por ciento que el volumen a recuperar sea igual o mayor a la estimación de 2P". Las reservas probadas son: "aquellas cantidades de Hidrocarburos que, a partir de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman con certeza razonable a ser recuperables comercialmente a partir de una fecha dada en adelante, de Yacimientos conocidos bajo condiciones económicas, métodos de operación y reglamentación gubernamental definidas. Si se emplean métodos deterministas, la intención, de certidumbre razonable expresa un alto grado de confianza en la que las cantidades serán recuperadas".

Mientras que las reservas probables son: Son aquellas Reservas adicionales que, a partir de un análisis de datos de geociencias y de ingeniería, se estiman son menos probables a ser recuperadas, comparadas con las Reservas Probadas, pero más ciertas a ser recuperadas comparadas con las Reservas Posibles. Ver LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados. Publicados en el DOF el 13/08/15.

⁶¹ Ver Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029 publicado por la Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

⁶² Datos publicados por la Secretaria de Energía para la Ronda Cero. http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Documento%20WEB%20Ronda%20CeroSSH.pdf

Una vez analizada la solicitud de PEMEX, SENER determinó las áreas que Pemex podrá mantener bajo un título de asignación. Asimismo, se determinaron las áreas que debían ser regresadas al Estado para su adjudicación a través de licitaciones. Como resultado de la Ronda Cero se Pemex mantuvo el 83% de las reservas 2p y el 21% de los recursos prospectivos de México. La siguiente figura resume los recursos otorgados a Pemex⁶³:

Reservas y recursos prospectivos otorgados

Tipo	Volumen Otorgado (mmbpce)	Otorgado/ Solicitado (%)	Superficie Otorgada (Km ²)	Reservas/ Producción (años)
Reservas				
2P	20,589	100	17,010	15.5
Recurso Prospectivos	23,447	68	72,897	5.0*
Convencional	18,222	70.9	64,489	
No convencional	5,225	58.8	8,408	

* Se calculó con base en la reserva a incorporar

Fuente: Secretaría de Energía

Las áreas que no fueron otorgadas a Pemex en Ronda Cero, serán adjudicadas mediante contratos de exploración y extracción a través de licitaciones celebradas por CNH, iniciando con ello la nueva etapa dinámica para la producción de hidrocarburos.

Se debe considerar que, hasta la Reforma, el Estado mexicano se había relacionado con los particulares a través de contratos de servicios celebrados por Pemex, en donde éste era el Operador petrolero y el titular de los derechos otorgados bajo un título de asignación. Sin embargo, con el nuevo régimen y la redistribución de las áreas asignadas, será el Estado a través de la CNH, quien suscriba los contratos con los particulares.

⁶³ Fuente: Secretaria de Energía, Ronda Cero. http://www.energia.gob.mx/webSener/rondacero/_doc/Documento%20WEB%20Ronda%20CeroSSH.pdf

1.2.2 Rondas de Licitaciones. Plan Quinquenal

Como parte de la Reforma se estableció la creación de un plan quinquenal que contuviera el desglose de áreas a licitar durante un periodo de 5 años, así como las características de las mismas. El primer plan fue el Plan Quinquenal de Licitaciones para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos entre el 2015 y el 2019 (Plan Quinquenal). El cual, estableció que se licitarán proyectos de explotación y de extracción ubicados en tierra, aguas someras, aguas profundas y en la zona de Chicontepec. La siguiente tabla ilustra la distribución de las áreas.

	Extracción	Exploración
Terrestre	170	130
Aguas someras	45	108
Aguas profundas	4	141
Crudo Extra pesado	13	
Chicontepec/ no convencionales	12	
Total	244	379

Conforme a lo previsto en el Plan Quinquenal se estimó llevar a cabo 4 Rondas de Licitación entre 2015 y 2019 con diversas convocatorias dependiendo del tipo de área contractual a licitarse. En total se planteó licitar 914 áreas: 145 En Ronda 1; 286 en Ronda 2; 279 en Ronda 3 y; 204 en Ronda 4.

La implementación de la Reforma y del Plan Quinquenal inició en 2015 con la Ronda 1, la cual constó de 4 licitaciones y tuvo como resultado la suscripción de 38 contratos

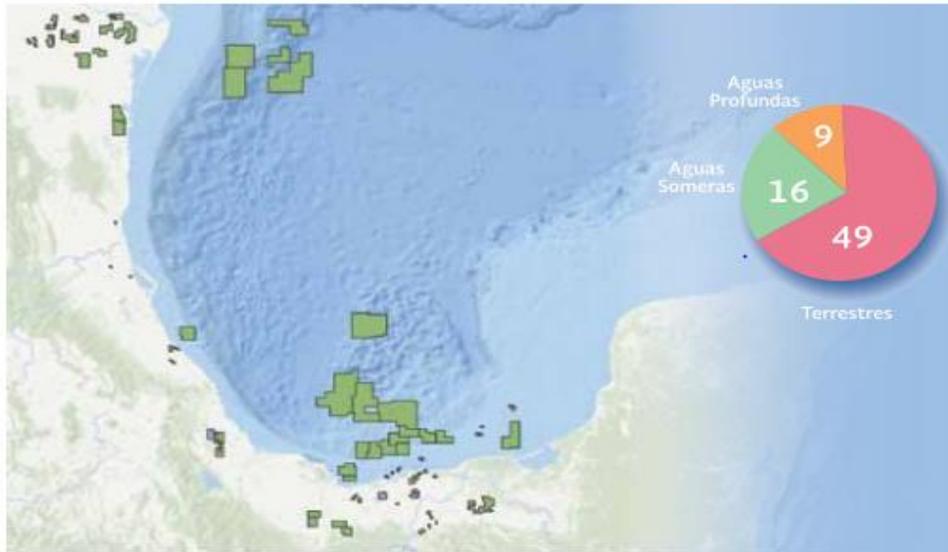
adjudicados para exploración y extracción y un contrato de asociación entre Pemex y un particular⁶⁴.

A enero de 2018 a se habían concluido 8 licitaciones derivadas del Plan Quinquenal (4 de Ronda 1 y 3 de Ronda 2) y 3 para la para seleccionar al socio de Pemex conforme al derivado de una migración con socio conforme a lo señalado en el artículo 13 de la LH (Farm Outs). El resultado de dichas licitaciones fue la adjudicación de 74 CEEs , 69 fueron resultado de las rondas de licitación llevadas a cabo conforme al Plan Quinquenal; 3 fueron el resultado de licitaciones para seleccionar al socio de Pemex (*farm-outs*) derivado de una migración con socio en términos del artículo 13 de la LH y el último fue el resultado de una migración de una asignación a un CEE en términos del artículo 12 de la LH. Lo anterior, tal y como se desprende de la siguiente figura⁶⁵:

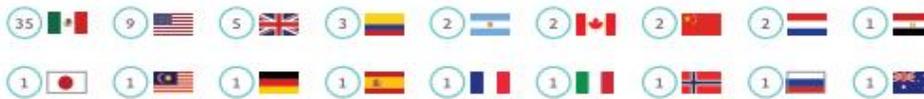
⁶⁴ Los resultados de las licitaciones se encuentran disponibles en la página <http://rondasmexico.gob.mx/>; asimismo, los contratos suscritos se encuentran publicados en la bóveda digital de la CNH, disponible en la página www.cnh.gob.mx

⁶⁵ Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos, disponible en: https://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2018/01/CifrasRelevantes_20180116.pdf

74 Contratos de exploración y extracción de hidrocarburos



70 empresas de 18 países



Licitaciones públicas internacionales



Ingresos del Estado acumulados hasta septiembre de 2017

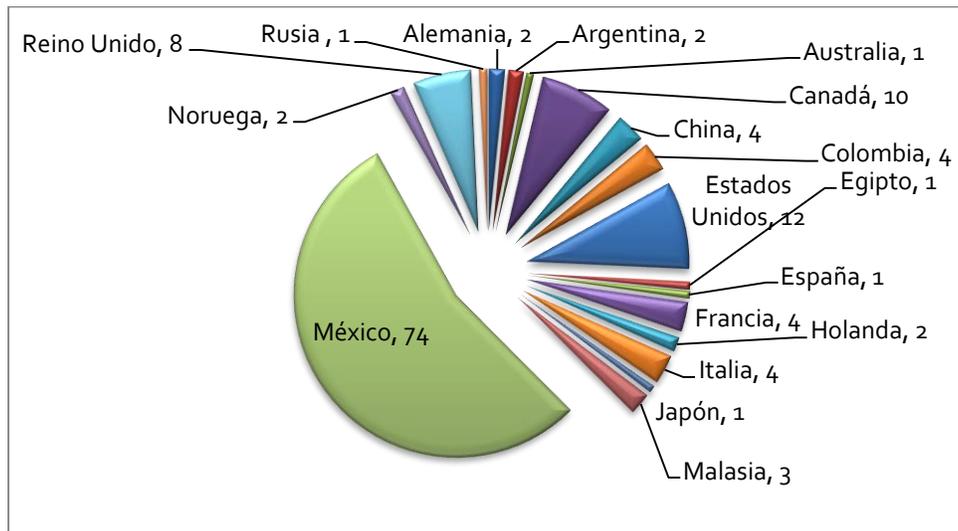


Producción durante septiembre de 2017



Los CEE antes referidos, se adjudicaron a 70 empresas de 18 nacionalidades distintas, siendo el mayor número de empresas de nacionalidad mexicana. Cabe señalar que un CEE pudo adjudicarse a más de una empresa, si éste se adjudicó a un licitante agrupado. La siguiente figura⁶⁶ refleja cómo se ha distribuido la inversión en los CEE, al señalar el número de contratos adjudicados por país en las licitaciones adjudicadas a enero de 2018.

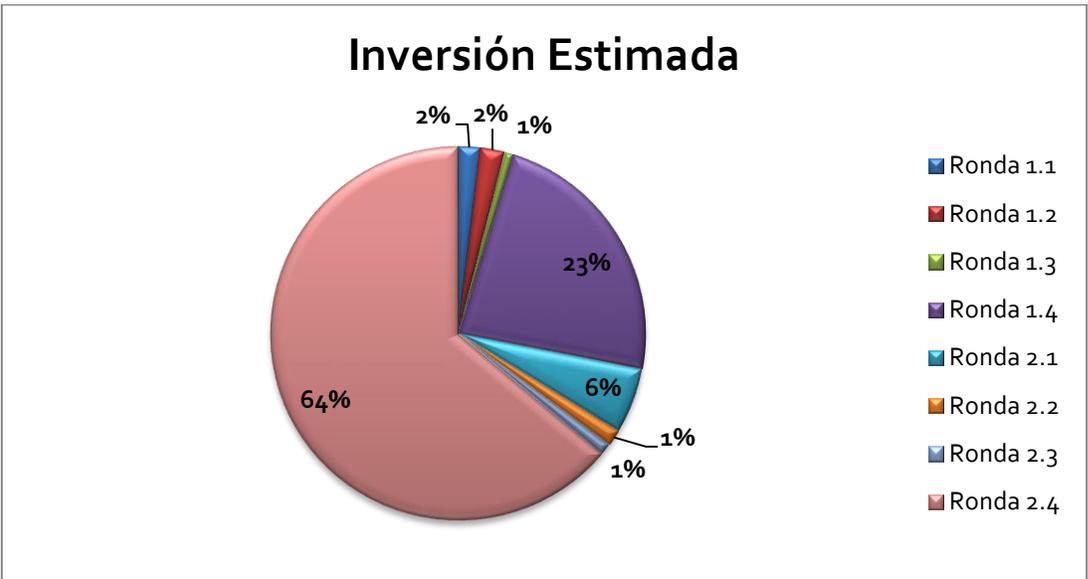
⁶⁶ Fuente: elaboración propia con información obtenida en la página de www.rondasmexico.gob.mx



Las inversiones estimadas para las licitaciones a enero de 2018⁶⁷ ascienden a 152 mil millones de dólares. Cabe señalar que el 87% de dichas inversiones se realizará en aguas profundas (Rondas 1.4 y 2.4). La siguiente figura esquematiza los montos de inversión esperados para las distintas Rondas de Licitación⁶⁸.

⁶⁷ Las 8 licitaciones concluidas incluyen 4 derivadas de la Ronda 1 y 4 de la Ronda 2.

⁶⁸ Fuente: elaboración propia con información obtenida en la página de www.rondasmexico.gob.mx



Como se puede observar, a enero de 2018, la Reforma Energética ha cumplido con el objetivo en materia de hidrocarburos, de abrir el mercado y atraer la inversión privada en el sector. Las 8 licitaciones concluidas derivadas de las primeras dos rondas han permitido atraer a empresas con capacidades distintas, las licitaciones terrestres incentivaron la creación de empresas mexicanas para la exploración y extracción al establecer requisitos de precalificación que consideraron la experiencia del personal propuesto para los puestos gerenciales.

Asimismo, la Reforma ha permitido a Pemex participar como un competidor más en la industria, de las 8 licitaciones de Rondas obtuvo 6 CEE de los cuales 3 fueron en aguas profundas y 2 en aguas someras. Adicionalmente, Pemex obtuvo tres nuevos socios derivados de los *farm outs*, todos ellos de distintos países (Australia, Alemania y Egipto), lo cual refleja el interés de los inversionistas extranjeros de participar en nuestro país y asociarse con la empresa productiva del Estado.

Capítulo II. Legislación actual y contratos

Desde el Decreto de Reforma Constitucional, en los artículos transitorios, se previeron la necesidad de otorgar contratos a particulares, previendo cuatro tipos: licencia, producción compartida, utilidad compartida y servicios. El Artículo Cuarto transitorio previó cuatro tipos de contrato que podrán ser utilizados para llevar a cabo la exploración y producción de hidrocarburos, así como las contraprestaciones que se deberá pagar el Estado a los contratistas o a la Empresa Productiva del Estado.

*" Cuarto. (...) regular las modalidades de contratación, que deberán ser, entre otras: de **servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia**, para llevar a cabo, por cuenta de la Nación, las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los hidrocarburos, sólidos, líquidos o gaseosos, incluyendo las que puedan realizar las empresas productivas del Estado con particulares, en términos de lo dispuesto por el artículo 27 de esta Constitución...*

*La ley establecerá las **modalidades de las contraprestaciones que pagará el Estado** a sus empresas productivas o a los particulares por virtud de las actividades de exploración y extracción del petróleo y de los demás hidrocarburos que hagan por cuenta de la Nación. **Entre otras modalidades de contraprestaciones, deberán regularse las siguientes: I) en efectivo, para los contratos de servicios; II) con un porcentaje de la utilidad, para los contratos de utilidad compartida; III) con un porcentaje de la producción obtenida, para los contratos de producción compartida; IV) con la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez que hayan sido extraídos del subsuelo, para los contratos de licencia, o V) cualquier combinación de las anteriores.** La Nación escogerá la modalidad de contraprestación atendiendo siempre a **maximizar los ingresos para lograr el mayor beneficio para el desarrollo de largo plazo.** Asimismo, la ley establecerá las **contraprestaciones y contribuciones a cargo de las empresas productivas del Estado o los particulares** y regulará los casos en que se les impondrá el pago a favor de la Nación por los productos extraídos que se les transfieran."⁶⁹*

⁶⁹ Decreto Reforma Constitucional, artículo cuarto transitorio, supra nota 10

Además de las contraprestaciones a las que se refiere el artículo antes citado para cada modalidad, cada modalidad o tipo de contrato implica una serie de términos y condiciones específicos, como lo son la distribución de riesgos y costos, obligaciones en materia ambiental, propiedad y entrega de hidrocarburos, etcétera.

A nivel mundial, los términos de los contratos petroleros a nivel mundial determinan los ingresos que el Estado podrá obtener de sus recursos naturales, así como el nivel de injerencia que tendrá el gobierno sobre las operaciones, es decir, si tendrá una entidad regulatoria para verificar el cumplimiento de normas ambientales, de seguridad industrial, y demás parámetros que deberán obedecer los Contratistas⁷⁰.

Al establecer los términos contractuales, para que los contratos funcionen, se espera que los Estados: i) utilicen sus facultades regulatorias, para velar por el interés público; ii) promuevan la inversión en los proyectos, y establezcan un clima atractivo para los inversionistas, que incentive el crecimiento económico y la creación de empleos, así como con la publicación de leyes y celebración de tratados en materia de inversiones, para dar certeza jurídica; iii) realicen un balance entre las necesidades del Estado y de los inversionistas para ofrecer un contrato atractivo a ambas partes.

En México, marco jurídico para poder celebrar contratos con particulares se estableció en una serie de normas que incluyen la Ley de Hidrocarburos (LH), la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos (LISH), Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Ambiente (LANSIPMA), así como sus reglamentos. La estructura planteada establece un sistema de

⁷⁰Radon, J. The ABCs of Petroleum Contracts: License-Concession Agreements, Joint Ventures, and Production-sharing Agreements. *Covering Oil: A reporter's Guide to Energy and Development*. Open Society Initiative, New York.(2005). <http://archive.Revenuewatch.org/reports/072305.shtml>.

reglas sumamente complejo, y aplicado por distintas autoridades, en donde se divide el negocio en dos enfoques, el económico y el técnico. El enfoque técnico será regulado por la CNH, mientras que el económico será regulado por SChP y por el Servicio de Administración Tributaria.

La LH establece la obligación de licitar los Contratos de Exploración y Extracción así como sus excepciones. Asimismo, señala el contenido mínimo que deberán tener los contratos, entre las cláusulas obligatorias se destacan: la de las causales de rescisión administrativa, la obligación de contar con seguros, los requisitos mínimos de contenido nacional, entre otras. Lo anterior, de conformidad con lo siguiente:

- Adjudicación vía Licitación. En términos de los artículos 11, 15 y 23 de la LH. Los contratos deberán ser adjudicados a través de licitaciones, Petróleos Mexicanos, cualquier otra Empresa Productiva del Estado y a Personas Morales, ya sea de manera individual, en consorcio o en asociación en participación.⁷¹
- Presentación de planes de exploración y desarrollo para la extracción. La CNH deberá autorizar los planes de exploración o desarrollo para la extracción⁷², los programas anuales de inversión y operación de los Contratos para la Exploración y Extracción⁷³. Dichos planes contendrán además de un presupuesto, es decir estimado de costos, gastos e inversiones, un listado de las actividades e inversiones

⁷¹ Ley de hidrocarburos publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.

⁷² Ley de Hidrocarburos, artículo 43 supra nota 71

⁷³ Id artículo 31

a realizarse durante el periodo. Dichos planes se deberán de presentar periódicamente en los plazos establecidos en el contrato para cada etapa.

- Contenido Nacional. El artículo Séptimo transitorio del Decreto⁷⁴ establece la obligación de incluir en la ley reglamentaria las bases y los porcentajes mínimos de contenido nacional para la ejecución de las asignaciones y contratos. Al respecto, la LH prevé porcentaje de contenido nacional a incluirse en los CEE, el cual se incrementará progresivamente del 25% hasta llegar al 35%. Esto es, los Contratistas deberán contratar un porcentaje de los bienes y servicios a empresas mexicanas, dicho porcentaje se deberá acreditar siguiendo los lineamientos emitidos por la Secretaría de Economía⁷⁵. Entre los elementos utilizados para acreditar el porcentaje de contenido nacional se encuentran: bienes nacionales, servicios contratados en México, capacitaciones a empleados, cursos, desarrollo de tecnología, uso de mano de obra nacional. Dicho requisito es aplicable a los asignatarios y contratistas, es decir, a las empresas productivas del Estado que cuenten con una asignación o CEE y a los particulares con independencia de si son extranjeros o mexicanos otorgándoles el mismo nivel de trato.

Toda vez que la obligación de contar con un porcentaje mínimo de contenido nacional, deviene de un mandato constitucional, por jerarquía normativa, esta obligación prevalecerá sobre aquellas previstas en los tratados internacionales⁷⁶.

⁷⁴ Decreto supra nota 7

⁷⁵ Ver: Acuerdo por el que se establece la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la Industria de Hidrocarburos, publicado en el DOF el 13/11/2014.

⁷⁶ Este tema se desarrollará a mayor profundidad en el Capítulo III numeral 3.2.8.

No obstante lo anterior, las reglas de contenido nacional podrían considerarse como un requisito de desempeño⁷⁷. Los requisitos de desempeño se encuentran prohibidos en la mayoría de los tratados de inversiones⁷⁸. Al respecto el artículo 1106 del TLCAN, prohíbe la aplicación de requisitos de desempeño, quedando excluido, entre otros, la capacitación de trabajadores y la contratación de nacionales⁷⁹. Cabe mencionar, que aun cuando las reglas de contenido nacional podrían constituir una violación al TLCAN, al GATT⁸⁰ y TRIMs⁸¹, dichas violaciones podrían no constituir una expropiación indirecta, pues su regulación es previa al inicio de las inversiones y los contratistas, desde la licitación aceptan la legislación nacional previo a la presentación de ofertas⁸²; asimismo, las reglas de contenido nacional incluidas en la LH son de aplicación general tanto para los inversionistas extranjeros, como los nacionales. Es más, dichas reglas le aplican al propio Estado a través de sus Empresas Productivas. En virtud de lo anterior, el análisis de las consecuencias de incluir estas reglas en la LH se dejará para un trabajo posterior,

⁷⁷ Los requisitos de desempeño se refieren a todas las condiciones para el establecimiento y la expansión de los proyectos de inversión. Los requisitos de desempeño pueden ser obligatorios, relacionados con condiciones para aceptación de inversiones y su operación. Los no obligatorios se relacionan con beneficios obtenidos tras su cumplimiento como lo pueden ser estímulos fiscales. Entre los requisitos de desempeño se encuentran: las reglas de contenido nacional de servicios o bienes; requerir cuotas de contratación de mano de obra local; obligar la creación de programas de entrenamiento y capacitación del personal nacional, a fin de crear capacidad humana, entre otros. Para mayor referencia ver: Nikiema Suzy, Performance Requirements in Investment Treaties, International Institute for Sustainable Development, Best Practices Series-December 2014. Disponible en: <http://www.iisd.org/sites/default/files/publications/best-practices-performance-requirements-investment-treaties-en.pdf>

⁷⁸ id

⁷⁹ Ver numeral 4 del artículo 1106 del Tratado de Libre Comercio para América del Norte.

⁸⁰ Por sus siglas en inglés, Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio Acuerdo General sobre Aranceles Aduaneros y Comercio. El artículo III párrafo 4 de este tratado prohíbe la aplicación de requisitos de desempeño.

⁸¹ Se refiere al *Agreement on Trade-Related Investment Measures*, acuerdo suscrito al amparo de la OMC, el cual prohíbe la aplicación de ciertos requisitos de desempeño.

⁸² Ver Bases de Licitación de cualquiera de los proyectos de las Rondas 1 y 2, publicadas en la página <http://rondasmexico.gob.mx/>.

toda vez que éstas no derivan en una rescisión administrativa y su incorporación en la regulación en materia de hidrocarburos deriva de un mandato constitucional y refleja las mejores prácticas de la industria para el desarrollo de la industria nacional en un sector considerado en la Constitución como estratégico; lo cual, permite contar con mano de obra calificada, infraestructura para el desarrollo de tecnología, al mismo tiempo que se fortalece el desarrollo de toda la cadena productiva, no sólo el *upstream*.

Lo anterior, toda vez que las metas de contenido nacional son una práctica común en la legislación internacional en materia de hidrocarburos, por señalar algunos ejemplos, Colombia establece un 25% para el periodo de exploración y el 10% en el periodo de desarrollo; Afganistán establece montos que deben destinarse a la capacitación del personal; Brasil llegó a ser hasta el 40% en las rondas 5-6. En Indonesia, se establecieron porcentajes específicos atendiendo al tipo de operaciones (en tierra o costa afuera)⁸³.

- Pago a propietarios de las tierras. La LH establece el derecho de los propietarios de la tierra a cobrar “*un porcentaje de los ingresos del proyecto en cuestión*⁸⁴” dicho porcentaje no podrá ser menor al 0.5% ni mayor al 3%, que perciba el Contratista derivado de la extracción de hidrocarburos. Dicho porcentaje deberá ser acordado con los propietarios de la tierra.

⁸³ Para mayor referencia ver: Tordo Silvana et al, Local Content Policies in the Oil and Gas Sector, International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, Washington Dc, 2013, y TordoSilvana, Anouti Yahya, Local Content in the Oil and Gas Sector: Case Studies, International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, Washington Dc, 2013

⁸⁴Supra nota 71 artículo 101 fracción VI c)

El capítulo IV sobre el Uso y Ocupación Superficial de la LH, ha sido severamente criticado por los miembros de la industria, ya que puede interpretarse como un reconocimiento de derechos del propietario de las tierras sobre los hidrocarburos contenidos en el subsuelo; lo anterior, dado que en estricto sentido éstos sólo deberían cobrar una renta y/o pago por el uso u ocupación de sus tierras y no un porcentaje de la producción. Ello, en el entendido que si el Estado es el único que tiene derechos sobre los hidrocarburos en el subsuelo no existen motivos para establecer una especie de regalía en favor de los propietarios de la tierra.

Se debe considerar que esta medida fue copiada de otros sistemas jurídicos como el "common law" en donde la propiedad es absoluta, hasta el centro de la tierra. Ejemplo de lo anterior, es el caso de los Estados Unidos en donde los propietarios de las tierras son propietarios de los hidrocarburos contenidos en el subsuelo de las mismas, por lo que, si un tercero las explota, tienen derecho de cobrar una regalía por la ocupación de las tierras y el aprovechamiento de los recursos en ellas contenidas.

- Reglas de abandono. El abandono de activos en una de las actividades más importantes en la industria, pues es necesario para evitar desastres ambientales. El abandono en la industria significa:

"El taponeo permanente de un pozo seco, un pozo inyector, un pozo de exploración, o un pozo que no produce más petróleo o no es capaz de producir petróleo en forma rentable. Varios pasos están involucrados en el abandono de un pozo: permiso para abandono y requerimientos de procedimientos son asegurados de agencias oficiales; se remueve y se recupera el casing si es posible; y uno o más tapones de cemento y/o se coloca lodo en el pozo para prevenir la migración de fluidos entre las diferentes formaciones penetradas por el pozo. En algunos casos, los pozos pueden ser abandonados

*temporariamente cuando se suspenden las operaciones por períodos extendidos con futuras conversiones pendientes a otras aplicaciones tales como monitoreo del reservorio, recuperación mejorada, etc.*⁸⁵

Aun cuando la LH no abunda en materia de abandono, en el artículo 116 establece que la regulación que expida la ASEA deberá prever por lo menos "los mecanismos financieros que deberán adoptar los Asignatarios y Contratistas para **asegurar que el desmantelamiento de sus instalaciones y abandono**"⁸⁶. Lo cual refleja la importancia de dichas actividades para la industria.

Además de las generales para todo tipo de contrato, la LH en el artículo 18 señala que Sener elegirá el modelo⁸⁷ –tipo— de contrato para cada área contractual. Los tipos de contrato a elegir son "entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o licencia"⁸⁸.

Por su parte, la LISH establece las diferencias respecto a cada tipo de contrato al señalar las "contraprestaciones" y obligaciones específicas para cada una de las partes conforme a las características de cada contrato. Aun cuando las características de los tipos de contrato difieran demasiado, todos ellos hacen referencia a dos temas fundamentales: i) los mecanismos para dividir las utilidades o rentas entre el Estado y el Contratista, y ii) el trato

⁸⁵ SPE, supra nota 58

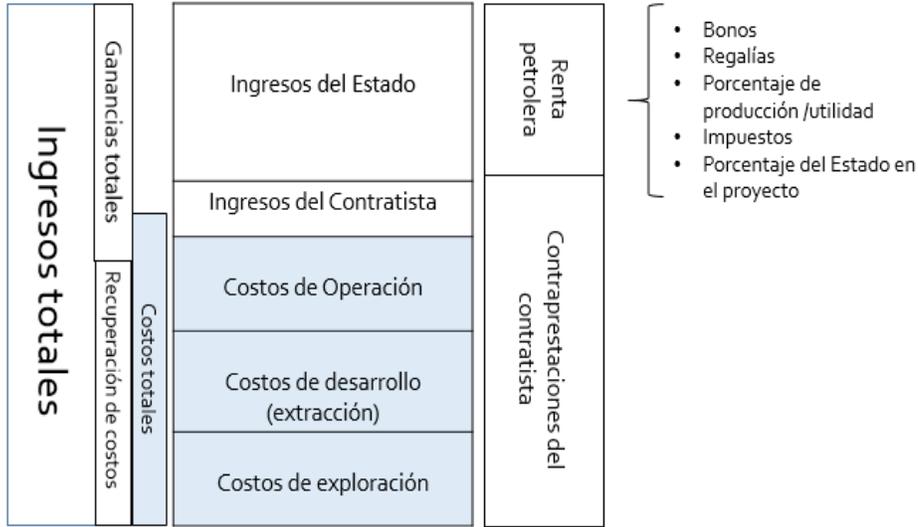
⁸⁶ Artículo 116 de la Ley de Hidrocarburos, supra nota 71

⁸⁷ La LH utiliza el término "modelo de contratación" para señalar el tipo de contrato aplicable. En términos de la misma, modelo de contrato fue definido en el Reglamento de la Ley de Hidrocarburos como: "La modalidad que elige la Secretaría bajo la cual se licita o adjudica un Área Contractual, entre las que se encuentran la modalidad de servicios, de utilidad compartida, de producción compartida y de licencia". Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014.

⁸⁸ Ver Artículo 18, Ley de Hidrocarburos, supra nota 71

que se le dará a los costos⁸⁹ (si existirá recuperación de costos, su porcentaje, delimitación de costos recuperables, etcétera).

Las contraprestaciones establecidas en la LISH, son la forma de captar la renta petrolera. La cual, puede obtenerse mediante un bono a la firma, regalías, un porcentaje de la producción (en los contratos de producción compartida y utilidad compartida, e impuestos⁹⁰.



Fuente: Elaboración propia con base en Daniel Johnson, Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1994, p.7

La figura anterior representa la distribución de los ingresos totales dentro de un proyecto petrolero. El pago de costos (recuperación de costos) por parte del Estado al contratista dependerá del tipo de contrato utilizado, como se explicará posteriormente. Para la determinación de las contraprestaciones a utilizarse, generalmente, se lleva a cabo un balance entre el riesgo adoptado por el Estado, el cual generalmente lo rechaza o trata de

⁸⁹ Ver Radon J, supra nota 70

⁹⁰ Ver Daniel Johnston, Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1994, p.7

minimizarlo, y las ganancias. Cuando el riesgo es menor, se utilizarán bonos a la firma y regalías (ej. Los contratos de licencia); mientras que cuando se compartan los riesgos se utilizarán sistemas de producción compartida o utilidad compartida, junto con impuestos⁹¹.

2.1. Contrato de licencia.

Este tipo de contrato se caracteriza en la industria, por otorgar a un solo contratista el derecho a explorar, producir, comercializar y exportar los hidrocarburos extraídos en un periodo de tiempo específico determinado en el contrato, a cambio del pago de una contraprestación para el Estado⁹². Los riesgos financieros y costos de operación (incluyendo costos de exploración y extracción) son responsabilidad exclusiva del contratista. Lo cual incentiva a los contratistas a la optimización de los recursos y a producir, pues su pago dependerá exclusivamente de la producción que obtengan. Los contratos de licencia no contemplan un mecanismo de recuperación de costos, por lo que el contratista asume los mismos. Otra característica que hace a estos contratos atractivos para los Estados es que estos no deben realizar las grandes inversiones que implican los proyectos petroleros y en caso de que el proyecto no sea económicamente viable, únicamente corre el riesgo de perder el tiempo y la pérdida de oportunidad⁹³. Lo cual no implica un daño patrimonial para el Estado.

⁹¹Daniel Johnston, supra nota 90

⁹²Ver: Omon Anenih, The Uk Petroleum Production Licence-Is it a Contract or Regulation and Does it Matter?, Dundee University, disponible en: www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/files.php?y De Oliveira, M.R., The Overhaul of the Brazilian Oil and Gas Regime: Does the Adoption of a Production Sharing Agreement Bring Any Advantage Over the Current Modern Concession System?, OGEL, Vol. 8-issue 4, November 2010. ISSN 1875-418X.

⁹³Radon, supra nota 70

Ahora bien, entre las desventajas de utilizar este tipo de contratos, es que, si no existe suficiente información geológica dentro del cuarto de datos respecto las áreas a licitarse, el porcentaje que reciba el Estado puede verse afectado⁹⁴, positiva o negativamente. Ello, ya que las empresas no tendrán un parámetro para calcular los costos del proyecto y si determinar una oferta viable, ya que no existe información técnica suficiente para determinar la prospectividad (cantidad de recursos) del área contractual. Consecuentemente, las empresas podrán asumir que no existen demasiados recursos y hacer una oferta conservadora en perjuicio del Estado, o por el contrario, hacer sus números considerando obtener más recursos de los que se encuentran en el yacimiento y una muy alta que ponga en riesgo la viabilidad del proyecto.

Conforme a la LISH, el contrato de licencia es aquel que autoriza la exploración y producción de hidrocarburos, y otorga al Contratista derechos sobre los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo mediante la “transmisión onerosa” de los mismos, siempre que éste se encuentre al corriente del pago de las contraprestaciones al Estado, en cada periodo⁹⁵. Aun cuando la ley no define el término “transmisión onerosa de los hidrocarburos”, dicho término ha sido entendido por la doctrina y miembros de la industria como el derecho a comercializar los hidrocarburos derivados de un contrato de exploración y extracción, previo del pago de las contraprestaciones al Estado. Esto es, en la práctica, la

⁹⁴ Id.

⁹⁵ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014, artículo 6.

propiedad⁹⁶ de los hidrocarburos será transferida al Contratista a cambio del pago de "las contraprestaciones al Estado" o *Government take*.

Las contraprestaciones que deberán pagarse al Estado para la "transmisión onerosa" de los hidrocarburos extraídos, son:

- a) el bono a la firma del contrato⁹⁷, el cual deberá ser pagado en efectivo y su monto será fijado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para cada licitación. La determinación de incluir un bono a la firma, así como el monto del mismo, dependerá de las características del área contractual así como, del modelo económico previsto por dicha Secretaría para el caso en concreto;
- b) la cuota contractual para la fase exploratoria⁹⁸, deberá realizarse en efectivo y equivaldrá a: los primeros 60 meses será de \$1,150 pesos por km² y a partir del mes 61 será equivalente a \$2,750 pesos por km², dicha cuota es utilizada en la industria para incentivar la devolución—*relinquishment*— de las zonas no utilizadas dentro del área contractual; y
- c) las regalías⁹⁹, las cuales son una tasa al valor contractual determinada conforme a lo establecido en el artículo 24 de la LISH; a manera de ejemplo, para un barril

⁹⁶ En términos del anexo 3 de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos suscritos a consecuencia de la Ronda 1, la transferencia de la propiedad se lleva en dos etapas: 1. Durante el periodo, se entregará la producción en el punto de medición, transfiriendo de forma provisional la propiedad de los hidrocarburos; 2. Al término de cada periodo y una vez pagadas las contraprestaciones en favor del Estado, el Fondo Mexicano del Petróleo, emitirá un certificado de pago en favor del contratista que abale los hidrocarburos producidos durante el periodo; dicho certificado representa la transmisión onerosa de hidrocarburos.

⁹⁷ Ver artículo 7 LISH, supra nota 95

⁹⁸ Ver artículo 23, LISH. Supra nota 95.

⁹⁹ En términos del artículo 24 de la LISH el cálculo de las regalías se determinará conforme a lo siguiente: cuando el barril de petróleo sea superior a \$48USD el barril se aplicará la siguiente fórmula: Tasa = [(0.125 x Precio Contractual del Petróleo) + 1.5]%; en caso de ser inferior, la regalía equivaldrá a 7.5%.

cuyo precio sea de \$100 USD la regalía será del 14%, si el precio es inferior a \$48 USD por barril será de 7.5%.

Cabe mencionar, que en términos del artículo 26 de la LISH la Secretaría de Hacienda podrá incluir en los Contratos de Exploración y Extracción cualquiera de las contraprestaciones previstas en la LISH¹⁰⁰; es por ello que, durante las Rondas 1 y 2 los contratos de licencia licitados no preveían el pago de un bono a la firma.

Por otra parte, entre las particularidades de las contraprestaciones en los contratos de licencia es que no se considera la recuperación de costos, lo cual facilita la administración del contrato y lo distingue de los contratos de producción compartida y los de utilidad compartida.

Durante la negociación de la Reforma, los contratos de licencia fueron severamente criticados por los opositores de la misma, por su similitud con las concesiones petroleras que existieron en México previo a la expropiación petrolera, cuyos términos otorgaron grandes beneficios a los particulares, muchas veces en perjuicio de los intereses del Estado.

A continuación se analizarán las diferencias entre las concesiones petroleras y los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos contemplados tanto en los artículos transitorios de la Reforma, como en la LH y en la LISH en la legislación energética, a fin de determinar si éstas pueden considerarse lo mismo, tal como se argumentó durante las negociaciones de la Reforma, particularmente con aquellos contratos de licencia, que por sus características son los que más pueden asemejarse. Asimismo, se analizará si

¹⁰⁰ Ver artículo 26 de la LISH. Supra nota 95.

jurídicamente contradicen la prohibición Constitucional al otorgamiento de concesiones en materia de hidrocarburos. Para ello, se analizará el marco jurídico de las concesiones y licencias, así como las características de las concesiones otorgadas a principios del siglo XX, a nivel mundial y en México, las cuales dieron origen a la prohibición de las concesiones petroleras en la constitución. Dicho análisis, con el objeto de determinar si los derechos y obligaciones otorgados son iguales a los previstos anteriormente, tanto para el Estado como para los particulares.

Diferencias entre concesiones y contratos de Licencia.

A) Derecho Administrativo.

Las concesiones en derecho administrativo, son mecanismos del Estado para autorizar a particulares la explotación de un servicio público o de bienes del dominio público del Estado. La doctrina mexicana las ha definido de diversas maneras. Para Fraga, la concesión es *"el acto por el cual se concede a un particular el manejo y explotación de un servicio público o la explotación de un aprovechamiento de bienes del dominio del Estado"*¹⁰¹.

Por su parte, Olivera Toro la define como el "acto jurídico que tiene determinado contenido: otorgar a un particular un poder jurídico sobre una manifestación de la administración pública. Es un acto administrativo constitutivo de un derecho subjetivo público"¹⁰².

¹⁰¹ Fraga, Gabino, "Derecho Administrativo" Vigésima octava edición, Porrúa, México, 1989, p. 242.

¹⁰² Olivera Toro, Jorge "Manual de Derecho Administrativo", Quinta edición, Porrúa, México 1988. P. 382.

Fernández Vázquez coincide con las definiciones anteriores al señalar que la concesión es un acto administrativo "por medio del cual la administración en virtud de sus facultades o atribuciones derivadas del ordenamiento jurídico confiere a una persona un derecho o un poder que antes no poseía; o también un acto o un poder que antes carecía, mediante la transmisión a ella de un derecho o del ejercicio de un poder propio de la administración"¹⁰³.

De las definiciones antes citadas se desprende que la concesión es i) un acto administrativo, ii) que concede a un particular el derecho a, iii) manejar o explotar un servicio público, ó iv) explotar bienes de dominio del Estado. Al otorgarse una concesión el Estado deja de ser el prestador del servicio o quien explota los bienes de dominio del Estado y se convierte en el supervisor de dichos trabajos.

Cabe recalcar, que la concesión en sí misma es un acto creador de derechos o facultades, pues sin ésta el particular no podría explotar el servicio público objeto de la concesión o explotar los bienes de dominio del Estado. Entre los bienes de dominio del Estado se encuentran aquellos señalados en el artículo 27 Constitucional incluyendo los recursos naturales de la plataforma continental y los zócalos submarinos, los minerales de los que se extraen metales y metaloides, yacimientos de piedras preciosas y los hidrocarburos.

Aun cuando las concesiones se otorgan sobre bienes de dominio directo de la Nación, no todos estos bienes podrán ser objeto de una concesión, ya que existen restricciones legales al respecto, como el caso de los Hidrocarburos. El artículo 27 Constitucional, mantiene una restricción expresa para la concesión de hidrocarburos.

¹⁰³ Fernández Vázquez, Emilio, "Diccionario de Derecho Público", Astrea, Buenos Aires, Argentina 1981, p. 767

La justificación para mantener las restricciones para concesionar los hidrocarburos aun cuando éstos sean bienes de dominio del Estado surge de la Reforma Constitucional de 1940 en la que se modificó el sexto párrafo del artículo 27 para incluir, entre otras cosas, la prohibición de concesiones en materia de hidrocarburos y la explotación exclusiva del Estado sobre los mismos. Dicha Reforma fue consecuencia de la expropiación petrolera y los conflictos con los concesionarios, dado que en esta época, los derechos y obligaciones otorgados en las concesiones no era balanceado, tal como se demostrará durante este trabajo.

El repudio por las concesiones en materia petrolera es un fenómeno que se ha repetido en distintos Estados, particularmente por los grandes beneficios que se otorgaban a principios del siglo pasado a los concesionarios y la falta de control sobre los mismos por parte del Estado. En muchos Estados, como se verá a continuación el término concesión se ha modificado por licencia para evitar que lo asocien con los títulos utilizados a principios del siglo pasado.

B) Concesiones otorgadas a principios del siglo XX

En la doctrina internacional, los conceptos de concesiones y licencias (como un tipo de CEE) son comúnmente utilizados de forma indistinta para referirse al acto por el cual la autoridad otorga a particulares el derecho de explorar o producir un campo petrolero a cambio de una contraprestación a favor del Estado¹⁰⁴. A principios del siglo pasado, las concesiones eran el mecanismo más común para autorizar la producción petrolera. Las

¹⁰⁴ Oliveira opus cit. supra nota 102

concesiones otorgadas en esa época o concesiones clásicas¹⁰⁵, se caracterizaban por la falta de un verdadero control del Estado sobre la explotación de los recursos y otorgar una gran cantidad de derechos a los concesionarios.

Las concesiones clásicas se otorgaban por el jefe de Estado a un particular a quien se le otorgaba el derecho a explotar hidrocarburos. Entre los derechos otorgados se encuentran que: las áreas otorgadas eran sumamente grandes, el concesionario era libre para perforar los pozos dentro de las áreas, sin existir la obligación de desarrollarlas o un plan de reducción de áreas¹⁰⁶. La participación del Estado era limitada.

Las concesiones clásicas, se caracterizaban por otorgar áreas sumamente extensas que incluso podía abarcar países completos como fue el caso de Abu Dhabi¹⁰⁷ o Kuwait¹⁰⁸. Por citar un ejemplo, en 1901 el Shah de Persia otorgó una concesión a William D'Arcy¹⁰⁹ de 804,672 hectáreas. México no fue la excepción pues la legislación de 1926 señalaba que el área concesionada podía abarcar hasta 200,000 hectáreas.

En la mayoría de los casos, no existía una obligación del concesionario a explotar todo el terreno concesionado, lo cual se hacía a discreción del concesionario. Los beneficios del Estado se limitaban al pago de regalías y en algunos casos el pago de un bono inicial. En algunos casos las regalías equivalían a un porcentaje de la producción. Para el caso de

¹⁰⁵*From Concessions to Service Contracts*, 27 Tulsa L.J. 493(1991)., 27 Tulsa L.J. 493(1991).

¹⁰⁶Ernest E. Smith et al. *A Fifty-year perspective on world petroleum arrangements*, University of Texas Publications, Inc. 1989

¹⁰⁷Atef Suleiman, *The Oil Experience of the Middle East Emirates*, 6 J, Energy & Nat Resources L. 1, 3 (1988)

¹⁰⁸ Keith W. Blinn et al *International Petroleum Exploration & Exploitation Agreements*, Legal, Economic and Policy Aspects 56(1986)

¹⁰⁹ Smith supra nota106

Persia se debía pagar una regalía del 16%¹¹⁰, un bono inicial de 100,000 dólares y \$100,000 dólares en acciones de la concesionaria¹¹¹. Algunos Estados cobraban una regalía por tonelada producida, como el caso de Abu Dhabi en donde se pagaba el equivalente a 8 centavos de dólar el barril¹¹².

Derivado del desequilibrio que existía en las concesiones de principios del siglo pasado, es que en la actualidad, muchos Estados se rehúsan a mantener el mismo régimen de concesiones bajo "concesiones clásicas" y en algunos casos, como es el caso mexicano, a llamar a dichos mecanismos concesiones para proteger la soberanía nacional. Dada la estrecha relación entre los recursos naturales y la soberanía nacional¹¹³, existe la creencia en el ámbito internacional, que si se cede el control de las reservas de hidrocarburos a empresas extranjeras la soberanía nacional puede mermarse.

Las concesiones modernas difieren significativamente de las concesiones clásicas utilizadas a principios del siglo pasado. En tal sentido, es común que a las concesiones se les denomine licencias¹¹⁴ para distinguirlas de aquellas utilizadas anteriormente, ambos términos son utilizados indistintamente por la doctrina internacional. Sin embargo, ambos instrumentos otorgan el derecho al particular de explotar un bien de dominio del Estado, sin que por éste medio se otorgue la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo.

¹¹⁰ Id. Pág 497

¹¹¹ Ernest E. Smith, opus cit nota 106

¹¹² Blinn et al, supra nota 108pág 57

¹¹³ Resolución de las Naciones Unidas 1803(xviii) Sobre la "Soberanía Permanente de los Recursos Naturales". <https://www.scjn.gob.mx/libro/InstrumentosResolucion/PAG0017.pdf>

¹¹⁴ Ernest E. Smith, supra 106

Las licencias o concesiones modernas conceden el derecho de explorar y/o extraer hidrocarburos, otorgan un mayor control al Estado respecto a las actividades de los concesionarios, pero limitan los privilegios otorgados en las concesiones clásicas, por ejemplo, la extensión de las áreas se encuentra limitada. En los contratos suscritos por México existe un anexo el cual limita la superficie del área contractual¹¹⁵. Asimismo, a diferencia de las concesiones explicadas en párrafos anteriores, los contratos de licencia prevén la devolución del área contractual a fin de evitar que no se explote la totalidad del área contractual. La figura mediante la cual los contratistas devuelven las partes del área contractual que no se utilizan se denomina *relinquishment*.

Por otra parte, los ingresos del Estado en los contratos de licencia son mucho mayores, si se considera que además de las contraprestaciones derivadas de ley, y explicadas anteriormente, las variables de adjudicación de los contratos se encuentran asociadas al monto de recursos entregados al Estado; así como, en su caso a las inversiones a realizarse en el proyecto¹¹⁶. Por mencionar un ejemplo, en la tercera convocatoria de la Ronda 1 la variable de adjudicación ofertada correspondiente a una regalía adicional por los licitantes ganadores osciló entre 10.56% y 85.69%¹¹⁷, estando la media por encima del 50%¹¹⁸. Dicha regalía será pagada en adición a la regalía prevista en la LISH. Los montos a pagarse en dicha convocatoria demuestran claramente que la renta petrolera que obtendrá el Estado

¹¹⁵ Ver anexo 1 de los contratos de Licencia derivados de la Ronda 1. Disponibles en la página www.cnh.gob.mx.

¹¹⁶ Artículo 26 de la LISH, supra nota 95

¹¹⁷ A manera de ejemplo, en el área contractual 14, la regalía adicional ofertada fue de 85.69%, la cual sumado al 7.5% de regalía (considerando que el valor del petróleo es menor a 48USD por Barril) equivale al 93.19% de regalía en favor del Estado.

¹¹⁸ Los resultados de la licitación son públicos y pueden ser consultados en: <http://rondasmexico.gob.mx/wp-content/uploads/2015/12/R01L03-Reporte-Resultados-Finales.pdf>

con los contratos adjudicados es mucho mayor a las ganancias que obtendrán los contratistas, lo cual constituye una gran diferencia con las concesiones clásicas.

Partiendo de las consideraciones anteriores, se comparará la legislación mexicana aplicable en 1926, vigente antes de la expropiación petrolera y de la prohibición de las concesiones en materia de hidrocarburos, con el fin de señalar sus semejanzas y diferencias y entender si la licencia que plantea la Reforma Constitucional, corresponden a lo que en la doctrina internacional conoce como concesiones modernas o licencias.

Comparativo entre la legislación actual y la legislación de 1926

	Ley Reglamentaria del artículo 27 Constitucional, en el Ramo de Petróleo y su Reglamento, 1926	Ley de Hidrocarburos y su Reglamento
Derechos otorgados	Concesión: Captar y aprovechar los hidrocarburos	Licencia: Transmisión onerosa de los hidrocarburos
Obligaciones	<p>Cumplir con la obligación de establecer trabajos regulares:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Cumplir con la inversión mínima (inversión calculada por hectárea concesionada) - Cumplir con la cantidad de inversión cuando sean más de dos años: <ul style="list-style-type: none"> o En primer año 30% o Segundo año 50% o Tercer- 100% <p>Presentar un informe anual, (<i>a posteriori</i>) en donde se señale:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Organización de los trabajos - Operaciones emprendidas, señalando métodos - Resultados obtenidos - Datos de carácter técnico 	Presentar un programa de trabajo e inversión, plan de exploración y de desarrollo para la extracción (<i>a priori</i>)

	<ul style="list-style-type: none"> - Participación del Estado del 5 al 15 % de la producción efectiva de cada pozo perforado - Cuota de inspección (\$100 por pozo) - Cuota inspección del registro de empresas particulares dedicadas al petróleo (300 pesos al bimestre) 	= (Bono + cuota contractual + regalías+ % del valor contractual)
Área contractual	<ul style="list-style-type: none"> - Terrenos reconocidos 100,000 hectáreas - No reconocidos 200,000 hectáreas 	
Uso de las tierras	Concesionarios debían pagar a propietarios 5% de la producción	Hasta el 2% de los ingresos del Contratista
Expropiación	Industria petrolera es de utilidad pública. Expropiación como último recurso	La industria de hidrocarburos de utilidad pública. Servidumbre de hidrocarburos como último recurso.
Otras actividades	Concesión otorga autorización para transporte, almacenamiento, instalación de plantas de bombeo dentro del área contractual.	Almacenamiento y transporte (recolección) dentro del área contractual permitidos. Se pueden requerir permisos adicionales.
Acceso abierto	Establece reglas de acceso abierto para el petróleo de la Federación. (20%). Ductos uso público y privado	Establece reglas de acceso abierto.
Entrega de instalaciones al Estado	Al término de la concesión, las instalaciones accesorias a la producción deberán entregarse al Estado. Se podrá concesionar nuevamente la misma área en cuyo caso los nuevos concesionarios deben indemnizar al contratista anterior. En caso contrario, el Estado adquiere la propiedad de las instalaciones.	En caso de rescisión, el Estado adquiere la propiedad de los bienes conexos o accesorios a la producción.
Rescisión/ caducidad	Caducidad cuando no se cumpla con la obligación de trabajos regulares, interrupción por más de 6 meses de los trabajos	Rescisión administrativa. Causales artículo 20 de la LH.

De lo anterior se puede concluir que aun cuando existan elementos similares en ambos instrumentos, las licencias otorgan una menor cantidad de derechos a aquellos otorgados en el régimen de concesiones previo a la expropiación petrolera. Asimismo, el sistema

planteado tras la Reforma otorga facultades de verificación y auditoría a las autoridades. Por citar un ejemplo, en materia de fiscalización de los ingresos, la Secretaría de Hacienda cuenta con facultades para llevar a cabo auditorías, asimismo, aun cuando no sean propios de los contratos de licencia, por no existir recuperación de costos, los contratistas deberán seguir un procedimiento contable y de registro de costos conforme a lo previsto en el anexo 4 de los contratos y en los lineamientos emitidos por la Secretaría de Hacienda¹¹⁹.

Lo anterior, garantiza un equilibrio entre los intereses del Estado y los de los particulares. Asimismo, establece obligaciones mínimas de trabajo que deberán ser cumplidas por los contratistas, los cuales representan inversiones y actividades a realizarse. Aunado a que el Estado es responsable de aprobar los planes de exploración y desarrollo; lo cual, otorga control al Estado sobre las actividades a realizarse, y un mayor control sobre la ejecución del contrato, la cual deberá apegarse a los planes aprobados por el Estado.

2.2. Contratos de Producción Compartida (PSC) y de Utilidad Compartida.

El modelo planteado en la Reforma distingue a los PSC de los contratos de utilidad compartida, en la forma de pagar las contraprestaciones de las partes, así como en las reglas para la comercialización de los hidrocarburos, en donde en los contratos de utilidad compartida será el comercializador del Estado quien se encargue de su venta y la contraprestación pagada al contratista será en efectivo, mientras que en los PSC las contraprestaciones son en especie. En la industria, la repartición de los ingresos en los PSC puede ser en especie o en efectivo por lo que estos incluyen a los contratos de utilidad

¹¹⁹ Para mayor detalle sobre los requisitos para el registro contable, ver los LINEAMIENTOS para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos, publicados en el DOF el 6/03/2015.

compartida. Por tal motivo, en este apartado se analizarán las características del PSC, mismas que aplican a los contratos de utilidad compartida, siempre que el pago de las contraprestaciones sea en efectivo.

Los contratos de producción compartida surgen de la necesidad de los gobiernos de obtener financiamiento para llevar a cabo proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, y de evitar el otorgamiento de las antiguas concesiones. Como se explicó anteriormente, las concesiones antiguas otorgaron demasiados beneficios a las empresas petroleras a costa de los Estados. Por tal motivo, es natural que se buscaran otros mecanismos para atraer la inversión privada en la industria. Este tipo de contratos surgió en Indonesia en 1966¹²⁰ como consecuencia de ataques realizados a las concesiones petroleras otorgadas, previo a la independencia del país en 1945, por diversos grupos nacionalistas¹²¹. Estos se caracterizaban por que el Estado mantendría la propiedad de los recursos en el subsuelo y negociarían un sistema de producción compartida con los contratistas respecto de los hidrocarburos extraídos¹²². Estos contratos no fueron bien recibidos por la industria inicialmente, ya que podían afectar las concesiones existentes a nivel mundial¹²³; sin embargo, con el paso del tiempo, han sido adoptados a nivel mundial por más de 40 países¹²⁴.

¹²⁰Ashong Marcia, Cost Recovery in Production Sharing Contracts: Opportunity for Striking it rich or just another risk not worth bearing? University of Dundee CEPLMP University press.) (2009). Disponible en: <http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/gateway/index.php?news=31271>.

¹²¹ Allen & Overy, Guide to Extractive Industries Documents-Oil and Gas, World Bank Institute Governance for Extractive Industries Programme, January 2013

¹²²Radon, J., supra nota 70

¹²³ Id.

¹²⁴ Allen & Overy, supra nota 121

Los PSC implican una asociación entre el Estado y el Contratista en donde el Estado cuenta con un porcentaje de participación dentro del proyecto y el contratista cuenta con la otra parte. En donde el Estado mantiene la propiedad de los hidrocarburos en el subsuelo, mientras que se otorga a los particulares el derecho para llevar a cabo la operación y desarrollo del campo o área contractual¹²⁵. Los hidrocarburos, una vez extraídos del subsuelo, serán divididos entre el Estado y el contratista conforme a su porcentaje en el proyecto. La propiedad de los hidrocarburos correspondiente al contratista se transfiere por el Estado en el punto de medición. Dicha contraprestación incluye un porcentaje de recuperación de costos. Bajo los esquemas de producción o utilidad compartida, el Contratista asume la mayoría de los riesgos financieros y relacionados con la producción.

A diferencia de los contratos de licencia explicados en el numeral anterior, en el PSC y los contratos de utilidad compartida, las contraprestaciones que deberán pagarse a las partes excluyen el bono a la firma en favor del Estado, y contemplan la posibilidad de incluir la recuperación de costos. Las contraprestaciones previstas para estos contratos son:

- Para el Estado: a) cuota contractual, b) regalías; y c) porcentaje de utilidad operativa.
- Para el Contratista: a) recuperación de costos; y b) porcentaje de utilidad operativa

Dentro de las contraprestaciones previstas en la LISH para los Contratistas de ambos tipos de contratos, se podrá incluir la recuperación de costos, misma que se encuentra sujeta a

¹²⁵Ver Radon, J, supra nota 70

un límite de recuperación de costos equivalente a un porcentaje del valor contractual de cada periodo.

En la mayoría de los PSC, la recuperación de costos está diseñada para permitir a los operadores petroleros la recuperación de costos de exploración y desarrollo (extracción) del total de la producción o ganancias¹²⁶. Generalmente, se incluye un porcentaje de los costos que podrá ser recuperado por los contratistas. Cabe mencionar que el artículo 13 de la LISH establece la posibilidad del Estado para no incluir la recuperación de costos como contraprestación en favor del contratista. A lo largo de las Ronda 1 y 2 de licitaciones, los PSC licitados han contado con un porcentaje de recuperación de costos. Por mencionar un ejemplo, en los contratos adjudicados en la primera y segunda convocatoria de la Ronda 1, el porcentaje de recuperación de costos aplicable durante la vigencia de los contratos fue del 60%.

Aun cuando la recuperación de costos no sea del 100%, esta ayuda a mantener el balance económico de los proyectos. Por ejemplo, en un sistema de producción compartida como el de Indonesia, en donde el gobierno cuenta con el 85% del proyecto y el contratista el 15%, el contratista podrá obtener entre el 35% y 50% de la producción¹²⁷. Ello, toda vez que una parte de los costos incurridos los devuelve el Estado a través de la recuperación de costos. Esta, se determina conforme a los porcentajes de cada uno en el proyecto.

¹²⁶Ashong Marcia, supra nota 120

¹²⁷ Ver Daniel Johnson, supra nota 90

La siguiente figura ejemplifica los diferentes porcentajes utilizados en la industria para la distribución de participación entre el Estado y el contratista, así como los diferentes porcentajes de recuperación de costos:

Comparison of Terms—Selected Countries			
Country	Contractor Take, % *	Cost Recovery Limit, %	Maximum Government Participation, %
Abu Dhabi (OPEC Terms)	9–12	100	0
Albania	20–25	45	0
Angola	20	50	50
Australia	40–50	100	0
Brunei	28–30	100	50
Cameroon	14–16	?	50
China	38–41	50–60	51
Colombia	30–37	100	51
Congo	30–35	100	50
Egypt	24–28	30–40	50
Gabon	20–25	40–55	10
India	30–42	100	30
Indonesia	11–13	80	15 ¹
Indonesia E.	30–33	80	15 ¹
Ireland	75	100	0
Korea	36–40	100	0
Malaysia	14–19	50–60	15
Morocco	40–44	100	0
Myanmar	21–23 ²	40	0
New Zealand	47–51	100	0
Nigeria	10–18	40	?
Norway	18	100	?
Papua New Guinea	30–35	100	22.5
Philippines	44–47	70	0
Spain	60	100	0
Syria	18–22	25–35	0
Thailand	30–44	100	?
Timor Gap	26	90	0
United States	42–53	AMT ³	0
Vietnam	30	40	0

Fuente: Daniel Johnson, Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1994

Adicional a los porcentajes de producción de costos, los contratos generalmente establecen una lista de actividades y costos que podrán considerarse como “costos recuperables”. Los costos recuperables en términos de los Lineamientos para la

recuperación de costos son aquellos que sean estrictamente indispensables para la realización de las actividades de exploración y extracción de Hidrocarburos incurridas a partir de la fecha efectiva y hasta la terminación del Contrato¹²⁸. Asimismo, los lineamientos prevén que todos aquellos costos incurridos que no se consideren como recuperables deberán ser absorbidos por el contratista.

Como se puede observar, los PSC son un buen mecanismo para desarrollar los campos petroleros sin que el Estado se vea obligado a invertir en la exploración y extracción de los mismos. Al ser el Estado parte del proyecto, éste mantiene el control no solo sobre los hidrocarburos en el subsuelo, sino del proyecto petrolero al aprobar los planes y programas de trabajo a realizarse. Asimismo, toda vez que este tipo de contratos permite al contratista la recuperación de costos, el Estado puede tener más control sobre las inversiones realizadas por los contratistas, a través de los registros contables y la determinación de costos recuperables.

2.3. Contrato de Servicios

El último tipo de contratos previstos en la Reforma, son los contratos de servicio. Estos se caracterizan en que el contratista a cambio del pago de una tarifa fija o un porcentaje de la producción realiza una serie de actividades (servicios) o proporciona información técnica respecto a un área específica¹²⁹. Toda vez que el alcance los servicios proporcionados, en este tipo de contratos, varía significativamente, en la doctrina se han agrupado en tres

¹²⁸LINEAMIENTOS para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos. Publicados en el DOF el 6/03/2015.

¹²⁹ E Smith, From Concessions to Service Contracts, 27 Tulsa L.J. 493 (1991)/vol27/iss4/3/vol27/iss4/3

grandes grupos¹³⁰, conforme a las actividades a realizarse y las obligaciones que asumen las partes.

El primer tipo de contratos son los de servicios puros, lo cual implica la realización de actividades puntuales requeridas para la ejecución de un contrato, como lo puede ser perforar un pozo. El segundo tipo son los acuerdos de asistencia técnica, en los cuales se puede pactar desde asesoría técnica para un proyecto en específico, hasta que el contratista proporcione equipos (tecnología) y entrenamiento para el personal del contratante.

Finalmente, el tercer tipo de contratos, son los contratos de servicios a riesgo, mediante los cuales, la empresa petrolera lleva a cabo la exploración, evaluación y desarrollo de un campo petrolero a cambio de una tarifa previamente establecida. Los contratos de servicio a riesgo, no transfieren la propiedad los hidrocarburos ni la titularidad sobre el área contractual o bloque. Por tal motivo, este esquema ha sido utilizado en diversos países, principalmente latinoamericanos, a fin de mantener la propiedad de los hidrocarburos. Otorgando menor control sobre el proyecto a los contratistas.

En este tipo de contratos, el Estado o la NOC autorizan la realización de trabajos de exploración y en su caso desarrollo, en un bloque determinado sin que el contratista adquiera la propiedad de las reservas encontradas. Por su parte, el contratista realiza las

¹³⁰ Smith Ernest, supra nota 23, pág. 106

inversiones para desarrollar el campo petrolero¹³¹, y asume el riesgo de no recuperar la inversión, pues únicamente recibirá una contraprestación si existe producción.

Durante la primera fase del contrato, el Contratista se obliga a realizar una serie de actividades contenidas en un programa de trabajo, aprobado por el Estado o la NOC, asumiendo los costos y riesgos relacionados con la exploración sin tener derechos sobre las áreas o bloques explorados. En este tipo de contratos el Contratista no recibirá pago alguno hasta que no se descubran las reservas y se declare su comercialidad, esto es, que el contratista notifique que existen suficientes reservas en el área contractual y que su explotación es posible con la tecnología disponible, viable y rentable desde el punto de vista del negocio.

Una vez realizada la declaración de comercialidad e iniciada la producción, el Contratista adquiere el derecho a recibir un pago por los servicios el cual incluirá una compensación por el riesgo adquirido durante la fase de exploración. La remuneración o tarifa pagada al Contratista será calculada en función de una fórmula, la cual toma en cuenta los volúmenes producidos y el precio del petróleo. Asimismo, los contratos de Servicio generalmente incluyen un porcentaje de recuperación de costos, cuyo monto y esquema dependerá de cada contrato.

Las contraprestaciones se pagan generalmente en efectivo, aunque existen regímenes que otorgan la posibilidad de adquirir el petróleo producido con una tarifa reducida¹³², esto es

¹³¹Ghandi, Abbas and C.-Y. Cynthia Lin Lawell (2013) 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

¹³²Id.

conocido en la industria como “buy back”. En el caso de México, la LISH establece que la contraprestación deberá ser en efectivo.

Este tipo de contratos a riesgo cuenta con características similares a las de los contratos de producción compartida, como el hecho que el contratista lleva a cabo las inversiones y la ejecución de actividades; también pueden incluir en la contraprestación un monto por recuperación de costos. Sin embargo, los contratos de servicios no otorgan la titularidad sobre el área contractual, y en la mayoría de los casos no otorgan menos derecho alguno sobre los hidrocarburos producidos, lo cual implica mayor control del Estado respecto de los hidrocarburos.

En el caso de México, la Reforma mantuvo la posibilidad de celebrar contratos de servicios, principalmente los contratos de servicios a riesgo similares a los utilizados por Pemex anteriormente, a saber los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPS) y Contratos de Obra Pública Financiada (COPFS). Mismos que siguen vigentes y que en términos de la LH podrán ser migrados a contratos de exploración y extracción, ya sea en la forma de licencia, utilidad compartida o producción compartida.

2.4. Resumen de los diferentes tipos de contratos

De las explicaciones anteriores se desprende que los contratos de licencia, producción compartida, utilidad compartida y servicios se distinguen principalmente por: i) el nivel de control del Estado sobre las operaciones, ii) el riesgo asumido por el contratista; y iii) el tipo de remuneración señalado en la LISH—incluido el régimen de recuperación de costos—.

La siguiente figura resume las principales diferencias entre cada uno. Se podrá observar que a mayor control del Estado sobre el proyecto, menor será el riesgo asumido por el Inversionista.

Tipo de contrato	Propiedad de la Producción	Forma de pago	Recuperación de costos	Control Del Estado	Riesgo del Inversionista
Servicio	Estado	Efectivo	Sí		
Utilidad Compartida	Estado	Porcentaje de utilidad	Sí		
Producción Compartida	Compartido	Porcentaje producción	Podrá no incluirlo		
Licencia	Estado hasta punto medición	Transmisión onerosa	No		

Sin importar el tipo de contrato, para que este resulte atractivo para los inversionistas será fundamental que exista un balance entre los riesgos que asuma el Estado y los que se pasen al Contratista. También deberá establecerse un equilibrio entre el riesgo geológico y el régimen fiscal establecido en los contratos. El mecanismo de recuperación de costos podrá utilizarse como un incentivo para la inversión.

En conclusión, como se pudo observar a lo largo de este capítulo, la legislación mexicana ha tenido diversas posturas respecto a la inversión privada en el sector petrolero. A principios del Siglo XX la legislación petrolera autorizaba la inversión privada, principalmente extranjera, a través de un régimen de concesiones. El régimen de concesiones contenía muy pocas reglas para los concesionarios, lo que llevo a una serie de

abusos sistemáticos por parte de las empresas petroleras que terminó con la expropiación petrolera. A partir de ese momento, la participación privada en el sector se se limitó gradualmente hasta existir únicamente a través de contratos de servicios.

La Reforma Energética abrió la puerta a la inversión privada en el sector, no sólo como prestadores de servicios a Pemex, sino como operadores petroleros. Se redistribuyeron los recursos mediante la ronda cero con el propósito de lograr un balance entre los recursos que Pemex operará y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores. Se previeron 4 tipos o modalidades de contratos para las áreas a licitarse en las siguientes rondas, estos son: licencias, servicio, utilidad y producción compartida.

Entre los principales riesgos a las inversiones, se encuentra la rescisión administrativa, cuyas causales contenidas en el artículo 20 de la LH y transcritas en los contratos, contemplan supuestos que no atentan contra la esencia del contrato. En particular la causal IV establece supuestos que pueden verificarse fácilmente, sin que se viole la naturaleza de los contratos. Las inversiones realizadas deberán protegerse en términos del derecho internacional de inversiones, sujetándolos a una serie de reglas y principios como el Trato Justo y Equitativo o el Principio de Proporcionalidad, mismos que se explican en el siguiente capítulo.

Capítulo III. Protección de las Inversiones derivadas de los Tratados internacionales y su aplicación a inversiones de en los Contratos Petroleros.

Como se señaló en el capítulo anterior, entre los principales objetivos de la Reforma fue atraer la inversión extranjera en la industria petrolera. Para promover las inversiones, además de adoptar medidas específicas como la Reforma, México ha suscrito una serie de tratados internacionales ya sean de carácter bilateral o multilateral. A través de éstos se pretende incrementar la predictibilidad de las relaciones económicas, dar certeza jurídica al inversionista y protegerlo de abusos a los que puedan ser sujetos.

Dados los grandes costos y riesgos propios de la exploración y producción petrolera, la relación entre el futuro inversionista y el Estado será de largo plazo¹³³. La decisión de invertir en la industria conlleva al inversionista grandes riesgos, incluido el "enterrar" recursos por periodos largos, con la expectativa de poder recuperar la inversión más una tasa de retorno aceptable¹³⁴. La relación entre el Estado y el Inversionista, así como las inversiones realizadas podrán ser protegidas por los principios contenidos en los diversos tratados en materia de inversiones.

México cuenta con 30 Acuerdos de Protección Recíproca de Inversiones (APPRI)¹³⁵, 10 tratados de libre comercio con 45 países y 9 acuerdos de alcance limitado en el marco

¹³³Abdala, Manuel A. "Key Damage Compensation Issues in Oil and Gas International Arbitration Cases." *American University International Law Review* 24, no. 3 (2009): 539-570.

¹³⁴Dolzer Rudolf *et al.* "Principles of International Investment Law", Oxford University Press, USA, 2008. ISBN 978-0-19-921175-3.

¹³⁵ Ver listado publicado por la Secretaria de Economía disponible en: <http://www.gob.mx/se/documentos/comercio-exterior-paises-con-tratados-y-acuerdos-firmados-con-mexico-acuerdos-internales-appris>

limitado¹³⁶. Con la firma de éste tipo de instrumentos, se pretenden aplicar principios de derecho internacional pactados dentro de los mismos, como el trato nacional y nación más favorecida, para promover la eliminación de barreras al comercio y facilitar el intercambio comercial. Asimismo, se busca aumentar sustancialmente las oportunidades para los inversionistas y crear y fortalecer los mecanismos para promover el libre comercio entre sus suscriptores.

A continuación, se revisarán los principios más relevantes consagrados en dichos instrumentos, así como algunos principios generales de derecho internacional aplicables cuando los tratados o la costumbre internacional no contemplan una solución para un conflicto específico¹³⁷, entre los cuales se destaca el principio de la buena fe. Para ello, se analizará el significado doctrinal de cada uno de los principios; así como, la definición y alcances incluidos en los diversos tratados internacionales. Adicionalmente, se estudiara su aplicación en el derecho de inversiones a través del estudio de los laudos existentes.

3.1. Principios del Derecho Internacional de Inversiones

3.1.1. Buena Fe

El principio de buena fe es uno de los principios más importantes en derecho internacional, pues de éste se desprenden una serie de reglas de derecho de los tratados, derecho consuetudinario internacional. En el caso relativo a los ensayos nucleares la Corte

¹³⁶ Información publicada por Promexico, <https://www.promexico.gob.mx/es/mx/tratados-comerciales-inversion>

¹³⁷ Hersch Lauterpacht, *International Law Vol. 1*, (ed Elihu Lauterpacht, CUP 1970) 68; Malcolm N Shaw, *International Law*, (6th edn, CUP 2008) 98; James Crawford, *Brownlie's Principles of Public International Law*, (8th edn, OUP 2012) 134.

Internacional de Justicia señaló que *uno de los principios esenciales que regulan la creación y cumplimiento de las obligaciones internacionales, sin importar su fuente, es la buena fe.*¹³⁸ En tal sentido, el principio de buena fe abarca desde la negociación de un tratado, su interpretación y hasta el cumplimiento de las obligaciones derivadas del mismo.

El principio de buena fe en la negociación de un tratado requiere a las partes considerar, dentro de lo razonable, los derechos e intereses de sus contrapartes pues de un tratado no basta con que los representantes de los Estados se reúnan a discutir respecto a un tema en particular¹³⁹. Una vez suscrito un tratado pero previo a su ratificación, bajo el principio de buena fe los estados firmantes deberán abstenerse de actos que frustren el objeto del mismo, en términos de lo dispuesto en el artículo 18 de la Convención de Viena sobre el derecho de los Tratados (Convención de Viena)¹⁴⁰.

La interpretación de los tratados los tratados de buena fe y a la luz de su objeto. Al respecto, la Convención de Viena sobre el derecho de los Tratados establece que, *“Un tratado deberá interpretarse de buena fe conforme al sentido corriente que haya de atribuirse a los términos del tratado en el contexto de éstos y teniendo en cuenta su objeto fin”*¹⁴¹.

¹³⁸ Nuclear Tests Case (Australia v France) (Merits) [1974] ICJ Rep 253; Shaw (n 1) 103; Michel Virally, 'Review Essay: Good Faith in Public International Law' (1983) 77 AJIL 130.

¹³⁹ Reinhold, Steven, Good Faith in International Law (May 24, 2013). (2) UCL Journal of Law and Jurisprudence 2013, 40-63; Bonn Research Paper on Public International Law No. 2/2013. Available at SSRN: <https://ssrn.com/abstract=2269746> or <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2269746>

¹⁴⁰ Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados, disponible en: <http://proteo2.sre.gob.mx/tratados/ARCHIVOS/DERECHO%20DE%20LOS%20TRATADOS%201969.pdf>

¹⁴¹ Artículo 31 (1), Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados supra nota 140

Finalmente, conforme al artículo 26 de la Convención de Viena¹⁴² las obligaciones derivadas de un tratado deberán cumplirse bajo el principio de buena fe, en términos de la máxima jurídica *pacta sunt servanda*.

El principio de buena fe aplicado en materia de inversiones podría entenderse como la interpretación de los tratados a la luz de la relación de largo plazo entre el Estado receptor y los inversionistas, quienes realizan sus inversiones esperando una tasa de retorno aceptable y una relación estable conforme al marco legal existente¹⁴³.

Al respecto, el tribunal en Tecmed¹⁴⁴ señaló la aplicación del principio de buena fe en la expedición de permisos:

*"a la luz de los imperativos de **buena fe** requeridos por el derecho internacional, exige de las Partes Contratantes del Acuerdo **brindar un tratamiento a la inversión extranjera que no desvirtúe las expectativas básicas** en razón de las cuales el inversor extranjero decidió realizar su inversión. Como parte de tales expectativas, (...). El inversor extranjero también espera que el Estado receptor **actuará de manera no contradictoria**; es decir, entre otras cosas, sin revertir de manera arbitraria decisiones o aprobaciones anteriores o preexistentes emanadas del Estado en las que el inversor **confió y basó la asunción de sus compromisos y la planificación y puesta en marcha de su operación económica y comercial**. El inversor igualmente confía que el Estado **utilizará los instrumentos legales** que rigen la actuación del inversor o la inversión **de conformidad con la función típicamente previsible** de tales instrumentos, y en todo caso **nunca para privar al inversor de su inversión sin compensación**".*

La aplicación del principio de buena fe en la ejecución de los tratados, así como en el cumplimiento de las relaciones realizadas por el Estado (incluyendo los contratos) es

¹⁴² Convención de Viena, supra nota 140

¹⁴³ Dolzer Rudolf et al, Principles of International Investment Law, Oxford University Press, USA, 2008. ISBN 978-0-19-921175-3.

¹⁴⁴ Técnicas Medioambientales TECMED S.A. v. Estados Unidos Mexicanos, Caso No. ARB (AF)/00/2, laudo del 29 de mayo de 2003, 154.

http://www.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/solucion_controversias/inversionistaestado/casos_concluidos/tecnicas_medioambientales/Tecmed_laudo_20080604.pdf

fundamental en el derecho de inversiones, ya que el futuro de los proyectos depende de que cada una de las partes cumpla con lo acordado. La decisión de invertir y las relaciones a largo plazo dependerán de la confianza en que se podrán cumplir las expectativas básicas de cada parte.

3.1.2. Trato Justo y Equitativo

El trato justo y equitativo (TJE) es uno de los estándares de protección más invocados en los arbitrajes en materia de inversiones. Implica un estándar absoluto, el cual asegura un nivel de protección mínimo a los inversionistas extranjeros, sin importar si los connacionales del Estado receptor cuentan con el mismo estándar de trato¹⁴⁵.

Los tratados internacionales suelen incluir una definición de trato justo y equitativo. Algunos de ellos establecen un estándar específico como en el caso de los APPRI celebrados con Alemania y Austria; otros como en el TLCAN o ello incluyen como un elemento de estándar mínimo de trato establecido en el derecho internacional y otros lo equiparan con los principios de derecho internacional, al señalar que el estándar no podrá otorgar menores protecciones que el derecho internacional¹⁴⁶.

Como ejemplo de lo anterior, a continuación, se citan algunos lenguajes que adoptado México en sus tratados internacionales, los cuales reflejan la falta de uniformidad al incluir el TJE:

¹⁴⁵ Bronfman, "Fair and Equitable Treatment: An Evolving Standard", Max Planck Yearbook of United Nations Law, Netherlands, Volume 10, 2006, p.609-680.

¹⁴⁶ Dozler supra nota 134

- i. **Estándar Específico.** Los Acuerdos de Protección Recíproca de Inversiones (APPRI) celebrados con Alemania y Austria establecen un estándar específico para el Trato no incluyen una definición para el TJE, ambos acuerdos establecen de manera distinta un estándar específico.

- APPRI con Alemania

"Artículo 2. Promoción, Admisión y Protección de Inversiones.

*Cada Estado Contratante otorgará en todo momento **un tratamiento justo y equitativo a las inversiones del otro Estado Contratante.** En ningún caso, los Estados Contratantes **perjudicarán** la operación, administración, mantenimiento, uso, goce o disposición de dichas inversiones **a través de medidas arbitrarias o discriminatorias**¹⁴⁷.*

- APPRI con Austria

*"Cada Parte Contratante otorgará a los inversionistas de la otra Parte Contratante y a sus inversiones **un trato justo y equitativo** y plena y constante protección y seguridad"¹⁴⁸.*

***TJE como parte del derecho internacional.** El APPRI con el Reino de España y el TLCAN incluyen de manera distinta el TJE en la costumbre internacional.*

- APPRI con Argentina:

"Artículo Tercero. Trato Nacional y Trato de Nación más Favorecida.

*Cada Parte Contratante **asegurará en todo momento un tratamiento justo y equitativo a los inversores** y a las inversiones de los inversores de la otra*

¹⁴⁷ DECRETO Promulgatorio del Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y la República Federal de Alemania sobre Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones, firmado en la Ciudad de México, el veinticinco de agosto de mil novecientos noventa y ocho. Publicado en el DOF el 20 de marzo de 2001. Disponible en:

http://www.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/comercio_exterior/appris/alemania_appri.pdf

¹⁴⁸ DECRETO Promulgatorio del Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y la República de Austria sobre la Promoción y Protección de las Inversiones, firmado en la ciudad de Viena, el veintinueve de junio de mil novecientos noventa y ocho. Publicado en el DOF el 23 de marzo de 2001. Disponible en:

http://www.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/comercio_exterior/appris/austria_appri.pdf

*Parte Contratante, y no perjudicará su gestión, mantenimiento, uso, goce o disposición a través de medidas arbitrarias o discriminatorias*¹⁴⁹.

- APPRI con España

"ARTICULO IV. NIVEL MÍNIMO DE TRATO

*Cada Parte Contratante otorgará a las inversiones de inversores de la otra Parte Contratante, **trato acorde con el derecho internacional consuetudinario, incluido trato justo y equitativo**, así como protección y seguridad plenas*¹⁵⁰.

- TLCAN

"Artículo 1105: Nivel mínimo de trato

*Cada una de las Partes otorgará a las inversiones de los inversionistas de otra Parte, **trato acorde con el derecho internacional, incluido trato justo y equitativo**, así como protección y seguridad plenas".*

- En el texto del Tratado de Asociación Transpacífico, se incorporó una definición de nivel mínimo de trato, el cual incluye, entre otros, al trato justo y equitativo. Si bien, este tratado no entró en vigor, los acuerdos logrados al margen de las negociaciones para su suscripción los cuales sirven como parámetro respecto a la opinión actual de diversos temas de los Estados que lo suscribieron; por lo que su análisis puede ser valioso como un precedente (no vinculante) respecto futuras negociaciones.

¹⁴⁹DECRETO Promulgatorio del Acuerdo entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de la República Argentina para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones. Publicado en el DOF el 28 de agosto de 1998. Disponible en:

http://www.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/comercio_exterior/appris/argentina_actual.pdf

¹⁵⁰DECRETO Promulgatorio del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre los Estados Unidos Mexicanos y el Reino de España, firmado en la Ciudad de México, el diez de octubre de dos mil seis. Publicado en el DOF el 19 de mayo de 2008. Disponible en: http://www.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/comercio_exterior/appris/espa%C3%B1a_appri.pdf

Artículo 9.6: Nivel Mínimo de Trato¹⁵¹

*1. Cada Parte otorgará a las inversiones cubiertas un trato acorde con los principios aplicables del derecho internacional consuetudinario, incluyendo el **trato justo y equitativo, y la protección y seguridad plenas**.*

2. Para mayor certeza, el párrafo 1 prescribe el nivel mínimo de derecho internacional consuetudinario para el trato a los extranjeros como el nivel de trato que será otorgado a las inversiones cubiertas. Los conceptos de "trato justo y equitativo", y "protección y seguridad plenas" no requieren un trato adicional a, o más allá de aquél exigido por ese nivel, y no crean derechos sustantivos adicionales. Las obligaciones en el párrafo 1 de otorgar:

(a) "trato justo y equitativo" incluye la obligación de no denegar justicia en procedimientos penales, civiles o contencioso administrativos, de acuerdo con el principio del debido proceso incorporado en los principales sistemas legales del mundo; y

(b) "protección y seguridad plenas" exige a cada Parte otorgar el nivel de protección policial exigido conforme al derecho internacional consuetudinario.

3. Una determinación de que se ha violado otra disposición de este Tratado o de otro acuerdo internacional distinto, no establece que se haya violado este Artículo.

4. Para mayor certeza, el simple hecho de que una Parte adopte u omita adoptar una acción que pudiera ser incompatible con las expectativas del inversionista, no constituye una violación de este Artículo, incluso si como resultado de ello hay una pérdida o daño en la inversión cubierta.

5. Para mayor certeza, el simple hecho de que no se otorgue, renueve o mantenga un subsidio o donación, o que estos hayan sido modificados o reducidos por una Parte, no constituye una violación a este Artículo, incluso si como resultado de ello hay una pérdida o daño en la inversión cubierta.

- Interpretación del principio de Trato Justo y Equitativo

Aun cuando la mayoría de los tratados y acuerdos de inversiones incluyen este principio, no existe una definición exacta del mismo, lo cual ha dado pie a diversas interpretaciones en casos arbitrales y la doctrina internacional. Para el caso del TLCAN, además de las diversas interpretaciones por tribunales arbitrales al amparo del capítulo 11 B, la Comisión

¹⁵¹ Artículo 9.6, Tratado Asociación Transpacífico. Disponible en: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/86497/30._Disposiciones_Finales.pdf

de Libre Comercio del TLCAN basándose en las decisiones arbitrales, interpretó sobre el artículo 1105 que:

"los conceptos de 'trato justo y equitativo' y 'protección y seguridades plenas' no requieren un trato adicional al requerido por el nivel mínimo de trato a los extranjeros propio del derecho internacional consuetudinario, o que vaya más allá de éste¹⁵²".

En MTD el tribunal lo definió como el *trato imparcial y justo, tendiente a acoger la promoción de inversión extranjera*¹⁵³. En *Mondev vs Estados Unidos de Norte América* el tribunal estableció que cualquier requisito general de acordar el **trato justo y equitativo** deberá ser **conforme** a la práctica del Estado en cuestión, la jurisprudencia y la **costumbre y otras fuentes de derecho internacional**.¹⁵⁴

Por su parte, el tribunal de *Waste Mangement, Inc. vs. Estados Unidos Mexicanos* resolvió que el nivel mínimo de trato justo y equitativo **se quebranta por una conducta que es atribuible al Estado, perjudicial** para la demandante, siempre que ésta sea **arbitraria, notoriamente injusta, antijurídica o idiosincrática, discriminatoria** siempre que la demandante sea objeto de **prejuicios raciales o regionales**, o si involucra la **violación al debido proceso**.¹⁵⁵

A diferencia del TLCAN, en donde la interpretación del principio de trato justo y equitativo se deriva de las distintas interpretaciones de los tribunales, en los acuerdos celebrados para

¹⁵² Comisión de Libre Comercio TLCAN, Notas interpretativas de ciertas disposiciones del Capítulo 11, publicada el 31 de julio de 2001. Disponible en: http://www.sice.oas.org/TPD/NAFTA/Commission/CH11understanding_s.asp

¹⁵³ "fair and equitable treatment should be understood to be treatment in an even-handed and just manner conducive to fostering the promotion of foreign investment" *MTD Equity Sdn Bhd. And MTD Chile S.A. v. Republic of Chile*, [2004], ICSID Case No. ARB/01/7, Award 25 May 2004 (MTD) para 113.

¹⁵⁴ *Mondev International Limited c. Estados Unidos de Norte América*, laudo del 11 de octubre de 2002, caso CIADI n° ARB(AF)/99/2

¹⁵⁵ *WasteMangementInc c. Estados Unidos Mexicanos*, caso CIADI n° ARB(AF)/00/3.

la creación del Tratado Asociación Transpacífico (TPP), los cuales sirven como parámetro de la opinión actual de los Estados que lo suscribieron y como precedente respecto futuras negociaciones, establece dentro del clausulado del mismo los parámetros para la interpretación del mismo, limitándola. Adicionalmente, el capítulo 9 incluye un anexo específico para la interpretación de este principio de conformidad con el Derecho internacional consuetudinario (Anexo 9-A). Dicho Anexo establece lo siguiente:

*Las Partes confirman su común entendimiento de que "derecho internacional consuetudinario" referido de manera general y específica en el Artículo 9.6 (Nivel Mínimo de Trato) resulta de una práctica general y consistente de los Estados seguida por ellos en el sentido de una obligación legal. **El nivel mínimo de trato a los extranjeros del derecho internacional consuetudinario se refiere a todos los principios del derecho internacional consuetudinario que protegen las inversiones de los extranjeros**¹⁵⁶.*

Del texto anterior se desprende la intención de los Estados que en su momento suscribieron el TPP de otorgar a los inversionistas extranjeros los derechos protegidos por el derecho internacional consuetudinario, lo cual lo asemeja a los alcances del TLCAN y otros tratados, aun cuando estos se acoten de cierta forma.

3.1.3. Proporcionalidad

El principio de proporcionalidad busca establecer un equilibrio entre el objetivo buscado al establecer una medida restrictiva y las consecuencias o afectaciones derivadas de la misma. Requiere que la medida administrativa no sea más drástica que lo necesario para lograr el fin esperado¹⁵⁷. Al respecto, Barnés define este principio como:

¹⁵⁶ Anexo 9-A Tratado Asociación Transpacífico, supra nota 63.

¹⁵⁷ Occidental Petroleum Corporation vs. The Republic of Ecuador, ICSID case no. ARB/06/11 award 5 October 2012 vs. Ecuador vs. Ecuador)

"el conjunto de criterios o herramientas que permiten medir y sopesar la licitud de todo género de límites normativos de las libertades, así como las de cualesquiera interpretaciones o aplicaciones de la legalidad que restrinjan su ejercicio, desde un concreto perfil o punto de mira: el de la inutilidad, innecesaridad y desequilibrio del sacrificio"¹⁵⁸

Éste principio surgió en materia de derechos humanos¹⁵⁹, ha sido aplicado repetidamente en materia administrativa por la Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) y por la Tribunal Europeo de Derechos Humanos¹⁶⁰. Para su aplicación, el TJUE sigue el test alemán, que consiste en tres subprincipios: *"idoneidad, necesidad y proporcionalidad en sentido estricto"*¹⁶¹. Cada uno de ellos, representa un aspecto especial de la proporcionalidad de una medida justa¹⁶².

La idoneidad de la medida, implica determinar si esta es adecuada para los fines esperados. Por su parte, la necesidad radica en establecer si esa medida es indispensable para obtener el fin deseado; o si en su caso, existe una medida menos gravosa con la que se obtenga el mismo resultado. Finalmente, la proporcionalidad en sentido estricto, implica realizar un

¹⁵⁸BARNES, J. (1998): "El principio de proporcionalidad. Estudio preliminar", Revista Cuadernos de Derecho Público, Nº 5, pg. 16.

¹⁵⁹ Este principio se ha tratado en diversas resoluciones tanto del Tribunal Europeo de Derechos Humanos y del Tribunal de Justicia de la Unión Europea, las cuales han dado origen a la legislación existente al respecto. Por mencionar un ejemplo de la normatividad que ha retomado este principio se encuentra el artículo art. 5.4 TUE establece que "En virtud del principio de proporcionalidad, el contenido y la forma de la acción de la Unión no excederán de lo necesario para alcanzar los objetivos de los Tratados". Para mayor referencia ver: Chano Lorena, Igualdad y principio de proporcionalidad en el Derecho Europeo: Especial referencia a los derechos fundamentales, Universidad de Extremadura, Revista Universitaria Europea Nº 23. Julio-Diciembre, 2015: 151-174. ISSN: 1139 -5796

¹⁶⁰ Para mayor referencia respecto casos en los que el Tribunal Europeo de Derechos Humanos ha aplicado este principio ver: sentencia del caso Chassagnou del 29 de abril de 1999; sentencia del caso TheSunday Times del 26 de abril de 1979; sentencia del caso Kjeldsen, BuskMadsen y Pedersen del 7 de diciembre de 1976; entre otras.

¹⁶¹ Chano Lorena, supra nota 159159.

¹⁶² Sánchez Gil Rubén, El principio de proporcionalidad, Instituto de Investigaciones Jurídicas, Universidad Nacional autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas, 2007.

balance entre los beneficios obtenidos con la medida y perjuicios ocasionados; ello, considerando los resultados de los primeros dos subprincipios.

Como ejemplo de la aplicación de este principio por el TJUE recientemente es el caso Philips Morris en el cual, el tribunal analizó la proporcionalidad de la medida que obligaba a las empresas a incluir advertencias respecto a los daños ocasionados por el consumo de tabaco, las cuales deberían cubrir por lo menos el 65% del frente y reverso del empaque. Al analizar la proporcionalidad de la medida, el TJUE, señaló que:

"el principio de proporcionalidad es uno de los principios generales del Derecho de la Unión. Exige que los actos de las instituciones de la Unión sean idóneos para alcanzar los objetivos legítimos perseguidos por la normativa de que se trate y no sobrepasen los límites de lo que es necesario para alcanzar tales objetivos, quedando claro que, cuando se pueda elegir entre varias medidas adecuadas, deberá utilizarse la menos gravosa y que las cargas que se impongan no deberán ser desproporcionadas respecto a los objetivos perseguidos"¹⁶³.

En materia de inversiones, el principio de proporcionalidad ha sido reconocido como parte del Trato Justo y Equitativo (TJE) y como mediada para el trato a las inversiones. En MTD el tribunal señaló que el TJE es un estándar amplio y aceptado generalmente en el que abarca principios fundamentales como buena fe, debido proceso, no discriminación y **proporcionalidad**¹⁶⁴.

¹⁶³ Caso Philip Morris. Sentencia del Tribunal de Justicia Europeo, asunto C-547/14 de fecha 4 de mayo de 2016. Disponible en: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/HTML/?uri=CELEX:62014CJ0547&from=EN>.

¹⁶⁴MTD Equity Sdn Bhd. And MTD Chile S.A. v. Republic of Chile, [2004], ICSID Case No. ARB/01/7, Award 25 May 2004 (MTD)

En Tecmed el tribunal señaló como requisito para determinar la existencia de una expropiación indirecta en una medida, la aplicación del principio de proporcionalidad señalando que:

"la proporcionalidad de dichos actos o medidas con las exigencias del interés público presuntamente tutelado a través de los mismos y la protección legalmente debida al inversor en relación con su inversión, sin olvidar que la magnitud de dicho impacto juega un rol de peso al juzgar acerca de dicha proporcionalidad".

El tribunal en Oxy v. Ecuador señaló que el principio de Trato Justo y Equitativo incorpora el principio de Proporcionalidad¹⁶⁵. Asimismo, estableció la siguiente regla para determinar si las medidas utilizadas por el Estado cumplen con el principio de proporcionalidad:

"En aquellos casos en que la administración pretende imponer una sanción severa, en opinión del Tribunal, el Estado debe poder demostrar (i) que quien cometió la violación causó un daño lo suficientemente grave; y/o (ii) que había existido un incumplimiento manifiesto o recurrente del contrato o de la ley correspondiente que fue suficiente para asegurar la sanción impuesta; y/o (iii) que por razones de disuasión y buena gestión es apropiado imponer una sanción significativa, incluso aunque el daño sufrido en esa instancia particular no haya sido grave..."

El enfoque a adoptar seguirá siendo el criterio general, ponderando los intereses del Estado con los del individuo, a fin de determinar si la sanción en cuestión es una respuesta proporcionada en las circunstancias particulares"¹⁶⁶.

En virtud de lo anterior, se puede afirmar que bajo el principio de proporcionalidad el inversionista se encuentra protegido en contra de decisiones excesivas y arbitrarias que pueda tomar el Estado, una de ellas la rescisión administrativa. La proporcionalidad de las

¹⁶⁵ Anne Marie Martin, *Proportionality: An Addition to the International Center for the Settlement of Investment Disputes' Fair and Equitable Treatment Standard*, 37 BC Int'l & Comp. L. Rev. 58 (2014), <http://lawdigitalcommons.bc.edu/iclr/vol.37/iss3/6>

¹⁶⁶ Supra nota 67, para 416 y 417.

sanciones se ha incluido como elemento clave para determinar la existencia del TJE, explicado en el numeral anterior.

La proporcionalidad de la medida aplicada por el Estado podrá ser un factor para determinar no sólo la violación al TJE, sino también la posible existencia de una expropiación indirecta dependiendo de las circunstancias que dieron origen al caso, tal como ocurrió en *Oxy vs. Ecuador* el cual se explicará en el apartado correspondiente a la expropiación indirecta.

3.1.4. Protección y seguridades plenas

Este principio implica que el Estado receptor se encuentra obligado a tomar medidas para proteger las inversiones de efectos adversos, derivados de los actos del Estado, sus dependencias y entidades o terceros. Algunos Tratados de Inversiones incluyen este principio en el trato justo y equitativo, mientras que otros los consideran como distintos principios, con niveles de protección diferentes¹⁶⁷.

En *Azurix Corp v. Argentina* el Tribunal señaló que el principio de “protección y seguridades plenas” se limita a las funciones de policía del Estado, requeridas por la costumbre internacional. Sin embargo, cuando los términos “*protecciones y seguridades*” se encuentran calificados con el adjetivo “*plenas*” únicamente el contenido de las mismas se extenderá más allá de la seguridad física¹⁶⁸.

¹⁶⁷Azurix Corp v. The Argentine Republic, Award, 14 July 2006, at para 407.

¹⁶⁸Id.

Inicialmente este principio se enfocaba en la necesidad de proteger al inversionista de distintos tipos de violencia física o presiones sociales, incluyendo invasiones a instalaciones. Posteriormente, el contenido de dicho principio se ha extendido para proteger al inversionista de las violaciones a sus derechos por la aplicación de leyes y normas en el Estado receptor.

Aun cuando se ha discutido si el alcance del sentido amplio de este principio es más amplio que aquel consagrado en la costumbre internacional, este principio requiere que el Estado Receptor actúe diligentemente¹⁶⁹.

La aplicación de este principio en sentido amplio, dependerá del alcance de los demás principios contenidos en los Tratados, en particular cuando no existan otros principios que puedan proteger al inversionista en contra de la aplicación excesiva de las normas¹⁷⁰. Las acciones del Estado y las violaciones a este principio deberán ser interpretadas a la luz de las demás protecciones otorgadas en los Tratados.

3.1.5. Trato nacional y Nación más favorecida

Trato nacional es un principio fundamental en todo esquema de libre comercio, incluido dentro de los tratados de inversiones y la OMC, e implica que ningún Estado parte podrá otorgar un trato menos favorable que el otorgado a sus connacionales, prohibiendo a las

¹⁶⁹Noble Ventures v. Romania, Award, 12 October 2005, para 164.

¹⁷⁰DolzerRudolph, opus cit, nota 134

partes discriminar a los inversionistas por su origen.¹⁷¹ La OMC define dicho principio como:

*"Principio según el cual cada Miembro concede a los nacionales de los demás el mismo trato que otorga a sus nacionales. El artículo III del GATT exige que se conceda a las mercancías importadas, una vez que hayan pasado la aduana, un trato no menos favorable que el otorgado a las mercancías idénticas o similares de producción nacional..."*¹⁷²

El principio de Nación más favorecida, es un "principio de no discriminación entre los interlocutores comerciales"¹⁷³, que recoge la obligación de los Estados a otorgar a un inversionista un trato no menos favorable que aquel otorgado a un inversionista nacional de cualquier otro Estado.

Generalmente ambos principios se otorgan en los tratados de manera conjunta a fin de permitir a los inversionistas los mismos derechos y nivel de trato que a los connacionales del estado receptor o en caso de existir un tratado más favorable, otorgar los mismos derechos que dicho tratado. Por ejemplo, se puede invocar estos principios para beneficiarse de incentivos otorgados por el estado receptor a sus connacionales o a inversionistas de otro estado con el que se cuente con un tratado.

3.2. Aplicación de las protecciones a inversiones de los Tratados internacionales en los Contratos Petroleros.

¹⁷¹RyanHauk, al analizar el caso de *UPS vs Canadá*, señaló que para considerar la existencia de una violación al principio de trato nacional deben configurarse tres supuestos: i) la existencia del trato, elemento que presupone la existencia de una inversión y un acto en su contra, ii) que existan circunstancias similares "*in likecircumstances*"; y iii) que éste sea menos favorable que aquel recibido por los inversionistas nacionales.

¹⁷² Principio de Trato Nacional, Glosario de Términos de la Organización Mundial de Comercio, disponible en: https://www.wto.org/spanish/thewto_s/glossary_s/trato_nacional_s.htm

¹⁷³ Principio de nación más favorecida, id.

La Reforma Energética abrió el sector de hidrocarburos a la participación privada a través de los distintos tipos de contratos previstos en la Ley de Hidrocarburos y la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, en los cuales podrán participar extranjeros. Mismos que podrán considerarse como inversionistas en términos de las definiciones contenidas en los diversos tratados internacionales suscritos y ratificados por México.

Tal y como se señaló en los capítulos anteriores, existe una serie de principios de derecho internacional en materia de inversiones que protegen a los inversionistas de los Estados parte de los diversos tratados internacionales suscritos por nuestro país, como lo son el Trato justo y equitativo o la prohibición de expropiaciones ilegales. En materia petrolera, la apertura a la inversión tiene como consecuencia la aplicación de los tratados al sector, y por ende, el otorgamiento de dichos principios y derechos a los inversionistas extranjeros que han obtenido, entre otros, Contratos de Exploración y Extracción, en México. Lo anterior, aun cuando, en algunos casos, la aplicación de los tratados en el sector había sido expresamente excluidos.

En el presente capítulo se analizará si son aplicables los principios de derecho internacional de inversiones, así como el otorgamiento de las protecciones previstas en el TLCAN, el Acuerdo de la Alianza del Pacífico a los inversionistas extranjeros que obtengan contratos a partir de la reforma energética, dichos acuerdos fueron seleccionados ya que la mayoría de las empresas petroleras que han manifestado interés se encuentran cubiertas por dichos tratados. Adicionalmente, se estudiará si dichas protecciones otorgan el derecho a acceder acceso al arbitraje de inversiones por las violaciones a los derechos de los inversionistas, otorgados por dichos tratados.

3.2.1. Aplicación del TLCAN en la Reforma Energética.

El artículo 1101 limita el ámbito de aplicación del Capítulo XI respecto a las medidas que adopte o mantenga una Parte relativas a los inversionistas de un Estado Parte, inversiones de inversionistas de otro Estado Parte en su territorio¹⁷⁴. Estableciéndose que aplicará a tanto las inversiones existentes a la entrada en vigor del tratado como a aquellas realizadas con posterioridad.

Ahora bien, para mayor comprensión de concepto, el término "*medidas relativas a*" inversionistas o inversiones ha sido interpretado por los tribunales en diversos casos requiriendo una conexión legal significativa¹⁷⁵. Por ejemplo, en *Pope & Talbot v. Canadá*, el tribunal aceptó los argumentos del gobierno canadiense, los cuales señalaban que las actividades realizadas por su gobierno no debían considerarse como "*medidas relativas a*" inversiones y por lo tanto no eran sujetas al ámbito de aplicación del TLCAN, debido a que aun cuando las medidas aplicadas por Canadá afectaron las inversiones de un inversionista de un Estado Parte, pero estas no fueron principalmente dirigidas a las inversiones¹⁷⁶ y en consecuencia, dichas medidas no se encontraban dentro del ámbito de aplicación del Capítulo XI.

Por su parte, en *Methanex v. Estados Unidos*, el tribunal interpretó el término "*medidas relativas a*" de forma contraria a la decisión de *Pope & Talbot*. En este caso, *Methanex* alegaba que las medidas tomadas por parte del gobierno de California para prohibir el uso

¹⁷⁴Artículo 1101 TLCAN opus cit, nota 79 .

¹⁷⁵Ver. Bradley J. Condon, Mexican energy reform and NAFTA Chapter 11: Articles 20 and 21 of the Hydrocarbons Law and Access to investment arbitration, *Journal of World Energy Law and Business*, 2016, 9-203-218.

¹⁷⁶*Pope & Talbot Inc v. Canada. Ruling by Tribunal on claimants' motion for interim measures*. Disponible en: <http://www.italaw.com/sites/default/files/case-documents/ita0672.pdf>

del metanol en las gasolinas afectaron sus inversiones, y en consecuencia constituyeron una violación a los derechos protegidos por el TLCAN encuadrado el supuesto dentro del ámbito de aplicación del Capítulo XI del Tratado.

Por su parte, Estados Unidos argumentó que las medidas ambientales tomadas por el gobierno del Estado de California, conllevaban por esencia el riesgo de afectar un gran número de inversiones e inversionistas. Por lo que a fin un sinnúmero de reclamaciones por parte de terceros afectados indirectamente con la aplicación de medidas ambientales tanto locales como estatales, el término "*medidas relativas a*" debería interpretarse restrictivamente, acotándolo a aquellos casos en los que exista una relación legal significativa entre la medida y el inversionista o la inversión afectada. El tribunal, aceptó el argumento de Estados Unidos, creando como precedente una interpretación que acota la interpretación del artículo 1101 del TLCAN y en consecuencia restringe el ámbito de aplicación del Capítulo XI.

De lo anterior se desprende, que para la aplicación del tratado se deberá demostrar que la medida que dio origen a la controversia, encuadre en el concepto de "relativo a" las inversiones y/o inversionistas de otro estado parte. Para lo cual, la parte afectada por la medida, deberá demostrar la relación causal entre el daño y la medida.

Una vez determinado que la actuación del Estado Parte, constituye una medida relativa a las inversiones, se deberá analizar si no existe algún otro impedimento para la aplicación del Tratado, particularmente la del Capítulo XI. Para ello, se deberá analizar: (i) si las inversiones realizadas se encuentran previstas dentro del tratado, o si existe alguna reserva al mismo que prohíba su la realización y (ii) si existe un conflicto de normas que prevenga

la aplicación del Tratado. En el caso que nos compete, se deberá analizar si la Legislación energética vigente impide la aplicación del TLCAN.

3.2.2. Reservas del TLCAN.

El capítulo VI del TLCAN establece el alcance y cobertura del tratado relacionado con la apertura del sector energético, en particular, de bienes energéticos y petroquímicos básicos y medidas relacionadas con la inversión y comercio transfronterizo de dichos bienes¹⁷⁷. En dicho capítulo se establece como principio fundamental el respeto a las Constituciones de cada uno de los Estados Parte. Lo cual atiende a las restricciones en materia energética contenidas en la Constitución Mexicana previo a la Reforma Energética, en especial el monopolio estatal en materia de exploración y producción. El cual requería que el Estado a través de Petróleos Mexicanos llevara a cabo todas las actividades estratégicas relacionadas con el sector.

En congruencia con lo dispuesto en la Constitución Mexicana al momento de suscribir el tratado, México se reservó para sí mismo la inversión y prestación de las siguientes actividades estratégicas en el Anexo 602.3 (2):

"a. exploración y explotación de petróleo crudo y gas natural; refinación o procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y producción de gas artificial, petroquímicos básicos y sus insumos y ductos;

b. comercio exterior; transporte, almacenamiento y distribución, hasta e incluyendo la venta de primera mano de los siguientes bienes:

- i. petróleo crudo;*
- ii. gas natural y artificial;*

¹⁷⁷ Tratado de Libre Comercio para América del Norte, artículo 602.

- iii. *bienes cubiertos por este capítulo obtenidos de la refinación o del procesamiento de petróleo crudo y gas natural; y*
- iv. *petroquímicos básicos;*¹⁷⁸

Las reservas anteriores, excluían la participación de Inversionistas extranjeros a lo largo de la cadena productiva del sector de hidrocarburos; en upstream se excluía la exploración y extracción, lo cual implica que el Estado mantendría el control de las actividades, pudiendo subcontratar servicios, siempre que estos no implicasen una cesión de las operaciones, la inversión extranjera en los servicios no estaba prohibida por la Constitución. En midstream y downstream, se prohibió la inversión en la comercialización al exterior; transporte, almacenamiento y distribución, hasta e incluyendo las ventas de primera mano.

Adicionalmente se excluyen expresamente dichas actividades del ámbito de aplicación del Capítulo XI de señalando que "*no se permitirá la inversión privada en las actividades listadas en el párrafo 1.*"¹⁷⁹ Por lo anterior, las restricciones al ámbito de aplicación del TLCAN respecto al sector de hidrocarburos y la falta de inversión de Pemex en refinerías, hicieron de nuestro país "un proveedor de crudos baratos para las refinerías estadounidenses, a las cuales se les compra los petroquímicos y gasolinas que anteriormente en su gran mayoría producía la industria mexicana"¹⁸⁰.

No obstante las reservas incluidas en el Capítulo VI de energía, el propio Tratado abrió la puerta a que en caso de que México permitiera la inversión en las actividades reservadas,

¹⁷⁸ Tratado de Libre Comercio opus cit nota 70., Anexo 602.3: Reservas y disposiciones especiales

¹⁷⁹ *Ibíd.*

¹⁸⁰ Witker Jorge, El interés nacional frente al Tratado de Libre Comercio de América del Norte, TLCAN 20 AÑOS, ¿Celebración, desencanto o replanteamiento?, disponible en: http://idic.mx/wp-content/uploads/2014/11/TLCAN20ANOS_UNAM-IDIC_2014_comprimido.pdf

éstas serían protegidas por el Capítulo XI de las Inversiones. Lo anterior se precisó en un pie de página que de la siguiente forma:

*"Artículo 1101 (2) y Anexo 602.3: en la medida en que una Parte permita realizar una inversión en una actividad establecida en el Anexo III o en el Anexo 602.3, **tal inversión estará cubierta por la protección del Capítulo XI, "Inversión"**".¹⁸¹*

En tal sentido, el factor determinante para la aplicación de las reservas contenidas en el Capítulo de energía y en el Anexo III, es si el Estado autoriza la inversión extranjera en dichas actividades. Lo cual, implica que, a pesar de las reservas al Capítulo de energía, una vez autorizada la inversión extranjera en el sector energético en 2013, a través de las modificaciones a la Constitución y la creación de distintas Leyes, dichas inversiones serán protegidas por el Capítulo de Inversiones. Por tal motivo, es posible afirmar que no existen reservas al Capítulo XI del TLCAN respecto a las inversiones extranjeras derivadas de los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, contenidos en la Reforma Energética.

3.2.3. Sometimiento al Arbitraje de inversiones

En este orden de ideas, toda vez que México otorgo su consentimiento al arbitraje para resolver las controversias relativas a las inversiones protegidas en el Tratado, en la Sección B del Capítulo XI; aquellas disputas que surjan de los contratos de exploración y extracción y en particular respecto a las inversiones derivadas de los mismos, podrían resolverse conforme a las reglas de arbitraje señaladas en las Sección B del Capítulo XI. Lo anterior,

¹⁸¹ Tratado de Libre Comercio para América del Norte, opus cit. Pie de página 2 Anexo 602.3.

siempre que la contraparte presente una demanda por una medida relativa a las inversiones por parte del gobierno mexicano.

La Sección B del Capítulo XI del TLCAN establece el mecanismo de solución de controversias derivadas de la violación a las protecciones otorgadas por el Tratado. A través de este Capítulo, los Estados Parte otorgaron su consentimiento para someter cualquier controversia al arbitraje en términos del Convenio del Centro Internacional de Arreglo de diferencias relativas a Inversiones (CIADI) y en su caso a través del mecanismo complementario¹⁸².

El artículo 25 del Convenio de Washington establece claramente la jurisdicción del CIADI; estableciendo los casos en los que podrá resolver una diferencia en virtud de la materia, el consentimiento o las partes involucradas, dicho artículo establece lo siguiente:

"Artículo 25 (1) La jurisdicción del Centro se extenderá a las diferencias de naturaleza jurídica que surjan directamente de una inversión entre un Estado Contratante (o cualquiera subdivisión política u organismo público de un Estado Contratante acreditados ante el Centro por dicho Estado) y el nacional de otro Estado Contratante y que las partes hayan consentido por escrito en someter al Centro. El consentimiento dado por las partes no podrá ser unilateralmente retirado.

(2) Se entenderá como "nacional de otro Estado Contratante":

(a) toda persona natural que tenga, en la fecha en que las partes consintieron someter la diferencia a conciliación o arbitraje y en la fecha en que fue registrada la solicitud prevista en el apartado (3) del Artículo 28 o en el apartado (3) del Artículo 36, la nacionalidad de un Estado Contratante distinto del Estado parte en la diferencia; pero en ningún caso comprenderá las personas que, en cualquiera de ambas fechas, también tenían la nacionalidad del Estado parte en la diferencia; y

(b) toda persona jurídica que, en la fecha en que las partes prestaron su consentimiento a la jurisdicción del Centro para la diferencia en cuestión, tenga la nacionalidad de un Estado Contratante distinto del Estado parte en la

¹⁸² Ver artículo 1119 del TLCAN

diferencia, y las personas jurídicas que, teniendo en la referida fecha la nacionalidad del Estado parte en la diferencia, las partes hubieren acordado atribuirle tal carácter, a los efectos de este Convenio, por estar sometidas a control extranjero.

(3) El consentimiento de una subdivisión política u organismo público de un Estado Contratante requerirá la aprobación de dicho Estado, salvo que este notifique al Centro que tal aprobación no es necesaria.

(4) Los Estados Contratantes podrán, al ratificar, aceptar o aprobar este Convenio o en cualquier momento ulterior, notificar al Centro la clase o clases de diferencias que aceptarían someter, o no, a su jurisdicción. El Secretario General transmitirá inmediatamente dicha notificación a todos los Estados Contratantes. Esta notificación no se entenderá que constituye el consentimiento a que se refiere el apartado (1) anterior.”

El CIADI podrá conocer sobre una controversia, en materia de inversiones, aun cuando ésta no se encuentre contemplada en los supuestos señalados por el artículo anterior, a través del mecanismo complementario, sí se cumple con lo siguiente:

- (i) Que exista un Tratado Bilateral entre el Estado receptor de la inversión y el Estado de cuya nacionalidad es el inversor, en éste documento se deberá pactar el sometimiento a la jurisdicción del CIADI.

En el caso que nos compete, el TLCAN establece en el apartado B del Capítulo XI, el sometimiento de los estados parte (Estados Unidos, Canadá y México) al arbitraje de inversiones ante el CIADI. En tal sentido, las controversias derivadas de las medidas relativas a inversiones de un inversionista de un estado parte, podrán someterse ante el CIADI.

En este orden de ideas, en términos del TLCAN, es posible someter al arbitraje de Inversiones una controversia en materia energética derivada de un contrato, como los Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Ello siempre que, el Contratista

sea un inversionista de un Estado Parte y se violen las protecciones otorgadas en el Capítulo de Inversiones mediante una medida tomada por el estado mexicano. El derecho de acudir al arbitraje por controversias relativas a inversiones en materia energética incluye a aquellas derivadas de expropiaciones, directas o indirectas, incluyendo aquellas derivadas de la rescisión administrativa como se explicará en el próximo capítulo.

3.2.4. Acuerdo de la Alianza del Pacífico (AAP)

El Acuerdo de la Alianza del Pacífico fue suscrito el 6 de junio de 2012, entre Colombia, Chile, México y Perú. Entre sus objetivos se encuentra establecer las reglas claras para estimular la expansión y diversificación del comercio de mercancías y servicios entre los Estados parte, así como promoverla transparencia en el comercio de mercancías y servicios y en la inversión.

3.2.5. Ámbito de aplicación en materia de inversiones

Al igual que el TLCAN, el AAP cuenta con un capítulo dedicado exclusivamente a las inversiones. El capítulo 10 del mismo establece las protecciones que deberán otorgarse por los estados signatarios, respecto de las inversiones realizadas por connacionales de otros estados signatarios. En términos del artículo 10.2, el capítulo en comento será aplicable a las medidas adoptadas por un Estado Parte respecto a las inversiones de otra parte, entendidas estas como las inversiones realizadas, por una parte, un nacional o una empresa de una parte.

Asimismo, dicho artículo establece quienes son los sujetos obligados por dicho capítulo, al señalar que éste le será aplicable a las medidas realizadas por: "*Las obligaciones de una Parte de conformidad con esta Sección se aplicarán a una empresa estatal u otra persona*

cuando ésta ejerza cualquier autoridad regulatoria, administrativa u otra autoridad gubernamental que le hubiera sido delegada por esa Parte, tales como la autoridad de expropiar, otorgar licencias, aprobar transacciones comerciales o imponer cuotas, tasas u otros cargos.¹⁸³

Una vez definido que el ámbito de aplicación del capítulo será a aquellas medidas adoptadas por alguno de los sujetos obligados, señalados en el párrafo anterior, respecto de las inversiones de un inversionista de otro estado parte; es necesario abundar respecto al alcance del término "inversión" a la luz del tratado. Al respecto, el artículo 10.1 define las inversiones como:

*"Inversión: significa todo activo de propiedad de un inversionista o controlado por el mismo, directa o indirectamente, que tenga las características de una inversión, incluyendo **características tales como el compromiso de capitales u otros recursos, la expectativa de obtener ganancias o utilidades, o la asunción de riesgo.** Las formas que puede adoptar una inversión incluyen:*

(a) una empresa;

(b) acciones, capital y otras formas de participación en el patrimonio de una empresa;

(c) bonos, obligaciones u otros instrumentos de deuda de una empresa, (...);

(d) futuros, opciones y otros derivados;

*(e) contratos¹⁸⁴ de llave en mano, de construcción, de gestión, **de producción, de concesión, de participación en los ingresos y otros contratos similares,** incluyendo aquellos que involucran la presencia de la propiedad de un inversionista en el territorio de las Partes;*

(f) derechos de propiedad intelectual;

*(g) **licencias,** autorizaciones, permisos y derechos similares otorgados de conformidad con la legislación interna, y*

¹⁸³ Artículo 10.2 Acuerdo Marco de la Alianza del Pacífico. Disponible en: http://www.sice.oas.org/Trade/PAC_ALL/Pacific_Alliance_Text_s.asp#c10_a10_1

¹⁸⁴ en términos del acuerdo, los contratos incluyen los derechos contractuales emanados del mismo.

(h) otros derechos de propiedad tangibles o intangibles, muebles o inmuebles y los derechos relacionados con la propiedad (...);

inversión no incluye una orden o sentencia presentada en una acción judicial o administrativa;”

De la definición anterior se desprende que los contratos de producción, de concesión, la participación en los ingresos y otros contratos similares otorgados por un Estado Parte se considerarán como inversiones protegidas por el AAP. En este sentido, los distintos tipos de Contratos de Exploración y Producción (licencia, producción compartida, utilidad compartida y servicios) pueden considerarse como inversiones, pues pueden encuadrar en los diversos tipos de contratos incluidos en la definición. De la misma manera, toda vez que el AAP incluye dentro de la definición de inversión a los compromisos de capital u otros recursos, la expectativa de obtener ganancias o utilidades, o la asunción de riesgo; se podrá considerar como “inversiones” protegidas por el tratado a todas aquellas derivadas del programa mínimo de trabajo contenido en cada uno de los CEE. Tal y como se explicó anteriormente, el programa mínimo de trabajo constituye el compromiso de realizar una serie de actividades contenidas en el mismo, asumiendo, el contratista, los costos y riesgos relacionados con la exploración o extracción de hidrocarburos con la expectativa de obtener utilidades una vez declarada la comercialidad del área contractual. Por tal motivo, los compromisos adquiridos en los programas mínimos de trabajo, formarán parte de las inversiones protegidas por el AAP, en términos de la definición en comento.

Ahora bien, todas aquellas inversiones que encuadren en la definición de “inversión” dentro antes descrita, estarán protegidas por los principios de derecho de inversiones explicados en capítulos anteriores. Entre los principios consagrados dentro del capítulo 10 se encuentran: trato nacional (artículo 10.4), nación más favorecida (artículo 10.5), nivel

mínimo de trato (artículo 10.6), reglas específicas para llevar a cabo expropiaciones previa indemnización (artículo 10.12), etcétera.

3.2.6. Sometimiento al Arbitraje de inversiones

Tal y como sucede en el capítulo XI del TLCAN, el capítulo 10 del AAP incluye una sección para la solución de controversias entre los Inversionistas y los Estados parte. En términos del mismo, en caso de existir una controversia, el primer mecanismo para su solución deberá ser las negociaciones y consultas. Este mecanismo incluye entre otros, los buenos oficios, la conciliación, mediación y otros procedimientos de carácter no vinculante ante terceros¹⁸⁵. Si dentro de los 6 meses siguientes al sometimiento de la consulta o inicio de negociaciones las Partes no llegan a un acuerdo, se podrá someter la controversia al arbitraje de inversiones. Para ello, deberá presentar una notificación de intención de someter la controversia al arbitraje por lo menos 90 días antes de presentar la demanda.

El arbitraje podrá llevarse a cabo: (i) ante el CIADI siguiendo las Reglas Procesales Aplicables a los Procedimientos de Arbitraje del mismo; ello siempre y cuando las partes de la controversia sean partes del Convenio de Washington; (ii) ante el CIADI a través del mecanismo complementario, cuando alguna de las partes de la controversia sean parte del Convenio de Washington; (iii) siguiendo las reglas de la UNCITRAL (CNUDMI); o (iv) ante cualquier institución arbitral acordada por las partes. Para ello, en el artículo 10.17 los estados signatarios establecieron su consentimiento al arbitraje de inversiones, señalando lo siguiente:

ARTÍCULO 10.17: Consentimiento de cada Parte al Arbitraje

¹⁸⁵ ver artículo 10.15, Acuerdo Marco de la Alianza del Pacífico, supra nota 183183

1. Cada Parte consiente en someter una reclamación a arbitraje con arreglo a esta Sección y de conformidad con el presente Protocolo Adicional.

2. El consentimiento a que se refiere el párrafo 1 y el sometimiento de la reclamación a arbitraje con arreglo a esta Sección cumplirá con los requisitos señalados en:

(a) el Capítulo II del Convenio CIADI (Jurisdicción del Centro) y el Reglamento del Mecanismo Complementario del CIADI, que exigen el consentimiento por escrito de las partes de la controversia;

(b) el Artículo II de la Convención de Nueva York, que exige un "acuerdo por escrito", y

(c) el Artículo I de la Convención Interamericana, que requiere un "acuerdo"¹⁸⁶.

De lo anterior se desprende que el consentimiento otorgado por los estados signatarios, cumple con las formalidades requeridas para su validez y bastará con la presentación de la notificación del sometimiento al arbitraje para considerar que ambas partes de la controversia han consentido al arbitraje de inversiones. Por tal motivo, en caso de existir una violación a los derechos de los inversionistas extranjeros que obtengan un CEE en México, estos podrán, en su caso, acudir al arbitraje de inversiones conforme al capítulo 9 del AAP.

3.2.7. APPRIs suscritos por México

Adicional a los tratados analizados en las secciones anteriores, nuestro país cuenta con una gran cantidad de APPRIs con diversos Estados entre los que se destacan los suscritos con Argentina, China, Francia, Italia, Países Bajos, Reino Unido, Australia. Cabe señalar que México cuenta con contratos de exploración y extracción suscritos con inversionistas de dichos Estados, derivados de la Ronda 1 y la primera asociación con Pemex.

¹⁸⁶Artículo 10.17 del Acuerdo Marco de la Alianza del Pacífico, supra nota 183

Cada uno de los acuerdos prevé un apartado para la protección de inversiones entre ellas, se incluyen los contratos y concesiones que tengan un valor económico. Asimismo, en estos se reconocen y otorgan las protecciones relacionadas con los principios de trato nacional, nación más favorecida, nivel mínimo de trato y no expropiación sin causa de utilidad pública conforme a las reglas previstas en las mismas.

Los APPRI's contemplan un apartado de solución de controversias, que permiten acudir al arbitraje en materia de inversiones, por el incumplimiento de los principios establecidos en éstos. En tal sentido, en caso de existir una medida en contra de los CEE suscritos con inversionistas de los Estados parte de dichos acuerdos, y que esta medida constituya una violación al acuerdo y a las protecciones otorgadas en este, se podrá acudir al arbitraje de inversiones en términos de lo previsto en cada uno de los APPRI's.

3.2.8. Conflicto de Normas.

Una vez determinado que una medida tomada por un estado parte se encuentra dentro del ámbito de aplicación tanto del TLCAN o del AAP, se deberá considerar si existe alguna prohibición para someter al arbitraje considerando la legislación nacional e internacional. En materia de rescisión administrativa, el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos establece los mecanismos de solución de controversias aceptados para en los CEE, excluyendo el sometimiento al arbitraje de aquellas controversias derivadas de la rescisión administrativa. En dicho artículo se otorga el consentimiento para someter las demás controversias derivadas de los contratos al arbitraje comercial en términos del Título Cuarto del Libro Quinto del Código de Comercio y los tratados internacionales en materia de arbitraje y solución de controversias de los que México sea parte. Lo anterior podría

limitar el consentimiento otorgado en el TLCAN y el AAP y los APPRIs, revisado en los apartados anteriores. Para determinar si lo previsto en los tratados prevalece sobre lo dispuesto en la Ley de Hidrocarburos se deberán analizar: (i) las exclusiones contenidas en la legislación nacional y (ii) la jerarquía de normas y demás normas de conflicto aplicables.

(i) **Restricciones al arbitraje de inversiones en la legislación nacional**

Tal como se señaló anteriormente, el artículo 21 de la LH excluye la posibilidad de someter a arbitraje las controversias derivadas de la rescisión administrativa de los CEE, lo anterior al señalar:

*"Artículo 21.- Tratándose de controversias referidas a los Contratos para la Exploración y Extracción, **con excepción de lo mencionado en el artículo anterior**, se podrán prever **mecanismos alternativos para su solución**, incluyendo acuerdos arbitrales en términos de lo dispuesto en el Título Cuarto del Libro Quinto del Código de Comercio y los tratados internacionales en materia de arbitraje y solución de controversias de los que México sea parte.*

La Comisión Nacional de Hidrocarburos y los Contratistas no se someterán, en ningún caso, a leyes extranjeras (...)."

El artículo anterior deja en claro la postura de rechazo que tiene el estado mexicano respecto a la arbitrabilidad de la rescisión administrativa. Dicha postura tiene como antecedente Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público, la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, así como las jurisprudencias emitidas al respecto, las cuales catalogan a la rescisión administrativa emitida con fundamento en dichas leyes como un acto de autoridad. Dichos actos de autoridad deberán ser combatidos ante el tribunal federal de justicia fiscal y administrativa, tal y como se refleja a continuación:

Novena Época	Instancia: Segunda Sala	Fuente: Gaceta del Semanario Judicial de la Federación	Tesis: Jurisprudencia
Página: 312	Materia(s): Administrativa	Tesis: 2a./J. 4/2010 Tomo XXXI, Enero de 2010	Registro: 165410
<p>RESCISIÓN ADMINISTRATIVA DE CONTRATOS DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS, Y DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS Y SERVICIOS DEL SECTOR PÚBLICO, DECRETADA POR LAS DEPENDENCIAS Y ENTIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL. ES IMPUGNABLE EN EL JUICIO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO ANTE EL TRIBUNAL FEDERAL DE JUSTICIA FISCAL Y ADMINISTRATIVA.</p>			
<p>Del artículo 14, fracción VII, de la Ley Orgánica del Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, que establece que este órgano jurisdiccional conocerá de los juicios promovidos contra las resoluciones definitivas, actos administrativos y procedimientos en materia administrativa sobre interpretación y cumplimiento de contratos de obras públicas, adquisiciones, arrendamientos y servicios celebrados por las dependencias y entidades de la administración pública federal, a través del juicio contencioso administrativo regulado en la Ley Federal de Procedimiento Contencioso Administrativo, <u>se concluye que la rescisión administrativa de contratos públicos decretada con fundamento en los artículos 54 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público y 61 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, es impugnada en el juicio contencioso administrativo ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa,</u> pues se declara ante su incumplimiento; a su vez, <u>la sentencia definitiva emitida en el juicio referido podrá reclamarse en amparo directo ante un Tribunal Colegiado de Circuito,</u> con fundamento en los artículos 44, 46, 158 y 159 de la Ley de Amparo y 37, fracción I, inciso b), de la Ley Orgánica del Poder Judicial de la Federación, el cual ejercerá un control constitucional sobre lo resuelto respecto de la rescisión administrativa.</p>			
<p>Contradicción de tesis 422/2009. Entre las sustentadas por los Tribunales Colegiados Décimo Quinto y Cuarto, ambos en Materia Administrativa del Primer Circuito. 9 de diciembre de 2009. Cinco votos. Ponente: José Fernando Franco González Salas. Secretario: Roberto Rodríguez Maldonado. Tesis de jurisprudencia 4/2010. Aprobada por la Segunda Sala de este Alto Tribunal, en sesión privada del trece de enero de dos mil diez.</p>			

Décima Época	Instancia: Tribunales Colegiados de Circuito	Fuente: Gaceta del Semanario Judicial de la Federación	Tesis: Aislada
Página: 2103	Materia(s): Común	Tesis: VI.30.A.4 A (10a.) Libro XX, Mayo de 2013, Tomo 3	Registro: 2003747
<p>RESCISIÓN ADMINISTRATIVA DE CONTRATOS DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS, DECRETADA POR LAS DEPENDENCIAS Y ENTIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA. CONSTITUYE UN ACTO DE AUTORIDAD, SUSCEPTIBLE DE SER IMPUGNADO EN LAS VÍAS LEGALES CORRESPONDIENTES, ATENDIENDO AL TIPO DE AUTORIDAD QUE LA EMITE (FEDERAL, ESTATAL O MUNICIPAL) Y LEGISLACIÓN APLICABLE.</p>			
<p>Conforme a la jurisprudencia número 2a./J. 4/2010 de la Segunda Sala de la Suprema Corte de Justicia de la Nación, publicada en el Semanario Judicial de la Federación y su Gaceta, Novena Época, Tomo XXXI, enero de 2010, página 312, de rubro: "RESCISIÓN ADMINISTRATIVA DE CONTRATOS DE OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS, Y DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS Y SERVICIOS DEL SECTOR PÚBLICO, DECRETADA POR LAS DEPENDENCIAS Y ENTIDADES DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA FEDERAL. ES IMPUGNABLE EN EL JUICIO CONTENCIOSO ADMINISTRATIVO ANTE EL TRIBUNAL FEDERAL DE JUSTICIA FISCAL Y ADMINISTRATIVA.", y a la ejecutoria que le dio origen dictada en la contradicción de tesis 422/2009, se obtiene que <u>la rescisión administrativa de un contrato de obra pública, decretada por las dependencias y entidades de la administración pública federal, reúne las características para ser considerada como un acto de autoridad,</u> pues con fundamento en los artículos 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 61 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, <u>se emite esa decisión unilateral, extinguiendo por sí o ante sí una relación contractual en la que es parte un particular, afectando su esfera jurídica; asimismo, dicha rescisión la decreta un órgano integrante de</u></p>			

la estructura orgánica de la entidad contratante, sin acudir a los tribunales judiciales o administrativos y sin el consenso de la voluntad del afectado. Así, el indicado criterio es aplicable también tratándose de una resolución de tal naturaleza dictada por una dependencia o entidad de la administración pública del Gobierno del Estado de Puebla o de algún Municipio de esa entidad federativa, pues el citado artículo 134 de la Constitución Federal, que analizó la Suprema Corte de Justicia de la Nación en la referida contradicción de tesis, no sólo tiene aplicación en el ámbito federal, sino también en los Estados, pues establece los principios que deben observarse en las adquisiciones, arrendamientos y enajenaciones de todo tipo de bienes, prestación de servicios de cualquier naturaleza y la contratación de obra, a favor de la Federación, los Estados, los Municipios, el Distrito Federal y los órganos político-administrativos de sus demarcaciones territoriales; y el diverso precepto 61 de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, que también interpretó el Alto Tribunal, guarda similitud, en su texto, con el artículo 71 de la Ley de Obra Pública y Servicios Relacionados con la Misma para el Estado de Puebla, pues ambos disponen que las dependencias y entidades de la administración pública podrán rescindir administrativamente los contratos en la materia, por incumplimiento de las obligaciones a cargo del contratista. No escapa a este Tribunal Colegiado que cuando quien dicta la resolución de rescisión administrativa es una dependencia que no es de la administración pública federal no es procedente el juicio contencioso administrativo ante el Tribunal Federal de Justicia Fiscal y Administrativa, como lo estableció este órgano colegiado en la tesis VI.30.A.353 A, publicada en los señalados medio de difusión y Época, Tomo XXXIV, agosto de 2011, página 1387, de rubro: "OBRAS PÚBLICAS Y SERVICIOS RELACIONADOS CON LAS MISMAS. CORRESPONDE A LOS JUECES DE DISTRITO EN MATERIA ADMINISTRATIVA Y NO AL TRIBUNAL FEDERAL DE JUSTICIA FISCAL Y ADMINISTRATIVA, CONOCER DE LAS CONTROVERSIAS SUSCITADAS POR LA INTERPRETACIÓN Y CUMPLIMIENTO DE CONTRATOS CELEBRADOS POR LOS PARTICULARES CON LAS DEPENDENCIAS DE LOS GOBIERNOS DE LOS ESTADOS EN TÉRMINOS DE LA LEY RELATIVA."

TERCER TRIBUNAL COLEGIADO EN MATERIA ADMINISTRATIVA DEL SEXTO CIRCUITO.

Amparo en revisión (improcedencia) 403/2011. Ingeniería Especializada en Construcción y Servicios, S.A. de C.V. 27 de octubre de 2011. Unanimidad de votos. Ponente: Jaime Raúl Oropeza García. Secretario: Alejandro Ramos García.

Nota: La parte conducente de la ejecutoria relativa a la contradicción de tesis 422/2009 citada, aparece publicada en el Semanario Judicial de la Federación y su Gaceta, Novena Época, Tomo XXXI, marzo de 2010, página 1977.

Por instrucciones del Tribunal Colegiado de Circuito, la tesis que aparece publicada en el Semanario Judicial de la Federación y su Gaceta, Décima Época, Libro V, Tomo 3, febrero de 2012, página 2404; se publica nuevamente con las modificaciones en rubro y texto que el propio tribunal ordena sobre la tesis originalmente enviada.

En el caso entre Corporación Mexicana de Mantenimiento Integral, S. de R.L. de C.V. (Commisa) y Pemex Exploración y Producción (PEP) se confirmó la postura del Estado para no arbitrar casos relacionados con la rescisión administrativa. Este caso surgió cuando en el año 2004, PEP rescindió administrativamente el contrato de obra pública para la construcción de dos plataformas celebrado con Commisa. Tras la rescisión administrativa, Commisa sometió la controversia a arbitraje comercial ante la ICC, lo cual estaba permitido en términos del contrato. De manera paralela, Commisa presentó una demanda de amparo

en contra de la rescisión, el cual le fue negado. En 2009, el panel arbitral fallo en favor de Commisa condenando a PEP al pago de más de 300 millones de dólares¹⁸⁷.

En 2010, PEP solicitó la nulidad del laudo y posteriormente promovió un amparo indirecto, en el cual el Décimo Primer Tribunal Colegiado en materia Civil del Distrito Federal, reconoció que la rescisión administrativa del contrato entre las partes era un acto de autoridad que únicamente podía combatirse en juicio ordinario administrativo, declarando la nulidad del laudo.¹⁸⁸

El caso Commisa y las jurisprudencias antes citadas son de suma importancia, ya que consideran a la rescisión administrativa como un acto de autoridad, derivado de los contratos administrativos que no deben recurrirse ante tribunales arbitrales privados. Lo cual se deriva de la naturaleza de carácter administrativo de los mismos. Sin perjuicio de lo anterior, se deberá analizar la concordancia con los tratados internacionales suscritos por México. En caso de existir conflicto entre los tratados y el criterio en comento, se deberá determinar cuál de los dos es aplicable partiendo de las leyes de conflicto y jerarquía normativa. Asimismo, se deberá determinar si las consecuencias de dicho acto administrativo violan las protecciones otorgadas por algún tratado internacional.

(ii) la jerarquía de normas y demás normas de conflicto aplicables

¹⁸⁷ Para mayor referencia ver: González de Cossio "Arbitraje y Contratación Gubernamental" disponible en: <http://www.gdca.com.mx/PDF/Arbitraje/ARBITRAJE%20Y%20CONTRATACION%20GUBERNAMENTAL.pdf>. Última revisión enero 2017; y

¹⁸⁸ ver Wöss, Protección de inversiones y la Reforma Energética en México, revista Energía a Debate, año 13, edición no. 77, noviembre/diciembre de 2016, Ciudad de México

La jerarquía normativa ha sido objeto de diversos estudios tanto por la doctrina como por los tribunales. Su importancia radica en que dependiendo de la interpretación a la misma una norma prevalecerá sobre otras. En tal sentido, el debate se ha encaminado sobre si los tratados internacionales prevalecen sobre las leyes federales y posteriormente ha abundado sobre la jerarquía de los tratados en materia de derechos humanos.

El artículo 133 de la Constitución reconoce el principio de supremacía Constitucional, estableciendo la jerarquía de normas de nuestro sistema jurídico, ubicando a la Constitución por encima de cualquier otra ley; el texto de dicho artículo es el siguiente:

"Artículo 133. Esta Constitución, las leyes del Congreso de la Unión que emanen de ella y todos los tratados que estén de acuerdo con la misma, celebrados y que se celebren por el Presidente de la República, con aprobación del Senado, serán la Ley Suprema de toda la Unión. Los jueces de cada entidad federativa se arreglarán a dicha Constitución, leyes y tratados, a pesar de las disposiciones en contrario que pueda haber en las Constituciones o leyes de las entidades federativas¹⁸⁹."

El artículo antes citado se ha interpretado de distintas maneras a través del tiempo, otorgando distintas jerarquías a las leyes federales y a los tratados internacionales. Inicialmente la Suprema Corte ubicó a los tratados a la par que las leyes federales¹⁹⁰. Posteriormente, se les ubicó por encima de las leyes federales y locales¹⁹¹. Finalmente, en una nueva interpretación del artículo 133, se colocó a los tratados internacionales por

¹⁸⁹ Artículo 133, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos

¹⁹⁰ Ver tesis aislada: "LEYES FEDERALES Y TRATADOS INTERNACIONALES. TIENEN LA MISMA JERARQUÍA NORMATIVA". Octava Época; Registro: 205596, Instancia: Pleno; Tesis Aislada; Fuente: Gaceta del Semanario Judicial de la Federación; Localización: Núm. 60, diciembre de 1992; Materia(s): Constitucional; Tesis: P. C/92, pág. 27.

¹⁹¹ Ver "TRATADOS INTERNACIONALES. SE UBICAN JERÁRQUICAMENTE POR ENCIMA DE LAS LEYES FEDERALES Y EN UN SEGUNDO PLANO RESPECTO DE LA CONSTITUCIÓN FEDERAL". Novena Época; Registro: 192867, Instancia: Pleno; Tesis Aislada; Fuente: Gaceta del Semanario Judicial de la Federación; Localización: Núm. 60, diciembre de 1992; Materia(s): Constitucional; Tesis: P. LXXVII/99, pág. 46.

encima de las leyes federales y locales; reconociendo desde una visión internacionalista, que las obligaciones pactadas a través de los tratados por el Estado mexicano deben seguir lo dispuesto en la Convención de Viena Sobre el Derecho de los Tratados, y reconociendo el principio fundamental de derecho internacional consuetudinario "*pacta sunt servanda*". Dicha interpretación se transcribe a continuación:

Novena Época	Pleno	Fuente: Semanario Judicial de la Federación	Tesis: Aislada
Pag. 6	Materia(s): Constitucional	Tomo XXV, Abril de 2007 Tesis: P. IX/2007	Registro: 172650
TRATADOS INTERNACIONALES. SON PARTE INTEGRANTE DE LA LEY SUPREMA DE LA UNIÓN Y SE UBICAN JERÁRQUICAMENTE POR ENCIMA DE LAS LEYES GENERALES, FEDERALES Y LOCALES. INTERPRETACIÓN DEL ARTÍCULO 133 CONSTITUCIONAL.			
La interpretación sistemática del artículo 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos permite identificar la existencia de un orden jurídico superior, de carácter nacional, integrado por la Constitución Federal, los tratados internacionales y las leyes generales. Asimismo, a partir de dicha interpretación, armonizada con los principios de derecho internacional dispersos en el texto constitucional, así como con las normas y premisas fundamentales de esa rama del derecho, <u>se concluye que los tratados internacionales se ubican jerárquicamente abajo de la Constitución Federal y por encima de las leyes generales, federales y locales, en la medida en que el Estado Mexicano al suscribirlos, de conformidad con lo dispuesto en la Convención de Viena Sobre el Derecho de los Tratados entre los Estados y Organizaciones Internacionales o entre Organizaciones Internacionales y, además, atendiendo al principio fundamental de derecho internacional consuetudinario "pacta sunt servanda", contrae libremente obligaciones frente a la comunidad internacional que no pueden ser desconocidas invocando normas de derecho interno y cuyo incumplimiento supone, por lo demás, una responsabilidad de carácter internacional.</u>			
Amparo en revisión 120/2002. Mc. Cain México, S.A. de C.V. 13 de febrero de 2007. Mayoría de seis votos. Disidentes: José Ramón Cossío Díaz, Margarita Beatriz Luna Ramos, José Fernando Franco González Salas, José de Jesús Gudiño Pelayo y Juan N. Silva Meza. Ponente: Sergio Salvador Aguirre Anguiano. Secretarios: Andrea Zambrana Castañeda, Rafael Coello Cetina, Malkah Nobigrot Kleinman y Maura A. Sanabria Martínez. El Tribunal Pleno, el veinte de marzo en curso, aprobó, con el número IX/2007, la tesis aislada que antecede. México, Distrito Federal, a veinte de marzo de dos mil siete. Nota: En la sesión pública de trece de febrero de dos mil siete, además del amparo en revisión 120/2002, promovido por Mc Cain México, S.A. de C.V., se resolvieron los amparos en revisión 1976/2003, 787/2004, 1084/2004, 1651/2004, 1277/2004, 1576/2005, 1738/2005, 2075/2005, 74/2006, 815/2006, 948/2006, 1380/2006, y el amparo directo en revisión 1850/2004, respecto de los cuales el tema medular correspondió a la interpretación del artículo 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, a que se refiere esta tesis aislada.			

La tesis anterior, refleja el criterio utilizado por el pleno de la Suprema Corte mediante el cual se coloca a los Tratados internacionales por encima de las leyes federales, reconociendo las obligaciones contraídas por el Estado mexicano en el ámbito

internacional bajo el principio de *pacta sunt servanda*, lo cual implica que “*el Estado mexicano no puede invocar su derecho interno como excusa para el incumplimiento de las obligaciones contraídas frente a otros actores internacionales*”¹⁹² . De la aplicación de esta tesis al caso en concreto, se desprende que los tratados de inversiones analizados en el presente capítulo, prevalecerán sobre la restricción incluida en el artículo 21 de la Ley de Hidrocarburos. Por tal motivo, en caso de violaciones a las protecciones en materia de inversiones otorgadas en los tratados internacionales derivadas de la rescisión administrativa, dichas violaciones y sus consecuencias podrán ser arbitradas. Dichos arbitrajes deberán celebrarse conforme a lo dispuesto en los propios tratados.

En conclusión, tal y como se explicó a lo largo del presente capítulo las inversiones realizadas por inversionistas extranjeros en los CEE, se encuentran protegidas por los tratados internacionales, particularmente por el TLCAN y el AAP y los APPRIs. En caso de que, derivado de una rescisión administrativa, se violen los derechos otorgados en dichos tratados incluyendo los principios del derecho de inversiones explicados en capítulos anteriores, los inversionistas podrán someter su controversia al arbitraje de inversiones. En el siguiente capítulo se explicarán las causales de rescisión administrativa previstas en la Ley de Hidrocarburos y en los CEE, las cuales constituyen uno de los principales riesgos para las inversiones.

¹⁹² contradicción de tesis 293/2011 entre las sustentadas por el Primer Tribunal Colegiado en Materias Administrativa y de Trabajo del Décimo Primer Circuito y el Séptimo Tribunal Colegiado en Materia Civil del Primer Circuito, disponible en: <http://207.249.17.176/Transparencia/Epocas/Pleno/DecimaEpoca/293-2011-PL%20CT%20Ejecutoria.pdf>

Capítulo IV Expropiación de inversiones y rescisión de los contratos de exploración y extracción.

En la industria petrolera uno de los principales riesgos no comerciales es la expropiación de las inversiones¹⁹³. En muchos países, los recursos naturales y principalmente el petróleo y gas se asocian a un sentido de pertenencia y nacionalismo que podría limitar la inversión extranjera. Existen otros casos en donde la inversión extranjera en el sector hidrocarburos se asocia con los abusos que cometieron empresas petroleras y el desequilibrio de las concesiones otorgadas a principios del siglo 20 a lo largo del mundo.

La sensibilidad política relacionada con la industria de hidrocarburos, hace a las inversiones en la industria susceptibles de ser expropiadas. Ejemplo de ello, son los países Latinoamericanos quienes han tenido una larga historia de casos relacionados con el sector como los casos del gas en Argentina y los distintos de petróleo en Venezuela. Los arbitrajes en materia de inversiones han ayudado a despolitizar las diferencias relacionadas con los hidrocarburos, permitiendo una solución imparcial.

Como se señaló en el capítulo anterior, la tendencia en los últimos años ha sido promover la inversión extranjera otorgando una serie de protecciones a través de tratados internacionales y acuerdos bilaterales de inversión. Sin embargo, el riesgo de una expropiación ilegal sigue latente. A lo largo de este capítulo se analizará la figura de la

¹⁹³ Wagner Jay et al, Expropriation of Oil and Gas Investments: Historical, Legal and Economic Perspectives in a New Age of Resource Nationalism, Association of Petroleum Negotiators June 2008.

expropiación, y las diversas formas en las que ésta puede afectar las inversiones en materia de hidrocarburos.

4.1. Expropiación de las inversiones

La regla general, en derecho internacional, es que la propiedad de los extranjeros no podrá ser tomada o expropiada, aún por causa de utilidad pública sin previa compensación. Sin que exista una prohibición para los Estados a llevar a cabo expropiaciones.

Los apartados que versan sobre expropiaciones, dentro de los tratados internacionales en materia de inversiones, no eliminan el derecho del Estado para expropiar determinados bienes, sino que lo regulan, estableciendo los elementos necesarios para llevarlas a cabo. En estos apartados, se salvaguardan los derechos de los inversionistas al garantizar el pago de una compensación en caso sufrir una expropiación¹⁹⁴, la cual podrá realizarse de manera directa, indirecta¹⁹⁵ o una medida equivalente a la expropiación.

Más allá del derecho de los Estados a expropiar, el derecho internacional en materia de expropiaciones ha desarrollado tres ramas que regulan el ámbito de aplicación y condiciones respecto al ejercicio de esta facultad soberana.¹⁹⁶

La primera de ellas establece cual es el objeto tutelado a ser protegido, lo cual tradicionalmente no fue objeto de discusión entre los doctrinarios, sin embargo,

¹⁹⁴ En el caso de *Metalclad Corporation c. los Estados Unidos Mexicanos*, el tribunal sostuvo que "la expropiación para el TLCAN incluye no sólo la confiscación de la propiedad de manera abierta, deliberada y con conocimiento de causa, tal como una confiscación directa o transferencia formal y obligatoria de títulos en favor del Estado receptor", ver *Metalclad Corporation c. los Estados Unidos Mexicanos* laudo del 30 de agosto de 2000, CIADI caso no. ARB (AF)/97/1.

¹⁹⁵ En el caso de *S. D. Myers c el gobierno de Canadá*, el tribunal definió a la expropiación indirecta una privación prolongada de la capacidad de un propietario de hacer uso de sus derechos económicos.

¹⁹⁶ Ver. Dozler Rudolph, supra nota134

recientemente ha sido objeto de interés. La mayoría de los tratados internacionales al hablar de la expropiación dentro de su clausulado hacen referencia a las inversiones; haciéndolas el objeto tutelado. Asimismo, la jurisdicción de muchos de los tribunales arbitrales, como el CIADI, se limita a controversias derivadas de inversiones.

Lo anterior, refleja que, en muchos de los tratados internacionales, la inversión es el objeto jurídicamente tutelado en materia de expropiación, ello a fin de evitar el abuso de poder.

Por su parte la segunda de las ramas, establece cual es la definición de expropiación. Si bien es cierto que no existen dudas respecto al significado y alcance de una expropiación directa, esta situación adquiere un alto grado de complejidad cuando un Estado interfiere con los derechos de propiedad de un extranjero sin que exista una transferencia de un título de propiedad o confiscación de un derecho de propiedad.

En las últimas tres décadas la mayoría de los casos de arbitraje relacionados con expropiaciones versan sobre si la toma o expropiación efectivamente ocurrió. En este sentido, la definición de expropiación "indirecta" constituye uno de los principales temas del Derecho Internacional en materia de expropiaciones.

La tercera rama en materia de expropiaciones se refiere a las condiciones bajo las cuales un Estado puede o no expropiar la propiedad de extranjeros. En este sentido, para considerar una expropiación legal se deben de cumplir con cuatro requisitos mínimos conforme a lo siguiente:

- a) Que se realice por causas de utilidad pública. El termino utilidad pública se ha aplicado en su sentido amplio, lo cual ha ocasionado que su significado no haya sido

objeto constante de discusión; sin embargo, se ha discutido en tribunales su alcance y límites.

Al respecto, en *ADC v. Hungary*, el tribunal determinó que el requisito de “utilidad pública” no puede satisfacerse con la mera referencia a la misma, sino que debe existir un interés público genuino.¹⁹⁷

- b) Que en los términos generalmente aceptados, el acto de autoridad o medida que da origen a la expropiación no podrá ser arbitraria ni discriminatoria.
- a. Que sea conforme al debido proceso. Cabe destacar que solo algunos de los tratados requieren específicamente que la expropiación se lleve a cabo bajo el principio de legalidad y debido proceso. Sin embargo, dichos principios forman parte del derecho consuetudinario internacional como parte del trato justo y equitativo y/o nivel mínimo de trato, por tal motivo no es claro si en los casos en los que se especifican en el tratado internacional el estándar para el debido proceso sea diferente.
- c) Que medie el pago de una compensación pronta, justa y efectiva. Dentro de los requisitos a los que se ha aludido, el de la compensación es el más controvertido. Entre 1960 y 1990 las reglas en relación con la determinación de la compensación fue el punto medular de los debates relacionado con las expropiaciones, esto debido a que en estas épocas se estaba forjando un nuevo orden económico mundial después de la descolonización de algunas naciones y la discusión sobre la soberanía de los recursos naturales.

¹⁹⁷ ADC v. Hungary, Award, 2 October 2006, párras 429-433. Disponible en: <http://www.italaw.com/documents/ADCvHungaryAward.pdf>

Hoy en día, estas discusiones fueron superadas derivado de los diversos precedentes en los que se resolvió que la compensación debe de ser a un precio justo de mercado, no obstante, esto la determinación justa de la compensación no es del todo sencilla y suele ser objeto de controversia.

En cuanto a que la compensación sea pronta y efectiva la mayoría de los tratados imponen que esta sea pagada en su totalidad, transferible y que se realice en moneda de curso legal la cual pueda ser convertida en otras divisas¹⁹⁸.

Finalmente, cabe destacar que el hecho de que se cumplan los requisitos antes mencionados no implica que no exista una expropiación, sino que esta sea lícita conforme a los principios de derecho internacional.

1.2.1 Expropiación Directa.

Las expropiaciones o expropiaciones directas pueden ocurrir de diversas formas, por ejemplo, bajo un programa de nacionalización con fines sociales. Una expropiación significa la transferencia obligatoria del título de propiedad de un bien o la inmediata ocupación o confiscación de un derecho de propiedad¹⁹⁹. Generalmente, la expropiación beneficia al Estado que la llevó a cabo o un tercero designado por el Estado²⁰⁰.

En el caso *SD Myers c. el Gobierno de Canadá*, el tribunal señaló que el término expropiación conforme al artículo 1110 del TLCAN, en general, trae consigo la connotación

¹⁹⁸Dolzer& Stevens, *Bilateral Investment Treaties*, MartinusNijhoff Publishers; 1 edition (June 15, 1995).

¹⁹⁹ Faya Alejandro, ¿Cómo se determina una expropiación indirecta bajo tratados internacionales en materia de inversiones? Un análisis jurídico contemporáneo. Biblioteca jurídica virtual, Instituto de Investigaciones jurídicas. Disponible en: <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/7/3386/8.pdf>

²⁰⁰ Expropriation, UNCTAD Series on International Investment Agreements II, United Nations New York and Geneva, 2012

de tomar por una autoridad gubernamental la propiedad de una persona con el fin de transferir la propiedad a otra persona, generalmente la autoridad que ejerce su poder *de jure de facto* para llevar a cabo la toma²⁰¹.

Entre los grandes casos de expropiaciones directas de la industria petrolera, se encuentra el caso mexicano, en donde mediante el Decreto expropiatorio del 18 de marzo de 1938, el Estado obtuvo la propiedad de las empresas petroleras a cambio del pago de una indemnización.

A nivel mundial, la mayoría de los casos derivados de expropiaciones directas relacionadas con la industria de hidrocarburos ocurrieron durante las décadas de los 70 y 80. Sin embargo existen casos más recientes en los países latinoamericanos como Venezuela, Ecuador y Bolivia.

En la actualidad las expropiaciones directas son poco comunes, toda vez que los Estados son renuentes a aumentar el riesgo país con la implementación de medidas de este tipo, por tal motivo, se puede afirmar que la mayoría de las expropiaciones en los últimos años no han sido expropiaciones de este tipo, sino indirectas también conocidas como medidas equivalentes a expropiaciones, o *de facto*²⁰².

1.2.2 Expropiación Indirecta.

²⁰¹"The term "expropriation" in Article 1110 must be interpreted in light of the whole body of state practice, treaties and judicial interpretations of that term in international law cases. In general, the term "expropriation" carries with it the connotation of a "taking" by a governmental-type authority of a person's "property" with a view to transferring ownership of that property to another person, usually the authority that exercised its *de jure* or *de facto* power to do the "taking". S. D. Myers v. Government of Canada, Uncitral Arbitration, Partial Award November 13, 2000, para. 280. Disponible en: <http://www.italaw.com/sites/default/files/case-documents/ita0747.pdf>

²⁰² Ver. Gonzalez de Cossío Francisco, Medidas equivalentes a expropiación en arbitrajes de inversión, Arbitraje en Materia de Inversiones, Universidad Nacional Autónoma de México, 2010

Aunado a las tomas o confiscaciones derivadas de las expropiaciones antes descritas. Los Estados pueden llevar a cabo "*interferencias furtivas o incidentales con el uso de activos que tiene como efecto la privación al propietario, en todo o en parte, del uso o goce de los beneficios económicos razonablemente esperados de los bienes, aún si no es necesariamente en beneficio evidente del Estado Anfitrión*²⁰³", las cuales constituyen una expropiación indirecta o medidas equivalentes a la expropiación.

El concepto de expropiación indirecta fue reconocido como tal en las primeras épocas de los tribunales arbitrales de la Corte Permanente de Justicia Internacional en los años 20 y 30²⁰⁴ al señalar que la confiscación de los derechos de propiedad debía ser objeto de una compensación justa si esta era llevada a cabo sin sujetarse al debido proceso²⁰⁵.

El alcance del concepto de expropiación indirecta o medidas equivalentes a la expropiación, es difícil de acotar, pues su definición depende de los resultados ocasionados con la conducta o acto de autoridad; lo cual llevó a diversas discusiones en arbitrajes para su interpretación y definición en cuanto a su alcance.

En diversas resoluciones del CIADI los tribunales han interpretado el concepto de expropiación indirecta de forma restrictiva como una violación al principio de trato justo y equitativo. Asimismo, otros tribunales arbitrales lo han definido como "la privación prolongada de la capacidad de un propietario de hacer uso de sus derechos económicos"²⁰⁶.

²⁰³TokiosTokelés v. Ukraine, Decisión sobre Jurisdicción, 29 de abril de 2004.

²⁰⁴ Ver. DozlerRudolph, supra nota134

²⁰⁵ Norwegian Shipowners' Claims case (Norway v. US), 1 RIAA (1922), 307.

²⁰⁶ Ver SD. Myers v. Government of Canada, laudo del 30 de agosto de 2000, CIADI caso no. ARB (AF)/97/1.

A diferencia de la expropiación directa, estas interferencias o privación de derechos económicos, no implica forzosamente una transferencia de propiedad ni una confiscación abierta de los bienes. Generalmente, en la doctrina y en los casos se refieren a dichas interferencias como tomas o requisas "*takings*". Dichas interferencias pueden ser clasificadas en dos tipos: i) posesorias, los cuales aluden a cualquier tipo de tomas o requisas físicas que afectan la propiedad privada; y ii) regulatorias, que refieren a medidas regulatorias que hacen económicamente inviable la ejecución de proyectos o inversiones²⁰⁷.

Al respecto, el tribunal en *Metalclad Corporation c. los Estados Unidos Mexicanos*, el señaló que:

*"la expropiación para el TLCAN incluye no sólo la confiscación de la propiedad de manera abierta, deliberada y con conocimiento de causa, tal como una confiscación directa o transferencia formal y obligatoria de títulos en favor del Estado receptor; pero también una interferencia disimulada o incidental del uso de la propiedad que tenga el efecto de privar, totalmente o en parte significativa, al propietario del uso o del beneficio económico que razonablemente se esperaría de la propiedad, aunque no necesariamente en beneficio obvio del Estado receptor"*²⁰⁸

Las actividades o hechos del gobierno que pueden originar una expropiación indirecta son distintos y pueden incluir, entre otros, privar al inversionista del control de sus inversiones, mantener el control de las operaciones diarias de la compañía, detener o arrestar a directivos o altos funcionarios de las empresas, impedir la distribución de dividendos, evitar o interferir en la designación de funcionarios, etcétera²⁰⁹.

²⁰⁷ Ver Gonzalez de Cossío, supra nota 202.

²⁰⁸ *Metalclad Corporation c. los Estados Unidos Mexicanos* supra nota 77.

²⁰⁹ *Enron y Ponderosa Assets c. Argentina*, CIADI no. ARB/01/3, laudo del 22 de mayo de 2007, párr. 245

De igual forma, para determinar si los actos de Estado constituyen una expropiación indirecta, existen diversos factores que deberán ser evaluados, entre ellos, la intensidad y duración de la privación económica sufrida por los inversionistas.²¹⁰

Al respecto, el tribunal en *SD Myers*, al revisar el significado de la expropiación y las medidas equivalentes a la misma (o expropiación indirecta) el tribunal deberá revisar la sustancia o realidad de los hechos y no únicamente su forma. Asimismo, señaló que los tribunales no deben ser influenciados por consideraciones técnicas para decidir si existió una expropiación indirecta. Pues deberán analizar los intereses reales, el propósito y efecto de la medida gubernamental²¹¹.

Como se puede apreciar, la amplitud de la definición ha dado pie a la existencia de diversas de especies de expropiación de facto (indirecta), se considera que los principales elementos la conforman se pueden agrupar de la siguiente manera:

a. Pérdida de control.

Diversos tribunales han interpretado que la pérdida de control sobre las inversiones derivado de actos de autoridad constituye una expropiación indirecta. Ello tal y como se desprende de los siguientes casos:

- *RevereCopper v. OPIC* versa sobre la controversia de seguros relacionada con inversiones americanas en Jamaica. La empresa *RevereCopper* su subsidiaria (*RJA*) celebraron un contrato minero con el gobierno Jamaicano el cual estipulaba

²¹⁰*Telenor Mobile A.S. c. Hungría*, CIADI no. ARB/04/15, laudo del 13 de septiembre de 2006, párr. 70.

²¹¹*Ver S.D. Myers v. The Government of Canada*, Partial Award of 13 November 2000 (NAFTA) at paragraphs 280 and 285

una tasa fija de regalías por término de 25 años, acordándose que al vencimiento del término antes señalado no tendría que pagar más impuestos. Sin embargo, en 1974 al cambio de gobierno se estableció una nueva carga impositiva que contravenían lo previamente acordado. RJA demandó a OPIC (Compañía Aseguradora) alegando que las medidas del gobierno Jamaiquino equivalían a una expropiación indirecta. La defensa consistió en señalar que las medidas no afectaban el control sobre el uso o disposición de la propiedad. Al respecto el tribunal concluyó que el control en un negocio de grandes dimensiones se ejerce por una secuencia de decisiones y que el incumplimiento del acuerdo con el gobierno constituye un impedimento a la toma de decisiones racionales²¹², configurándose de este modo una expropiación por pérdida de control.

- *Biloune v. Ghana*²¹³ se refiere a una controversia relacionada con una orden del gobierno Ghanés para la suspensión de actividades de remodelación y construcción de un complejo turístico debido a la falta de los permisos para ello, la demolición parcial de la obra y la detención, arresto y deportación del Sr. Antoine Biloune, principal accionista de Marine Drive Complex Ltd (MDCL). En este caso el tribunal concluyó que dado la participación del Sr. Biloune en la promoción, dirección y financiamiento de MDCL, su deportación privaba a MDCL a continuar con el proyecto ocasionándose una expropiación de facto sobre los derechos del

²¹² *Revere Copper v. Overseas Private Investment Corporation*, award, 24 August 1978, 56ILR (1980) 258.

²¹³ *Biloune and Marine Drive Complex Ltdv. Ghana Investments Centre and the Government of Ghana*, award on Jurisdiction and Liability, 27 October 1989en: http://www.biicl.org/files/3935_1990_biloune_v_ghana.pdfhttp://www.biicl.org/files/3935_1990_biloune_v_ghana.pdf

proyecto. Adicionalmente, señaló que derivado de dicha expropiación el Sr. Biloune, en términos del derecho internacional, debió ser sujeto de una compensación pronta, justa y efectiva. De lo anterior, es viable concluir que la detención o arresto a directivos o altos funcionarios de empresas extranjeras puede constituir un acto que priva del control de inversiones y por ende una medida indirecta expropiatoria.

- Finalmente, en *Tippets, Abbett, McCarthy, Stratton (TAMS) v. TAMS-AFFA Consulting Engineers of Iran*²¹⁴, caso donde TAMS una asociación de ingeniería y arquitectura de los Estados Unidos y la firma local de ingeniería AzizFarmanfarmaian and Associates (AFFA), constituyeron una sociedad local con una participación del 50% cada uno para la ejecución de servicios en el aeropuerto internacional de Teherán. derivado a conflictos internos en el país anfitrión el gobierno Iraní impuso a un administrador temporal. Al respecto el tribunal arbitral concluyó que bajo el derecho internacional una toma o requisita puede ocurrir por la interferencia en el uso de la propiedad o en el goce de sus beneficios aun cuando legalmente el título de propiedad no se afecte. Es así que, evitar o interferir en la designación de funcionarios de empresas extranjeras también puede constituir una expropiación indirecta por pérdida de control.

b. Duración

²¹⁴ Tippets, Abbett, McCarthy, Stratton (TAMS) v. TAMS-AFFA Consulting Engineers of Iran, award, June 22, 1984 en: http://www.biicl.org/files/3948_tippets_synopsis.pdfhttp://www.biicl.org/files/3948_tippets_synopsis.pdfhttp://www.biicl.org/files/3948_tippets_synopsis.pdf

La duración de las medidas o interferencias de Estado en el uso o goce de los beneficios de las inversiones de particulares es fundamental para determinar la existencia de una expropiación, por ejemplo, en Tippetts, caso citado en el párrafo anterior, el tribunal determinó que la designación de un administrador temporal por el gobierno constituía una medida expropiatoria si dicha medida no era meramente efímera. Lo cual refleja la importancia de la duración de las medidas tomadas por los gobiernos para la determinación de una expropiación indirecta.

- En el caso LG&E Energy, Corp. vs. Argentina uno de los casos derivados de las medidas del gobierno argentino en relación con la política de precios del gas, el tribunal arbitral analizó la importancia de la duración de las medidas del Estado para que estas se consideraran como expropiatorias señalando lo siguiente:

"(...) debemos considerar la duración de la medida expropiatoria, ya que este criterio se relaciona con el grado de interferencia de aquélla respecto a los derechos de propiedad. En general, la expropiación debe ser permanente, es decir, no puede tener carácter temporal, salvo cuando el desarrollo exitoso de la inversión depende de que se realicen ciertas actividades en momentos específicos que no pueden sufrir variaciones"²¹⁵.

Al respecto, el tribunal concluyó que "**sin una privación permanente y severa** de los derechos de LG&E con respecto a su inversión", las medidas tomadas por el gobierno argentino, no constituían una medida equivalente a la expropiación. Lo cual, refleja la importancia de la duración de la interferencia o medidas tomadas.

c. Intención

²¹⁵ LG&E Energy, Corp. vs. Argentina, Decisión sobre Responsabilidad, 3 de octubre de 2006, CASO CIADI No. ARB/02/1. http://www.italaw.com/documents/ARBo21_LGE-Decision-on-Liability-sp.pdf

Uno de los elementos más discutidos por la doctrina y los tribunales respecto a la determinación de si una medida es expropiatoria o no es el de la intención expropiatoria. Existen un sin número de casos en los que se discute la relevancia de la intención. Se ha señalado que la intención de un gobierno es menos importante que los efectos de la medida y a su vez, la forma en la que se lleva a cabo el control o interferencia es menos importante que la realidad de su impacto²¹⁶.

- En *Metalclad v. México*, caso el cual el gobierno local interfirió con el desarrollo y operación de un proyecto para el confinamiento de residuos peligrosos al cancelar los permisos ambientales para su desarrollo. El tribunal determinó respecto a la intención del Estado para ocasionar la medida expropiatoria lo siguiente:

*"El Tribunal no necesita considerar los motivos o intención para la adopción del Decreto Ecológico. De hecho, el determinar una expropiación basándose en el Decreto Ecológico, no es esencial para que el Tribunal considere que se ha violado el artículo 1110 del TLCAN. Sin embargo, el Tribunal considera que la implementación del Decreto Ecológico podrá, por sí y en sí mismo, constituir un acto equivalente a una expropiación"*²¹⁷.

De este caso se desprende que lo importante es la medida en sí misma y no la intención del Estado para ocasionar la expropiación.

- En *Methanex v. Estados Unidos*, el demandante argumentó que la prohibición de metanol en las gasolinas constituía una medida equivalente a la expropiación y en consecuencia contraria al artículo 1110 del TLCAN. La argumentación de Methanex se basó en demostrar los efectos económicos derivados de la medida que dio origen a la prohibición, equiparando dicha medida a una expropiación indirecta siguiendo

²¹⁶Ver Tippets, Abbett, McCarthy, Stratton (TAMS) v. TAMS-AFFA, supra nota 97.

²¹⁷*Metalclad Corporation c. los Estados Unidos Mexicanos* supra nota 194, párrafo 111.

lo señalado en *Metalclad v. México*. En este caso, el tribunal aplicó una interpretación más limitada al respecto, estableciendo que expedir una norma o regulación intencionalmente discriminatoria, en contra de inversionistas o inversiones extranjeras constituye un elemento esencial para establecer un caso de expropiación indirecta. Sin embargo, si dicha norma es de utilidad pública y fue creada siguiendo el debido proceso, en términos del derecho internacional aun cuando dicha norma afecte los derechos de inversionistas extranjeros, no se considerará una expropiación indirecta, ni otorgará el derecho a los inversionistas de solicitar una compensación económica.

- En *Técnicas Medioambientales Tecmed S.A. vs. México*, en un caso en el cual cambiaron las condiciones de las autorizaciones otorgadas para el confinamiento de residuos peligrosos constituían violaciones a las condiciones bajo las cuales se llevó a cabo la inversión. Al respecto, similar al caso anterior, el tribunal concluyó lo siguiente:

"La intención del gobierno es menos importante que el efecto de las medidas sobre quién detenta la titularidad de los bienes afectados por la medida o del beneficio derivado de aquéllos; y la forma bajo la cual se presenta la medida que origina el despojo es menos importante que los efectos reales de su impacto. En el ejercicio de comprobar si una expropiación con esas connotaciones ha tenido lugar o no, el Tribunal Arbitral no debe

...limitarse a examinar únicamente si se produjo una desposesión o una expropiación formal, sino que debe comprobar, más allá de la apariencia, cual fue la situación real detrás de la situación denunciada".

- d. Expropiación progresiva (*Creeping Expropriation*).

En adición a la expropiación por pérdida de control los tribunales han determinado que la combinación de medidas tomadas por un gobierno podría constituir una expropiación

progresiva que en la doctrina internacional se le conoce como *Creeping Expropriation*. Cabe mencionar, que las medidas que constituyen este tipo de expropiación por si solas pueden no considerarse medidas expropiatorias, pero dado su naturaleza gradual y acumulativa en retrospectiva se puede concluir que dichas medidas forman parte de acciones tendientes a una expropiación.

- En *Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. (CDSE) v. República de Costa Rica*²¹⁸, el demandante, una empresa de capital americano adquirió una propiedad para el desarrollo turístico en Costa Rica, el gobierno ordenó la expropiación de la propiedad. CDSE no aceptó el monto ofrecido como compensación, lo cual ocasiono que después de 20 años no se llegara a una resolución definitiva y se tuviera que acudir a un arbitraje ante el CIADI. El tribunal arbitral determinó que una medida o serie de medidas puede eventualmente llegar a constituirse en una toma o requisita, aunque los pasos individuales en el proceso no lo sean ni transfieran titularidad.
- *Tradex Hellas S.A. v. Albania*²¹⁹, el demandante sostenía que la propaganda política en relación a una reforma agraria en el país, la destrucción y ocupación de las tierras eran acciones que consistían en medidas expropiatorias. Al respecto el tribunal arbitral determinó que ninguno de los hechos y decisiones aisladas alegadas por Tradex pueden calificarse como expropiación, sin embargo, es posible y por tal motivo se debe de examinar si la combinación de decisiones y eventos pueden ser

²¹⁸*Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. (CDSE) v. The Republic of Costa Rica*, award, 17 February 2000, parra 76.

²¹⁹*Tradex Hellas S.A v. Republic of Albania*, award, April 29, 1999, para 191.

calificados como una expropiación de la inversión extranjera de Tradex mediante un proceso que implicaron una serie de pasos realizados por el gobierno Albanes.

- Por último, en Siemens v. Argentina²²⁰, caso en el que el gobierno argentino llevo a cabo una serie de medidas que ocasionaron demoras, renegociación de términos, suspensiones durante la ejecución y que terminaron con la cancelación del proyecto. Al respecto, el tribunal concluyó que las medidas tomadas por el gobierno constituían una expropiación progresiva, creeping expropriation, definiéndola como un proceso o pasos que eventualmente tienen el efecto de una expropiación. Si el proceso termina antes de llegar a este punto, la expropiación no llega a ocurrir. Lo cual no significa que necesariamente los efectos negativos de la medida no ocurrieron. Claramente, cada paso tiene un efecto adverso el cual por sí mismo no es significativo o ilegal. El último paso en una expropiación progresiva que inclina la balanza es similar a "la gota que derrama el vaso".

Como se pudo observar en el presente capítulo, la tendencia a nivel mundial ha sido promover la inversión extranjera directa a través de la inclusión de seguridades a los inversionistas, haciendo de las mismas el objeto jurídicamente tutelado en materia de expropiación, a fin de evitar el abuso de poder. En tal sentido, la práctica de los Estados refleja la disminución de expropiaciones directas, sin que medie compensación pronta, justa y efectiva.

²²⁰ Siemens A.G. v. The Argentine Republic, award, February 6, 2007, para 263.

Sin embargo, tal y como se demostró, existen precedentes de un gran número de casos en los que medidas de los Estados receptores de las inversiones ocasionan expropiaciones indirectas. Toda vez que la naturaleza de dichas medidas puede ser variable, se debe analizar la consecuencia de cada una de ellas para determinar si estas constituyen una medida equivalente a la expropiación.

En el siguiente capítulo se analizarán las características de la rescisión administrativa y contractual previstas en la Ley de Hidrocarburos y en los diversos Contratos de Exploración y Extracción, a fin de determinar si ellas pueden constituir una medida equivalente a la expropiación.

4.2. Rescisión de los contratos de exploración y extracción

A nivel mundial La rescisión de los contratos de exploración y extracción constituye uno de los principales riesgos a los que se exponen los inversionistas extranjeros al participar en la industria petrolera mexicana a través de la suscripción de uno de estos contratos. Pues como se explicó en el capítulo anterior, la LH y los contratos establecen una serie de causales por las que podrá ser rescindido el contrato, sin que todas estas impliquen una violación material o a los elementos esenciales del contrato²²¹. La rescisión administrativa, se deriva de la potestad que tiene el Estado dentro derecho administrativo para terminar un contrato unilateralmente y sin que medie declaración de una autoridad distinta, cuando

²²¹ En otros sistemas jurídicos como el "*commonlaw*", la liberación de obligaciones para la parte que no se encuentra en incumplimiento y terminación del contrato, sólo surge cuando se ha violado la esencia del contrato. Dicho concepto se denomina incumplimiento material o "*material breach*".

existan una serie de causales o motivos enlistados generalmente en alguna disposición administrativa o en los contratos.

Adicionalmente, los contratos prevén otro tipo de causales de rescisión denominada rescisión contractual, las cuales se adicionan a aquellas previstas en la ley de hidrocarburos. La rescisión contractual, al igual que la administrativa, en el caso de los CEE ocurre de manera unilateral. Sin embargo, los CEE autorizan resolver las controversias derivadas de la misma mediante mecanismos alternativos de solución de controversias.

4.2.1. Rescisión Administrativa

Al respecto, el artículo 20 de la LH establece las siguientes causales²²², mismas que fueron incorporadas a los contratos de producción compartida y de licencia publicados por CNH para la Ronda Uno. Dichas causales son las siguientes:

- i. No iniciar o suspender las actividades previstas en el plan de Exploración o de desarrollo para la Extracción sin causa justificada ni autorización, por más de ciento ochenta días naturales;
- ii. Incumplir con el compromiso mínimo de trabajo, sin causa justificada;
- iii. **Ceder parcial o totalmente la operación o los derechos conferidos sin autorización previa;**
- iv. Al presentarse un **accidente grave** causado por **dolo o culpa** del Contratista, que ocasione **daño a instalaciones, fatalidad y pérdida de producción;**

²²² Artículo 20 Ley de Hidrocarburos supra nota 71

- v. **Remitir de forma dolosa o injustificada, información o reportes falsos o incompletos, respecto de la producción, costos;**
- vi. Que el Contratista incumpla una resolución definitiva de órganos jurisdiccionales federales,
- vii. Que constituya cosa juzgada, o
- viii. Que el Contratista omita, sin causa justificada, pago al Estado o entrega de Hidrocarburos

El mismo artículo 20, establece que al existir alguna de las causales anteriores, la CNH notificará al Contratista sobre la existencia de la misma para que en un plazo de treinta días manifieste lo que a su derecho convenga y/o la subsane dicha causal. En caso de no poder subsanar los motivos que dieron origen al procedimiento, se declarará la rescisión.

Como se explicó en el capítulo anterior, el artículo 21 de la ley de Hidrocarburos excluye la posibilidad de acudir al arbitraje en caso de verificarse alguna de las causales señaladas en el artículo 20 se podrá rescindir el contrato sin que determinación pueda ser impugnada ante en un mecanismo alternativo de solución de controversias. Lo mismo ocurre para la determinación de la causal de rescisión, el contratista no podrá someter a arbitraje los motivos que tuvo la autoridad para determinar que se había actualizado la causal de rescisión. Esto es, tanto la rescisión como la determinación de las causales invocadas sólo podrán ser apeladas mediante amparo o recurso de revisión.

El contrato de exploración y extracción para aguas someras, primer contrato licitado, retomó las causales de rescisión establecidas en la LH. Por tal motivo, el gobierno recibió una gran cantidad de comentarios y sugerencias de la industria, enviados a través del

buzón de sugerencias ubicado en la página de Ronda 1 y en las preguntas de aclaraciones. Sin embargo, los cambios realizados a las causales fueron mínimos, por lo que los riesgos de incurrir en una causal de rescisión administrativa son muy altos.

En aras de minimizar los riesgos, el gobierno incluyó un procedimiento de investigación previa en la cláusula 23.2, con el cual se otorgó la posibilidad de subsanar el incumplimiento al Contratista, o en su caso demostrar la inexistencia del mismo. Lo anterior, es fundamental pues la LH y el contrato de exploración y extracción contiene causales sumamente subjetivas y que no afectan la esencia del contrato, como lo es entregar reportes incompletos.

Adicionalmente, en versiones posteriores de los contratos²²³, se incluyó la posibilidad de someter a arbitraje la determinación de daños y perjuicios y su cuantificación derivados cuando se determine infundada la rescisión administrativa por un Tribunal Federal. Con dicha modificación, se otorgó la posibilidad de acudir al arbitraje, aun cuando únicamente se podrá utilizar para determinar y cuantificar daños y perjuicios. Lo anterior, garantiza que la cuantificación del daño se realice de manera imparcial.

Aun cuando se incorporó la posibilidad de subsanar los incumplimientos que dieron origen al inicio del procedimiento de rescisión, existen casos como aquellos supuestos contenidos en la causal de rescisión de accidentes graves contenida en la cláusula 23.1 inciso (d) de los CEE, que son insubsanables. Lo anterior deja latente el riesgo de incurrir en una causal de rescisión administrativa, la cual, conforme a los contratos, no podrá ser arbitrada.

²²³ A partir de las Licitaciones CNH-R01-Lo4/2015 y CNH-A1-TRION/2016. Disponibles en la página www.rondasmexico.gob.mx

Asimismo, existe un gran riesgo con la causal contenida en el inciso (c), el cual establece la rescisión administrativa por ceder total o parcialmente el interés de participación del contrato sin autorización previa.

4.2.1.1. Causal rescisión por accidentes graves

Al igual que la LH, el inciso (d) de la cláusula 23.1 establece parámetros muy bajos, ocasionado que cualquier accidente pueda cumplir con los elementos señalados en el mismo. Al respecto la causal (d) de la cláusula 23.1 establece:

"(d) Se presente accidente grave causado por dolo o culpa del Operador o una Empresa Participante, que ocasione daño a instalaciones, fatalidad y pérdida de producción"²²⁴.

Lo anterior conlleva un riesgo muy alto para los inversionistas si se interpretan las causales de rescisión textualmente, en particular la causal por accidente, ya que para verificarse esta causal sólo se deberá: presentar i) *un accidente grave* ii) *causado por dolo o culpa del Contratista, ii) que ocasione daño a instalaciones, fatalidad y pérdida de producción;*".

i) Accidente grave

La interpretación literal del contrato de exploración y extracción, primera convocatoria, obliga a entender el término "accidente grave" como aquel accidente en el que concurren: daño en las instalaciones, fatalidades y pérdida de producción. Ello, siempre que el accidente haya sido causado por dolo o culpa del Contratista.

²²⁴Cláusula 23.1, Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida, para Aguas Someras, Disponible en: www.ronda1.gob.mx

Por otra parte, en el contrato de la segunda convocatoria se incluyó una definición del término "accidente grave" con el fin de delimitar la causal de rescisión administrativa señalada en la cláusula; con lo cual se especificaron los casos o requisitos que se deben considerar para determinar la existencia de un daño en las instalaciones y pérdida de producción. Dicha cláusula establece lo siguiente:

*"(i) **Accidente Grave:** cualquier accidente en el cual concurren las siguientes circunstancias:*

*(1) **Daño a las instalaciones** que impida al Contratista llevar a cabo las Actividades Petroleras en la totalidad o una parte del Área Contractual **durante un período mayor a noventa (90) Días continuos;***

(2) Fatalidad, y

*(3) Cuando la **pérdida de la producción promedio diaria durante treinta (30) Días continuos sea mayor al 25%** de la producción promedio diaria obtenida como resultado del presente Contrato durante el semestre inmediato anterior. En caso de no existir Actividades Petroleras durante dicho período, la referencia temporal será el último bimestre.*

Posteriormente, los contratos de la Tercera y Cuarta Convocatoria de la Ronda 1, modificaron los parámetros para considerar un accidente grave atendiendo a las características de cada uno de los proyectos licitados. En la Tercera Convocatoria se estableció lo siguiente:

*(i) **Accidente Grave:** cualquier accidente en el cual concurren las siguientes circunstancias:*

*(1) **Daño a las instalaciones** que impida al Contratista llevar a cabo las Actividades Petroleras en la totalidad o una parte del Área Contractual durante un período mayor a noventa (90) Días continuos;*

(2) Fatalidad, y

*(3) Cuando la **pérdida** de la **producción promedio diaria durante treinta (30) Días continuos sea mayor al 25% de la producción promedio diaria** obtenida como resultado del presente Contrato durante el **semestre inmediato***

anterior. En caso de no existir Actividades Petroleras durante dicho período, la referencia temporal será el último bimestre.

Por su parte, en la Cuarta Convocatoria para la exploración y extracción en aguas profundas se estableció lo siguiente:

(i) Accidente Grave: cualquier accidente en el cual concurren las siguientes circunstancias:

*(1) Daño a las Instalaciones que implique la pérdida total o parcial de las mismas de forma que impida al Contratista llevar a cabo las Actividades Petroleras en el Área Contractual durante **un período mayor a noventa (90) Días continuos** contados a partir de que ocurra el accidente. Para efectos de esta definición Instalación(es) se entenderá como el conjunto de Materiales que conforman unidades productivas cuyo propósito es el descubrimiento, producción, almacenamiento, procesamiento o desplazamiento de Hidrocarburos;*

(2) Fatalidad, y

*(3) Cuando la pérdida de la producción en el evento implique cualquier destrucción o derrame de Hidrocarburos sin control, **igual o mayor a diez mil (10,000) barriles de petróleo crudo equivalente**, distinto del venteado, quemado y vertido, en su caso, que se lleva a cabo en condiciones normales de operación durante el desarrollo de las Actividades Petroleras realizadas conforme las Mejores Prácticas de la Industria y la Normatividad Aplicable. Para efectos de esta definición cuando el accidente ocurra durante el Período de Exploración, Pérdida de Producción se entenderá como un derrame de Petróleo o Condensados o fuga de Gas Natural.*

Las definiciones del término “accidente grave” antes citadas reducen el riesgo de incurrir en la causal de rescisión por accidentes. Sin embargo, los supuestos allí planteados establecen requisitos que pueden cumplirse fácilmente en un accidente de la industria.

A diferencia de lo definido en los distintos contratos, la industria ha definido el término "accidente grave"²²⁵ como un accidente del cual resulten por lo menos uno de:

fatalidades múltiples;

*para instalaciones costa afuera pérdida total o daño severo; o para instalaciones en tierra daños equivalentes a USD\$100 millones*²²⁶

derrame de 1000 barriles

Como se puede apreciar, la diferencia entre los parámetros de la industria y los de los contratos es sustancial principalmente en el contrato de extracción utilizado en la Segunda Convocatoria de la Ronda 1. La industria requiere que se cumplan con condiciones mayores, lo cual excluye un gran número de accidentes que pueden suscitarse. Se requiere que exista más de una fatalidad para considerar un accidente como grave, lo cual se ajusta a los riesgos de la industria. Asimismo, los daños en las instalaciones tienen que ser de mayor gravedad para poder considerar el accidente como grave. Si bien es cierto que con el paso de las licitaciones el riesgo se ha reducido, al establecer parámetros acordes a los proyectos, el riesgo de una rescisión administrativa derivada de un accidente grave se mantiene latente.

ii) Dolo o culpa

²²⁵ Definido por la "International Association of Oil and Gas Producers" como:

"Major Accident An accident¹ resulting in at least one of: i) Multiple fatalities; ii) For Offshore units: Total Loss or Severe Damage; iii) For Onshore units: Approximately USD 100M property damage; iv) 1000 barrels of oil spilt". Ver International Association of Oil and Gas Producers, Risk assessment major incidents, Report No. 434 – 17, March 2010

²²⁶ Se entiende por daño total: la pérdida de la unidad incluyendo la pérdida total constructiva desde el punto de vista de seguros; se entiende por daño severo el daño ocasionado a estructuras de carga o daños mayores a equipo esencial. Ver definiciones de "Total loss" y "Severe Damage", International Association of Oil and Gas, id.

Los elementos dolo y culpa se refieren a la intención de las partes a causar un daño. El dolo presupone la voluntad de causar el daño, mientras que la culpa presupone una falta de cuidado u omisión del autor. Existen diversas teorías y definiciones sobre cada una de ellos y sus diferencias.

La culpa en un lenguaje no específicamente penal, se define como el equivalente a imputación personal de responsabilidad. "La culpa es una de las formas posibles de manifestarse la culpabilidad penal, en un grado psicológico, moral y jurídico inferior al dolo"²²⁷.

El Código Federal de Procedimientos Penales en su artículo 9 los distingue al definirlos de la siguiente manera:

*"Artículo 9. Obra dolosamente el que, **conociendo** los elementos del tipo penal, o **previendo como posible el resultado típico**, quiere o acepta la realización del hecho descrito por la ley, y*

*Obra culposamente el que produce el resultado típico, que **no previó** siendo previsible o previó **confiando en que no se produciría**, en virtud de la **violación a un deber de cuidado, que debía y podía observar según las circunstancias y condiciones personales**".*

De las definiciones anteriores se desprende que la diferencia entre obrar dolosamente y obrar culposamente radica en si el daño fue previsto o no, y la intención de provocarlo.

Confirma lo antes planteado los preceptos jurisprudenciales que se citan a continuación.

Sexta Época	Primera Sala	Fuente: Semanario Judicial de la Federación	Tesis: Aislada
Pag. 50	Materia(s): penal	Volumen XXXIX, Segunda Parte	Registro: 261505
DOLO Y CULPA. ERROR EN EL GOLPE.			

²²⁷INSTITUTO DE INVESTIGACIONES JURÍDICAS, Diccionario Jurídico Mexicano, , Serie E. VARIOS, Núm. 19, Tomo I. C-CH

La Primera Sala de la Suprema Corte de Justicia no participa del criterio sustentado por los grados de la instancia en lo que se refiere al debatido problema de la concurrencia del dolo y la culpa tratándose de un mismo evento criminoso, ya que al respecto ha sustentado la concepción unitaria del delito cuando hay unidad de acción. En efecto, se habla de la denominada aberratio ictus (extravío del acto) cuando el acto dirigido contra un determinado objeto de la acción produce su eficacia, no sobre él, sino sobre otro equivalente. El sujeto activo, por ejemplo, procediendo con dolo de matar, encañona a "X", que se encuentra frente a él, pero la bala no le da y en cambio alcanza y mata a "Y". Aquí es esencial la aberratio: sólo existe, en opinión de Holshausen, Hippel y Allfeld, una tentativa de homicidio doloso de "X", con la que, según las circunstancias, puede concurrir el homicidio culposo de "Y". Pero ello no es lo que ocurre en el caso en que la conducta del reo revela una manifestación de voluntad directamente encaminada a la producción del resultado, esto es, homicidio y lesiones, pues aun cuando originalmente se propuso causar daño a una persona, la circunstancia de que siguiera disparando cuando se atravesó otra, es indiciaria de la voluntariedad con que el daño a los bienes jurídicos se produjo. **Ello es así porque la culpa presupone que el autor no ha observado el cuidado que según las circunstancias y sus conocimientos y condiciones personales debía y podía observar, y que, a consecuencia de ello, o no ha previsto el resultado que hubiera podido prever (culpa inconsciente), o en verdad ha considerado como posible la producción del resultado, pero ha confiado en que no se producirá (culpa consciente). Por el contrario, el dolo presupone voluntad de causar daño, y representación.**

Amparo directo 3947/60. Raúl Saucedo González. 27 de septiembre de 1960. Cinco votos. Ponente: Juan José González Bustamante.

Décima Época	Primera Sala	Fuente: Semanario Judicial de la Federación	
Tesis: Aislada	Materia(s): Civil	Registro: 2005532	Página: 661
Libro 3, febrero de 2014, Tomo I		Tesis: 1a. LI/2014 (10a.)	
HECHO ILÍCITO. SU DEFINICIÓN.			
<p>La doctrina ha sostenido que la configuración del hecho ilícito requiere de tres elementos: una conducta antijurídica, culpable y dañosa. Así, se entiende por una conducta antijurídica, aquella que es contraria a derecho, ya sea porque viole una disposición jurídica, o el deber jurídico de respetar el derecho ajeno. Asimismo, obra con culpa o falta quien causa un daño a otro sin derecho; dicha culpa o falta se traduce en no conducirse como es debido, esto es, una conducta culposa es aquella proveniente de la negligencia o falta de cuidado. Finalmente, el daño es una pérdida o menoscabo que puede ser material o extra patrimonial; de ahí que, desde un punto de vista económico, el daño es la pérdida o menoscabo que una persona sufre en su patrimonio, y el perjuicio es la privación de la ganancia lícita a la que tenía derecho. Por su parte, el daño o perjuicio extrapatrimonial (también conocido como daño moral) es la pérdida o menoscabo que sufre una persona en su integridad física o psíquica, en sus sentimientos, afecciones, honor o reputación. En conclusión, un hecho ilícito puede</p>			

definirse como la conducta culpable de una persona que lesiona injustamente la esfera jurídica ajena.

Amparo directo 16/2012. 11 de julio de 2012. Cinco votos de los Ministros Jorge Mario Pardo Rebolledo, José Ramón Cossío Díaz, Guillermo I. Ortiz Mayagoitia, Olga Sánchez Cordero de García Villegas y Arturo Zaldívar Lelo de Larrea; los Ministros José Ramón Cossío Díaz, Olga Sánchez Cordero de García Villegas y Arturo Zaldívar Lelo de Larrea, reservaron su derecho a formular voto concurrente...

De lo anterior se desprende que un accidente grave puede ser causado por dolo cuando el autor de manera intencional provoca el accidente o lleva a cabo acciones con el propósito de causar los daños. Mientras que el accidente grave se puede causar por culpa cuando se actúa negligentemente o con falta del debido cuidado.

En el contrato de extracción para aguas someras, **segundo contrato licitado**, se consideraron algunos de los comentarios de la industria, y se incluyeron definiciones para accidente grave, culpa y dolo. Ello, con el fin de minimizar las posibilidades de incurrir en la causal de rescisión por accidente. Lo anterior, se incluyó de la siguiente forma:

*(iii) **Culpa:** cualquier acción u omisión del Contratista que produzca un resultado que no previó siendo previsible o previó confiando en que no se produciría y que resulte en la violación a la Normatividad Aplicable o a un deber que objetivamente era necesario observar;*

*(iv) **Dolo:** cualquier acción u omisión del Contratista o Empresa Participante con la intención de perseguir directamente un resultado²²⁸*

La definición de Culpa incluida en el contrato de extracción no la calificó como culpa grave, sino que mantuvo una culpa simple o leve, lo cual hace que la intencionalidad no sea un

²²⁸ Cláusula 22.1, Contrato de Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida, para Aguas Someras. Disponible en: www.ronda1.gob.mx

factor determinante para la existencia de la causal de rescisión, permaneciendo el mismo problema que en el primer contrato.

El universo de accidentes graves que puedan surgir por dolo o culpa del contratista, subcontratistas o el asignatario es extremadamente grande, por lo que la probabilidad de cumplir con este elemento de la causal es sumamente alta.

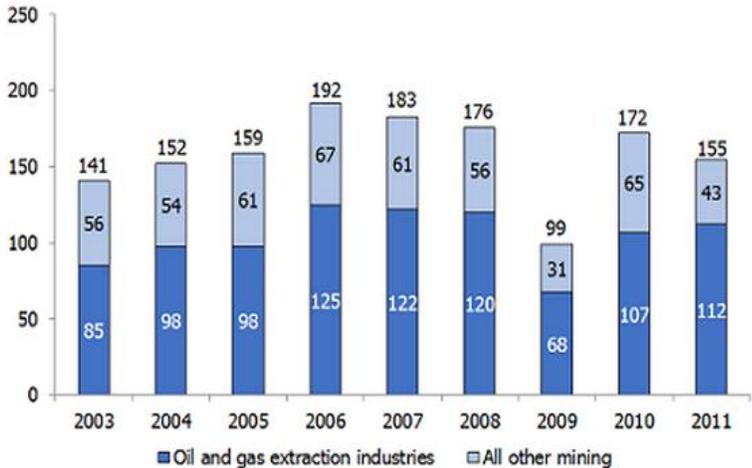
Ejemplo de lo anterior, son los accidentes ocurridos en México en 2014 en actividades relacionadas con la industria. Según lo reportado en los indicadores de cumplimiento en materia de seguridad para el 2014 por *la International Association of Oil and Gas Producers*²²⁹, hasta agosto de 2014, en México ocurrieron 8 accidentes todos ellos con fatalidades, 10 en total. Todos los accidentes reportados surgieron por dolo o culpa del operador o sus subcontratistas. De los 8 accidentes reportados, 2 se ocasionaron por la impericia de la persona que estaba llevando a cabo las operaciones y la falta de capacitación; 4 por desobedecer o incumplir los programas y procedimientos establecidos; 2 por la falta de previsión y planeación para realizará actividades simultáneas.

Lo anterior, demuestra la facilidad con la que se cumplen con los elementos: i) culpa o dolo; y ii) fatalidad. Lo cual obligará a la CNH a considerar cuáles son los accidentes realmente graves, que ameriten rescindir el contrato.

iii) Fatalidades, daño a las instalaciones, y pérdida de producción

²²⁹International Association of Oil and Gas Producers, *safety performance indicators-2014 data fatal incident reports*. Agosto 2014, disponible en: <http://www.iogp.org/Reports/Type/2014sf/id/806>

La industria petrolera, como industria extractiva, cuenta con un gran número de riesgos los cuales pueden ocasionar fatalidades, daños a las instalaciones, y pérdida de producción. Desgraciadamente la mayoría de los accidentes involucran fatalidades. La siguiente figura²³⁰ ejemplifica el número de fatalidades acaecidas en Estados Unidos, durante del 2003-2011, la cual refleja lo riesgosas que pueden llegar a ser las operaciones petroleras.



NOTE: Oil and gas extraction industries include oil and gas extraction (NAICS 211), drilling oil and gas wells (NAICS 213111), and support activities for oil and gas operations (NAICS 213112).
 SOURCE: U.S. Bureau of Labor Statistics, U.S. Department of Labor, 2014.

Al igual que el número de fatalidades, al existir accidentes se ocasionan daños en las instalaciones, lo que ocasiona pérdidas de producción en mayor o menor medida. La siguiente figura ilustra los daños a las instalaciones aguas afuera reportados por la *International Association of Oil and Gas Producers*, de 1970 a 2007, distribuidos por tipo de Unidad o instalación y área geográfica²³¹.

Número de pérdidas totales por unidad y área geográfica, 1970-2007.

²³⁰US Bureau of Labor Statistics, US Department of Labor 2014. Disponible en: <http://www.bls.gov/iif/oshwc/cfoi/osar0018.htm>

²³¹ International Association of Oil and Gas Producers, Risk assessment major incidents, Report No. 434 – 17 March 2010

Type of unit	Geographical Area					
	US GoM	Europe N.S.	Asia	Australia	Other	Total
Artificial Island	0	0	0	0	1	1
Barge (not drilling)	4	1	1	2	1	9
Concrete structure	0	1	0	0	0	1
Drill barge	7	0	1	0	7	15
Drill ship	0	0	3	0	1	4
Drilling tender	0	0	0	0	1	1
Flare						
FPSO/FSU						
Helicopter-Offshore duty	52	28	29	4	32	145
Jacket	17	1	9	0	6	33
Jackup	36	4	18	1	22	81
Lay barge	0	0	1	0	1	2
Loading buoy	0	3	0	0	0	3
Mobile unit (not drilling)	4	1	0	0	1	6
Other fixed structure						
Pipeline	0	2	0	0	0	2
Semi-submersible	0	4	0	0	6	10
Ship, not drilling or production						
Submersible	2	0	0	0	0	2
Subsea installation						
Well support structure	3	0	0	0	0	3
Total	125	45	62	7	79	318

La figura anterior ilustra la gran diversidad de daños a instalaciones que pueden ocurrir en operaciones aguas afuera (*offshore*), lo cual implica un gran riesgo de cumplir con el elemento de la causal de rescisión.

Desafortunadamente, la mayoría de los accidentes petroleros involucran fatalidades, daños en las instalaciones y pérdida de producción, aun cuando dichos accidentes no terminen en desastres petroleros como el caso de la explosión de la plataforma “Deepwater Horizon” en abril de 2010. Existen accidentes de menor tamaño que implican daños a las instalaciones, fatalidades y pérdidas de la producción como lo son el caso el incendio de la plataforma Abkatun Alfa en la Sonda de Campeche, ocurrido el 1 de abril de 2015.

Los hechos del incidente de la plataforma Abkatun Alfa son los siguientes: en la madrugada del 1º de abril se inició un incendio en el área de deshidratación y bombeo de la plataforma el cual dejó un saldo de cuatro muertos, tres desaparecidos y varios lesionados. Más de 18

horas se controló el fuego, con apoyo de varios barcos contraincendios. La plataforma reinició parcialmente labores el 5 de abril y la autoridad estimó que tres semanas después del incidente, la plataforma se encontraba funcionando al 80%.

El caso anterior es un claro ejemplo de la facilidad con la que pueden ocurrir accidentes graves en donde existan: i) fatalidades, ii) daños a las instalaciones; y iii) pérdida de producción. Aun cuando esta plataforma se una plataforma de acondicionamiento, esta etapa del proceso es indispensable para la producción, por lo que su daño implica una pérdida en la producción.

En suma, del análisis anterior se desprende que es muy factible que existan accidentes que cumplan con los elementos de la causal de rescisión contenida en el artículo 20 numera IV de la LH y las cláusulas de rescisión administrativa de los contratos, lo cual pone en riesgo las inversiones. Se deberá considerar que aun cuando exista un accidente que cumpla con todos los elementos de dicha causal, los proyectos petroleros involucran diversas instalaciones dentro de un área o campo, por lo que un accidente con las características antes señaladas en una plataforma o pozo no debería ser razón suficiente para poner en riesgo todo el proyecto.

Adicionalmente, se debe señalar que esta causal se encuentra prevista en la Ley de Hidrocarburos, sin acotar el alcance de los diversos términos contenidos en ella (dolo, culpa, fatalidad, pérdida de producción o daño en las instalaciones). En tal sentido, las definiciones incluidas en los contratos petroleros no pueden reducir o modificar el alcance de las causales de rescisión previstas por los legisladores. Ello, toda vez que la ley prevalece sobre lo dispuesto en el contrato; y a falta de definición de algún concepto en la Ley de

Hidrocarburos, se estará a la supletoriedad de la norma. Por ejemplo, para el caso de la culpa, se deberá entender que esta es culpa simple atendiendo a su definición en el Código Civil Federal, el cual es supletorio de la Ley de Hidrocarburos. Lo mismo aplica para el caso del dolo.

3.1.6. Causal de rescisión por cesión o cambio de control

Aunado a la causal de rescisión administrativa derivada de accidentes graves, la ley y los contratos prevén como causal, el hecho de ceder total o parcialmente el contrato sin previa autorización de la CNH. El riesgo de esta causal radica en que en términos del artículo 15 de la LH, la cesión de derechos que se realice en contradicción de lo previsto por la LH y los contratos, es decir, sin previa autorización, será nula de pleno derecho. Existen precedentes en materia de arbitraje de inversiones en los que este supuesto se ha considerado como una expropiación indirecta por considerarlo una violación al principio de trato justo y equitativo.

En *Oxy v. Ecuador*, la empresa Occidental Petroleum Corp (Oxy)²³² obtuvo un contrato de participación para la exploración de hidrocarburos y explotación de petróleo crudo con Petroecuador quien es la empresa petrolera estatal, para la exploración y producción de hidrocarburos en el Bloque 15 de la Región Amazónica del Ecuador. En octubre del 2000 Oxy inició negociaciones para ceder el 40% de su interés de participación en el contrato mediante un contrato de cesión conocido en la industria como "farm-out". La cesión se llevó a cabo sin previa autorización por parte Ecuador. En términos del contrato y de la

²³² Occidental Petroleum Corporation vs. The Republic of Ecuador, ICSID case no. ARB/06/11, supra nota 157

legislación aplicable, ceder total o parcialmente la participación dentro de un contrato sin previa autorización del Estado constituía una causal de caducidad del contrato (rescisión). Asimismo, la legislación aplicable preveía que, en caso de una cesión sin autorización previa por parte del Estado, dicha sesión como nula de pleno derecho.

En mayo de 2006, Ecuador decretó la caducidad del contrato invocando que la cesión constituía una violación al contrato y a la legislación aplicable. Días después, Oxy sometió la controversia al arbitraje. En tribunal determinó que la medida que dio origen a la declaración de la caducidad era desproporcionada pues existían alternativas a la caducidad. Adicionalmente se consideró, en términos de la legislación, la cesión era nula de pleno derecho por haberse realizado sin autorización del Estado, por lo que la caducidad del contrato era una doble sanción. El tribunal determinó que la medida violaba el principio de proporcionalidad y en consecuencia el principio de Trato Justo y Equitativo. Asimismo, estableció que dicha medida constituía una expropiación indirecta.

El caso de Oxy, es un claro ejemplo de lo riesgoso que puede ser rescindir administrativamente un contrato por la cesión del interés de participación dentro del mismo sin previa autorización del Estado. Ello, toda vez que se repitieron los mismos supuestos legales y contractuales que dieron origen a la caducidad/rescisión en caso de Oxy. A continuación, se muestra un comparativo entre la legislación mexicana y ecuatoriana y el contenido de los contratos en ambos países.

Legislación Mexicana	Legislación Ecuatoriana
Artículo 15.- [...]La Comisión Nacional de Hidrocarburos deberá autorizar, de forma	Art. 79.- La transferencia de un contrato o la cesión a terceros de derechos provenientes de un contrato, serán nulas y

<p>previa, la celebración de alianzas o asociaciones, en los que se ceda:</p> <p>I. El control corporativo y de gestión del Contratista, o</p> <p>II. El control de las operaciones en el Área Contractual, de forma parcial o total.</p> <p>[...]</p> <p>La cesión de derechos que se realice sin apegarse a lo establecido en este artículo y a los términos contractuales, <u>será nula de pleno derecho</u>...²³³</p>	<p><u>no tendrán valor alguno si no precede autorización del Ministerio del Ramo, sin perjuicio de la declaración de caducidad</u> según lo previsto en la presente Ley. ²³⁴</p>
<p>Artículo 20.- El Ejecutivo Federal, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá rescindir administrativamente los Contratos para la Exploración y Extracción y recuperar el Área Contractual únicamente cuando se presente alguna de las siguientes causas graves:</p> <p>[...]</p> <p>III. Que el Contratista ceda parcial o totalmente la operación o los derechos conferidos en el Contrato de Exploración y Extracción, sin contar con la autorización previa en términos de lo dispuesto en el artículo 15 de esta Ley;²³⁵</p>	<p>Art. 74.- El Ministerio del Ramo podrá declarar la caducidad de los contratos, si el contratista:</p> <p>[...]</p> <p>11. Traspasare derechos o celebrare contrato o acuerdo privado para la cesión de uno o más de sus derechos, sin la autorización del Ministerio;²³⁶</p>
<p>Artículo 26. De las Sanciones. El Contratista se abstendrá de ceder o traspasar el Control Corporativo y de Gestión o el Control de las Operaciones, sin la Autorización correspondiente de la Comisión.</p> <p>En caso de que el Contratista realice actos privados que tengan por efecto la Cesión de derechos derivados de un Contrato sin la Autorización de la Comisión, tales actos serán nulos de pleno derecho y será sancionado tomando en cuenta la gravedad de la falta,</p>	

²³³ Artículo 15, Ley de Hidrocarburos, opus cit.

²³⁴ Artículo 79, Ley de Hidrocarburos de Ecuador. Disponible en: <http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/02/LEY-DE-HIDROCARBUROS.pdf>

²³⁵ Artículo 20, Ley de Hidrocarburos, supra nota 71.

²³⁶ Artículo 74, Ley de Hidrocarburos de Ecuador. Disponible en: <http://www.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/02/LEY-DE-HIDROCARBUROS.pdf>

<p>con multa de conformidad a lo establecido en el artículo 85, fracción II, inciso k) de la Ley.</p> <p>Lo anterior, sin perjuicio de las consecuencias estipuladas en el Contrato respectivo y del supuesto establecido en el artículo 4 de los presentes Lineamientos.²³⁷</p>	
---	--

Contratos Mexicanos	Contratos Ecuatorianos
<p>22.1 Rescisión Administrativa. En caso de ocurrir cualquiera de las causas graves de rescisión administrativa previstas en el artículo 20 de la Ley de Hidrocarburos y que se enlistan a continuación, [...]</p> <p>(c) El Contratista ceda parcial o totalmente la operación o los derechos conferidos conforme al presente Contrato, sin contar con autorización previa en los términos y condiciones previstas en las Cláusulas 23.1 y 23.2;</p>	<p>"La transferencia de este Contrato de Participación o la cesión a terceros de derechos provenientes del mismo deberán ser autorizadas por el Ministerio del Ramo, de conformidad con las leyes y reglamentos vigentes, de manera especial se cumplirán las disposiciones previstas en el artículo setenta y nueve de la Ley de Hidrocarburos. Y en los Decretos Ejecutivos Números ochocientos nueve, dos mil setecientos trece, y mil cientos setenta y nueve".²³⁸</p>
<p>23.6 Invalidez. Cualquier Cesión o cambio de Control de cualquier Empresa Participante que se lleve a cabo en contravención de las disposiciones de esta Cláusula 23²³⁹no tendrá validez y no surtirá efectos entre las Partes.</p>	

De lo anterior las figuras anteriores se observa como la legislación mexicana y los contratos respecto a la cesión de derechos son un espejo de la ecuatoriana. En ambos casos se

²³⁷ Artículo 26 de los LINEAMIENTOS por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones, respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, publicados en el DOF 30/01/17

²³⁸ Occidental Petroleum Corporation vs. The Republic of Ecuador, ICSID case no. ARB/06/11 Memorial de Contestación sobre Responsabilidad, párrafo 185

²³⁹ La cláusula en comento hace referencia a las reglas para la cesión y cambio de control.

requiere la autorización del Estado para la cesión de derechos contractuales, señalando como causal de rescisión/ caducidad el realizar la cesión sin autorización previa. Asimismo, en ambos países se señalan nulas de pleno derecho las cesiones realizadas sin previa autorización. Los servidores públicos de la CNH deberán conocer el antecedente de Oxy, a fin de entender y valorar los riesgos de una expropiación indirecta al aplicar lo dispuesto por el contrato y la LH al pie de la letra sin contemplar otro tipo de medidas con menor impacto sobre las inversiones. Se deberá considerar que la rescisión administrativa deberá declararse como la última medida, ya que, dicha medida incumple el principio de proporcionalidad consagrado dentro del principio de nivel mínimo de trato. Cabe destacar, que tal como se mencionó en el capítulo anterior, el principio de nivel mínimo de trato se encuentra consagrado en la mayoría de los tratados de inversiones suscritos por nuestro país. Por lo anterior, aún con la posible denuncia del TLCAN, los inversionistas extranjeros de otros Estados, cuentan con protecciones al respecto, mismas que deberán considerarse al momento de decidir si se rescinde a un contratista por la cesión no autorizada del contrato.

Asimismo, será de fundamental importancia ajustar los Contratos adjudicados previo a la publicación de los Lineamientos de Cesión y Cambio de Control²⁴⁰; toda vez que los requisitos establecidos tanto en los contratos como en los lineamientos son totalmente distintos. Adicionalmente, el artículo 16 de los Lineamientos en comento, establece que la

²⁴⁰ "LINEAMIENTOS por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones, respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos"

afirmativa ficta, en caso que la Comisión no se pronuncie respecto de la solicitud de Autorización en un plazo de 10 días hábiles, después de la opinión de Sener.

Lo cual, deja en estado de indefensión al Contratista, pues al cumplir con lo previsto en la legislación podría violar un requisito contractual, y consecuentemente, incurrir en una causal de rescisión.

4.2.1.1. Rescisión Contractual

Los contratos de exploración y extracción, distinguen entre la rescisión administrativa y la rescisión contractual. Considerando aquella que deviene de las causales establecidas en el artículo 20 de la LH, mismas que se retoman en la cláusula correspondiente de los contratos. Mientras que la rescisión contractual, se incluyen nuevas causales de rescisión, todas ellas relacionadas con posibles incumplimientos del Contratista. La rescisión contractual es un acto unilateral por parte de CNH, el cual se pretende asemejar al pacto comisorio de derecho civil y así diferenciarlo de la rescisión administrativa como acto de autoridad y excluirlo de la prohibición de arbitrar las controversias relacionadas con la rescisión.

El pacto comisorio se establece en el artículo 1949 del Código Civil Federal y faculta a la parte perjudicada de un incumplimiento puede solicitar el cumplimiento de la obligación o la resolución del contrato. Dicho artículo señala lo siguiente:

Artículo 1949.- La facultad de resolver las obligaciones se entiende implícita en las recíprocas, para el caso de que uno de los obligados no cumpliere lo que le incumbe. El perjudicado podrá escoger entre exigir el cumplimiento o la resolución de la obligación, con el resarcimiento de daños y perjuicios en ambos casos. También podrá pedir la resolución aún después de haber optado por el cumplimiento, cuando éste resultare imposible.

Si bien es cierto que las causales de rescisión contractual no devienen de la LH, esta no faculta al Contratista a rescindir el contrato en caso de incumplimiento por parte de la CNH. Siendo la rescisión un acto unilateral por parte de una autoridad. Las cláusulas de rescisión contractuales establecen lo siguiente²⁴¹:

Contratos Primera y Segunda Convocatoria:

"23.4 Rescisión Contractual. Además de las causales de rescisión administrativa previstas en la Cláusula 23.1, y de terminación anticipada previstas en la Cláusula 3.5, la CNH tendrá derecho a rescindir este Contrato en los siguientes supuestos, siempre que el Contratista omita sanear o llevar a cabo una acción directa y continua para remediar el incumplimiento correspondiente dentro de los treinta (30) Días de haber recibido la notificación de dicho incumplimiento por parte de la CNH:

(a) El Contratista no presente para la aprobación de la CNH el Plan de Exploración o el primer Programa de Trabajo del Período de Exploración dentro de los cuarenta y cinco (45) Días siguientes a la fecha en que deba presentarlos, sin causa justificada;

(b) El Contratista tenga un retraso de más de ciento ochenta (180) Días en cualquier Programa de Trabajo o Plan de Desarrollo aprobados, sin causa justificada;

(c) El Contratista no presente las Garantías de Cumplimiento de Exploración o no las mantenga en vigor de conformidad con lo previsto en la Cláusula 17.1, o no mantenga en vigor las Garantías Corporativas de conformidad con lo previsto en la Cláusula 17.2 y sus propios términos;

(d) Cualquier Empresa Participante o Garante, sin que alguna o el resto de las Empresas Participantes que conforman al Contratista asuman, con autorización de la CNH sus obligaciones bajo el presente Contrato: (i) se liquide o de cualquier otra forma cese su existencia legal o corporativa, u (ii) ocurra cualquier acontecimiento que conforme a las leyes aplicables a cualquier Empresa Participante o Garante tenga un efecto análogo a los mencionados;

(e) Cualquier Empresa Participante o Garante, sin que alguna o el resto de las Empresas Participantes que conforman al Contratista asuman, con autorización de la CNH sus obligaciones bajo el presente Contrato: (i) caiga en insolvencia; (ii) sea incapaz de pagar sus deudas al vencimiento de las mismas;

²⁴¹ El texto de la cláusula de rescisión contractual para los contratos de la Primera y Segunda Convocatoria de ronda 1, no varía por lo que se cita únicamente el de la Primera Convocatoria.

(iii) solicite o acepte la imposición de un administrador, liquidador o síndico respecto a sus propiedades o sus ingresos; (iv) inicie cualquier procedimiento conforme a cualquier legislación para el reajuste o diferimiento de sus obligaciones o de cualquier parte de las mismas; (v) solicite la quiebra, reorganización, suspensión de pagos, disolución o liquidación, o (vi) realice o permita una cesión general o un arreglo con o para el beneficio de sus acreedores;

(f) El Contratista no realice al menos el 90% de las Unidades de Trabajo requeridas en el Programa Mínimo de Trabajo;

(g) Cualquiera de las Empresas Participantes infrinja cualquier disposición relativa a la cesión de este Contrato o de sus derechos conforme al mismo, o sufre un cambio de Control, en contravención a lo previsto en la Cláusula 24;
(h) Cualquiera de las Empresas Participantes infrinja cualquier disposición contenida en la Cláusula 32.3, o

(i) Cualquier otro incumplimiento sustancial de las obligaciones del Contratista conforme al presente Contrato.

Declarada la rescisión contractual, las Partes podrán sujetarse a lo previsto en la Cláusula 26, con excepción de lo previsto en la Cláusula 26.4.²⁴²

Tercera Convocatoria:

22.4 Rescisión Contractual. Además de las causales de rescisión administrativa previstas en la Cláusula 22.1, y de terminación anticipada previstas en la Cláusula 3.4, la CNH tendrá derecho a rescindir este Contrato en los siguientes supuestos, siempre que el Contratista omita sanear o llevar a cabo una acción directa y continua para remediar el incumplimiento correspondiente dentro de los treinta (30) Días de haber recibido la notificación de dicho incumplimiento por parte de la CNH:

(a) El Contratista tenga un retraso de más de ciento ochenta (180) Días en cualquier Plan de Desarrollo aprobado, sin causa justificada;

(b) El Contratista no presente la Garantía de Cumplimiento o no la mantenga en vigor de conformidad con lo previsto en la Cláusula 16.1, o no mantenga en vigor la Garantía Corporativa de conformidad con lo previsto en la Cláusula 16.2 y sus propios términos;

(c) El Contratista o el Garante se liquide o de cualquier otra forma cese su existencia legal o corporativa u ocurra cualquier acontecimiento que conforme a las leyes aplicables al Contratista o al Garante tenga un efecto análogo a los mencionados;

²⁴² Cláusula 23.4, Contrato de Exploración y Extracción, primera convocatoria

(d) El Contratista o el Garante caiga en insolvencia o sea incapaz de pagar sus deudas al vencimiento de las mismas, o solicite o acepte la imposición de un administrador, liquidador o síndico respecto a sus propiedades o sus ingresos o inicie cualquier procedimiento conforme a cualquier legislación para el reajuste o diferimiento de sus obligaciones o de cualquier parte de las mismas o solicite la quiebra, reorganización, suspensión de pagos, disolución o liquidación o realice o permita una cesión general o un arreglo con o para el beneficio de sus acreedores;

(e) El Contratista no realice al menos el 90% de las Unidades de Trabajo requeridas en el Programa Mínimo de Trabajo;

(f) El Contratista infrinja cualquier disposición relativa a la cesión de este Contrato o de sus derechos conforme al mismo, o sufra un cambio de Control, en contravención a lo previsto en la Cláusula 23;

(g) El Contratista infrinja cualquier disposición contenida en la Cláusula 31.2, o

(h) Cualquier otro incumplimiento sustancial de las obligaciones del Contratista conforme al presente Contrato.

Declarada la rescisión contractual, las Partes podrán sujetarse a lo previsto en la Cláusula 25, con excepción de lo previsto en la Cláusula 25.4.

Cuarta Convocatoria:

23.4 Rescisión Contractual. Además de las causales de rescisión administrativa previstas en la Cláusula 23.1, y de terminación anticipada previstas en la Cláusula 3.4, la CNH tendrá derecho a rescindir este Contrato en los siguientes supuestos, siempre que el Contratista omita sanear o llevar a cabo una acción directa y continua para remediar el incumplimiento correspondiente dentro de los treinta (30) Días de haber recibido la notificación de dicho incumplimiento por parte de la CNH:

(a) El Contratista no presente las Garantías de Cumplimiento o no las mantenga en vigor de conformidad con lo previsto en la Cláusula 17.1, o no mantenga en vigor las Garantías Corporativas de conformidad con lo previsto en la Cláusula 17.2 y sus propios términos Sin Causa Justificada;

(b) El Contratista o Garante:

(i) se liquide o de cualquier otra forma cese su existencia legal o corporativa, u

(ii) ocurra cualquier acontecimiento que conforme a las leyes aplicables al Contratista o al Garante tenga un efecto análogo a los mencionados Sin Causa Justificada;

(c) El Contratista o Garante:

- (i) caiga en insolvencia;*
- (ii) sea incapaz de pagar sus deudas al vencimiento de las mismas;*
- (iii) solicite o acepte la imposición de un administrador, liquidador o síndico respecto a sus propiedades o sus ingresos;*
- (iv) inicie cualquier procedimiento conforme a cualquier legislación para el reajuste o diferimiento de sus obligaciones o de cualquier parte de las mismas;*
- (v) solicite la quiebra, reorganización, suspensión de pagos, disolución o liquidación, o*
- (vi) realice o permita una cesión general o un arreglo con o para el beneficio de sus acreedores;*
- (d) El Contratista infrinja cualquier disposición contenida en la Cláusula 32.2 Sin Causa Justificada, o*
- (e) Cualquier otro incumplimiento sustancial Sin Causa Justificada de las obligaciones del Contratista conforme al presente Contrato.*

Declarada la rescisión contractual, las Partes podrán sujetarse a lo previsto en la Cláusula 26, con excepción de lo previsto en la Cláusula 26.4. Para efectos de esta Cláusula 23.4 se entenderá por: Sin Causa Justificada: cualquier causa imputable de manera indubitable al Contratista y en la cual éste haya omitido llevar a cabo los esfuerzos razonables a su alcance para evitar caer en el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones previstas en el Contrato que implique la posible actualización de alguna de las causales de rescisión contractual previstas en esta Cláusula 23.4.

Las cláusulas antes citadas establecen las causales por las cuales, CNH podrá rescindir el contrato. La causal que establece “cualquier otro incumplimiento” representa un gran riesgo para los inversionistas ya que deja a discreción de la CNH la determinación del incumplimiento, sin que el Contratista pueda argumentar que los hechos alegados no constituyen una violación esencial o material del contrato. Cabe señalar que en la versión de Contrato para la Cuarta Convocatoria se estableció que para incurrir en la causal de rescisión contractual el “incumplimiento sustancial” debería ser Sin Causa Justificada. Para términos de dicho contrato, se entiende por causa justificada:

"Sin Causa Justificada: cualquier causa imputable de manera indubitable al Contratista y en la cual éste haya omitido llevar a cabo los esfuerzos razonables a su alcance para evitar caer en el incumplimiento de cualquiera de las obligaciones previstas en el Contrato que implique la posible actualización de alguna de las causales de rescisión contractual previstas en esta Cláusula 23.4."

Aun cuando la cláusula de rescisión contractual ha sido mejorada, el procedimiento para determinar la rescisión, en términos de dicha cláusula, no otorga al Contratista derecho de audiencia. Ello, toda vez que, la cláusula se limita a señalar que este tendrá 30 días para subsanar el incumplimiento o realizar acciones continuas para remediarlo. El derecho a acudir ante un tercero para determinar si existió el incumplimiento, nace una vez declarada la rescisión contractual, con lo cual se deja en total estado de indefensión al Contratista. Lo anterior constituye un gran riesgo, sobre todo cuando existe la posibilidad de rescindir el contrato por un incumplimiento grave que no se encuentra descrito dentro del contrato. En tal sentido, será a discreción de la autoridad determinar si el incumplimiento del Contratista se encuadra en dicho supuesto.

En conclusión, tal y como se demostró en el presente capítulo, la rescisión es uno de los principales riesgos para los inversionistas en los contratos, pues se incluyen una serie de causales que no todas ellas implican una violación material al contrato o a sus elementos esenciales. Lo cual puede dar pie a una expropiación indirecta dependiendo de los motivos que dieron origen a la medida. Lo cual puede implicar la violación de los principios contenidos en los tratados de inversiones como el trato justo y equitativo, el principio de proporcionalidad, etcétera.

Los dos tipos de rescisiones contenidos en el contrato representan un gran riesgo a las inversiones. Ambas constituyen un acto unilateral por parte de la CNH, el cual podrá ser

recurrido ante los tribunales federales o arbitraje, dependiendo del tipo de rescisión, después de que esta haya sido declarada.

El principal riesgo en la rescisión administrativa es la causal de rescisión por accidentes graves, la cual establece supuestos que pueden presentarse fácilmente en la industria, dejando a discreción de la autoridad rescindir o no. Sin embargo, se debe tomar en cuenta que existe un riesgo muy grande de que los Servidores Públicos que deben tomar la decisión de rescindir el contrato se apeguen a la causal a fin de evitar responsabilidades o sanciones por el órgano interno de control. Por tal motivo, es fundamental que las causales de rescisión no sean tan amplias.

El contrato de extracción para la segunda convocatoria delimita la causal al definir los términos "accidente grave", "dolo" y "culpa". Sin embargo, los parámetros contenidos en las definiciones siguen siendo muy bajos respecto a los estándares de la industria. Del análisis anterior se desprende que es muy factible que existan accidentes que cumplan con los elementos de la causal de rescisión contenida en el artículo 20 número IV de la LH y las cláusulas de rescisión administrativa de los contratos, lo cual pone en riesgo las inversiones.

Adicionalmente, existe un gran riesgo de cometer violaciones al trato justo y equitativo, particularmente al principio de proporcionalidad si se sigue al pie de la letra lo establecido en la legislación y los contratos de exploración y extracción, respecto a las cesiones realizadas sin autorización. Las lecciones aprendidas en el caso de Oxy v. Ecuador, deberán ser tomadas en cuenta para determinar las acciones de los funcionarios públicos en caso de existir una cesión sin autorización de la CNH.

La rescisión contractual representa dos principales riesgos a las inversiones, los cuales podrán derivar en una expropiación indirecta como se señalará en el siguiente capítulo. El primer riesgo es que no se otorga al contratista el derecho a ser escuchado previo a la rescisión; pues cláusula se limita a otorgar un plazo al Contratista para subsanar el supuesto incumplimiento. Lo cual deja al Contratista en estado de indefensión.

Conclusiones

- I. Las causales de rescisión administrativa previstas en la Ley de Hidrocarburos y en los CEE, constituyen uno de los principales riesgos para las inversiones; pues se incluyen una serie de causales que no todas ellas implican una violación material al contrato o a sus elementos esenciales. Lo cual puede dar pie a una expropiación indirecta. Las inversiones realizadas derivadas de un CEE, se encuentran protegidas por los tratados internacionales, particularmente por el TLCAN. En caso de que, derivado de una rescisión administrativa, se violen los derechos otorgados en dichos tratados incluyendo los principios del derecho de inversiones, los inversionistas podrán someter su controversia al arbitraje de inversiones, aun cuando exista una prohibición expresa en la Ley de Hidrocarburos para hacerlo.
- II. La legislación mexicana ha tenido diversas posturas respecto a la inversión privada en el sector petrolero. A principios del Siglo XX la legislación petrolera autorizaba la inversión privada, principalmente extranjera, a través de un régimen de concesiones. El régimen de concesiones contenía muy pocas reglas para los concesionarios, lo que llevo a una serie de abusos sistemáticos por parte de las empresas petroleras que terminó con la expropiación petrolera. A partir de ese momento, la participación privada en el sector se fue limitando hasta existir únicamente a través de contratos de servicios.
- III. La Reforma energética abrió la puerta a la inversión privada (nacional y extranjera) en el sector de hidrocarburos. Se redistribuyeron los recursos mediante la ronda cero con el propósito de lograr un balance entre los recursos que Pemex operará y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores. Se previeron 4

tipos o modalidades de contratos para las áreas a licitarse en las siguientes rondas, estos son: licencias, servicio, utilidad y producción compartida.

- IV. La decisión de invertir en la industria conlleva al inversionista grandes riesgos económicos y operativos, incluido el “enterrar” recursos por periodos largos, con la expectativa de poder recuperar la inversión. La tendencia a nivel mundial ha sido promover la inversión extranjera directa a través de la inclusión de principios que otorgan protecciones a los inversionistas dentro de los tratados en materia de inversiones. Entre las protecciones otorgadas en los tratados internacionales se encuentran: Trato Justo y Equitativo, el Principio de Proporcionalidad, las limitaciones a la expropiación, etcétera.
- V. Las expropiaciones directas sin que medie compensación pronta, justa y efectiva han sido reducidas a lo largo de los años. Sin embargo, existen precedentes de un gran número de casos en los que medidas de los Estados receptores de las inversiones ocasionan expropiaciones indirectas. Dichas expropiaciones indirectas constituyen un gran riesgo a la inversión extranjera toda vez que la naturaleza de las medidas que la originan es variable. se debe analizar la consecuencia de cada una de ellas para determinar si estas constituyen una medida equivalente a la expropiación.
- VI. La Ley de Hidrocarburos y los CEE, prevén dos tipos de rescisión de los contratos, rescisión administrativa y contractual. Ambos tipos representan un gran riesgo a las inversiones, pues pueden ocasionar una expropiación indirecta. Ambas constituyen un acto unilateral por parte de la CNH, el cual podrá ser recurrido ante los tribunales

federales o arbitraje, dependiendo del tipo de rescisión, después de que esta haya sido declarada.

- VII. El principal riesgo en la rescisión administrativa es la causal de rescisión por accidentes graves, la cual establece supuestos que pueden presentarse fácilmente en la industria, dejando a discreción de la autoridad rescindir o no. Los parámetros contenidos en las definiciones "accidente grave", "dolo" y "culpa" son muy bajos respecto a los estándares de la industria. Lo cual hace factible que se cumplan con los elementos de la causal de rescisión contenida en el artículo 20 numeral IV de la LH y las cláusulas de rescisión administrativa de los contratos. La causal de rescisión administrativa por cesión no autorizada del contrato genera el riesgo de cometer violaciones al trato justo y equitativo, particularmente al principio de proporcionalidad si se sigue al pie de la letra lo establecido en la legislación y los contratos de exploración y extracción, respecto a las cesiones realizadas sin autorización. Las lecciones aprendidas en el caso de *Oxy v. Ecuador*, deberán ser tomadas en cuenta para determinar las acciones de los funcionarios públicos en caso de existir una cesión sin autorización de la CNH.
- VIII. Finalmente, la rescisión contractual representa dos principales riesgos a las inversiones, los cuales podrán derivar en una expropiación indirecta como se señalará en el siguiente capítulo. El primer riesgo es que no se otorga al contratista el derecho a ser escuchado previo a la rescisión; pues cláusula se limita a otorgar un plazo al Contratista para subsanar el supuesto incumplimiento. Lo cual deja al Contratista en estado de indefensión.

Fuentes de Consulta

Legislación

Constitución Política de Los Estados Unidos Mexicanos, artículo 27, DOF 9 de noviembre de 1940.	20, 115
Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013.	11
Ley de Hidrocarburos de Ecuador.....	134, 135
Ley de hidrocarburos publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014.	passim
Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014 26, 43, 44, 50	
Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo de Petróleo, DOF, 31/ de diciembre de 1925.....	16
Ley reglamentaria expedida por el presidente Lázaro Cárdenas el 30 de diciembre de 1939 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 9 de noviembre de 1940.....	21
LINEAMIENTOS por los que se establecen los requisitos y el procedimiento para celebrar alianzas o asociaciones en las que se lleve a cabo la cesión del control corporativo y de gestión o del control de las operaciones, respecto de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, publicados en el DOF 30/01/17	135
Reglamento de la Ley de Petróleo, DOF, 26 de abril de 1926.	16
Acuerdo por el que se establece la Metodología para la Medición del Contenido Nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, así como para los permisos en la Industria de Hidrocarburos, publicado en el DOF el 13/11/2014.	36
LINEAMIENTOS para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera	

de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos.....	53, 58
LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento de cuantificación y certificación de reservas de la Nación y el informe de los recursos contingentes relacionados	28
Tratado de Córdoba, disponible en http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/1821B.pdf	13

Tratados internacionales

Acuerdo Marco de la Alianza del Pacífico	105, 107, 108
Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados, disponible en: http://proteo2.sre.gob.mx/tratados/ARCHIVOS/DERECHO%20DE%20LOS%20TRATADOS%201969.pdf	65
DECRETO Promulgatorio del Acuerdo entre el Gobierno de los Estados Unidos Mexicanos y el Gobierno de la República Argentina para la Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones. Publicado en el DOF el 28 de agosto de 1998. Disponible en:	68
DECRETO Promulgatorio del Acuerdo entre los Estados Unidos Mexicanos y la República Federal de Alemania sobre Promoción y Protección Recíproca de las Inversiones, firmado en la Ciudad de México, el veinticinco de agosto de mil novecientos noventa y ocho. Publicado en el DOF el 20 de marzo de 2001. Disponible en:	68
DECRETO Promulgatorio del Acuerdo para la Promoción y Protección Recíproca de Inversiones entre los Estados Unidos Mexicanos y el Reino de España, firmado en la Ciudad de México, el diez de octubre de dos mil seis. Publicado en el DOF el 19 de mayo de 2008. Disponible en: http://www.economia.gob.mx/files/comunidad_negocios/comercio_exterior/appris/espa%C3%B1a_appri.pdf	69
Tratado Asociación Transpacífico.....	69, 72

Casos

ADC v. Hungary, Award, 2 October 2006, párras 429-433. Disponible en: http://www.italaw.com/documents/ADCvHungaryAward.pdf	82
Azurix Corp v. The Argentine Republic, Award, 14 July 2006, at para 407.	76
Biloune and Marine Drive Complex Ltd v. Ghana Investments Centre and the Government of Ghana, award on Jurisdiction and Liability, 27 October 1989.....	88
Compañía del Desarrollo de Santa Elena, S.A. (CDSE) v. The Republic of Costa Rica, award, 17 February 2000, parra 76.....	93
Enron y Ponderosa Assets c. Argentina, CIADI no. ARB/01/3, laudo del 22 de mayo de 2007, párr. 245	86
LG&E Energy, Corp. vs. Argentina, Decisión sobre Responsabilidad, 3 de octubre de 2006, CASO CIADI No. ARB/02/1.....	90
<i>Metalclad Corporation c. los Estados Unidos Mexicanos</i> laudo del 30 de agosto de 2000, CIADI caso no. ARB (AF)/97/1.	80, 86, 91
<i>Mondev International Limited c. Estados Unidos de Norte América</i> , laudo del 11 de octubre de 2002, caso CIADI nº ARB(AF)/99/2	71
MTD Equity Sdn Bhd. And MTD Chile S.A. v. Republic of Chile, [2004], ICSID Case No. ARB/01/7, Award 25 May 2004 (MTD) para 113.	71
Noble Ventures v. Romania, Award, 12 October 2005, para 164.....	77
Norwegian Shipowners' Claims case (Norway v. US), 1 RIAA (1922), 307.....	85
Occidental Petroleum Corporation vs. The Republic of Ecuador, ICSID case no. ARB/06/11 award 5 October 2012	72, 75, 133
Pope & Talbot Inc v. Canada.	97

Revere Copper v. Overseas Private Investment Corporation, award, 24 August 1978, 56ILR (1980) 258.....	88
S. D. Myers v. Government of Canada, Uncitral Arbitration, Partial Award November 13, 2000, para. 280. Disponible en: http://www.italaw.com/sites/default/files/case-documents/itao747.pdf	84, 85, 87
Siemens A.G. v. The Argentine Republic, award, February 6, 2007, parr. 263.	94
Tecnicas Medioambientales TECMED S.A. v. Estados Unidos Mexicanos, Caso No. ARB (AF)/00/2, laudo del 29 de mayo de 2003, 154.....	66
Telenor Mobile A.S. c. Hungría, CIADI no. ARB/04/15, laudo del 13 de septiembre de 2006, párr. 70.	87
Tippets, Abbett, McCarthy, Stratton (TAMS) v. TAMS-AFFA Consulting Engineers of Iran, award, June 22, 1984.....	89, 91
Tradex Hellas S.A v. Republic of Albania, award, April 29, 1999, parra. 191	93
Waste Mangement Inc c. Estados Unidos Mexicanos, caso CIADI nº ARB(AF)/00/3.	71

Publicaciones y artículos

Allen &Overy, Guide to Extractive Industries Documents-Oil and Gas, World Bank Institute Governance for Extractive Industries Programme, January 2013	61, 62
BARNES, J. (1998): "El principio de proporcionalidad. Estudio preliminar", Revista Cuadernos de Derecho Público, Nº 5, pg. 16.	82
Botella Arensi, Juan, La expropiación en el derecho mexicano, el caso del petróleo, México, Editorial Moderna, 1941, pag 204	23
Bradly J. Condon, Mexican energy reform and NAFTA Chapter 11: Articles 20 and 21 of the Hydrocarbons Law and Access to investment arbitration, Journal of World Energy Law and Business, 2016, 9-203-218.	89
Brito Rodrigo et al. (2017), Vademécum de Energía, Ciudad de México.	15

Cárdenas del Río, Lázaro, Obras. I-Apuntes 1967-1970, México, Unam 2ª edición, 1986 p 236.21	
Cárdenas, Lázaro, Palabras y documentos Públicos, vol. II, México, Siglo XXI, 1978, pp. 122-147 .23	
Chano Lorena, Igualdad y principio de proporcionalidad en el Derecho Europeo: Especial referencia a los derechos fundamentales, Universidad de Extremadura, Revista Universitaria Europea N° 23. Julio-Diciembre, 2015: 151-174.ISSN: 1139 -5796	82
Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida, para Aguas Someras, Disponible en: www.ronda1.gob.mx	131, 149
Contrato de Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida, para Aguas Someras. Disponible en: www.ronda1.gob.mx	137
Daniel Johnston, Fiscal Systems and Production Sharing Contracts, PennWell Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1994, p.7	47, 64
De la Peña Sanchez, Reforma constitucional del sector hidrocarburos. Las expectativas de Petróleos Mexicanos, 76 aniversario de la expropiación petrolera. Petróleos Mexicanos, México 2014.	21
De Oliveira, M.R., The Overhaul of the Brazilian Oil and Gas Regime: Does the Adoption of a Production Sharing Agreement Bring Any Advantage Over the Current Modern Concession System?, OGEL, Vol. 8-issue 4, November 2010. ISSN 1875-418X	48
Decreto que expropia a favor del patrimonio de la Nación, los bienes muebles e inmuebles pertenecientes a las compañías petroleras que se negaron a acatar el laudo del 18 de diciembre de 1937 del Grupo No 7 de la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje, DOF, 18 de marzo de 1938...21	
Devine Richard et al. Bargain hunting in low oil price environment: key issues for investors when bidding for hydrocarbons in new frontiers, Journal of World Energy Law and Business, 2015, Vol. 8, No. 5, p.425	7
Dolzer & Stevens, Bilateral Investment Treaties, Martinus Nijhoff Publishers; 1 edition (June 15, 1995)	114

Dupont Cédric et al. Types of political risk leading to investment arbitrations in the oil and gas sector. <i>Journal of World Energy Law and Business</i> , 2015, vol. 8, no. 4., p. 337	9, 11
E Smith, <i>From Concessions to Service Contracts</i> , 27 <i>Tulsa L.J.</i> 493 (1991)	55, 56, 66
El petróleo. La más grande riqueza nacional. Cámara de Senadores sección de Estadística y anales de jurisprudencia. México, 1923.....	18
Ernest E. Smith et al. <i>A Fifty-year Perspective on World Petroleum Arrangements</i> , University of Texas Publications, Inc. 1989.....	18, 55, 56
Expropriation, UNCTAD Series on International Investment Agreements II, United Nations New York and Geneva, 2012.....	114
Faya Alejandro, ¿Cómo se determina una expropiación indirecta bajo tratados internacionales en materia de inversiones? Un análisis jurídico contemporáneo. <i>Biblioteca jurídica virtual</i> , Instituto de Investigaciones jurídicas. Disponible en: http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/7/3386/8.pdf	114
Ghandi, Abbas and C.-Y. Cynthia Lin Lawell (2013) <i>Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review</i> . Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-13-19.....	67, 68
González de Cossio " Arbitraje y Contratación Gubernamental" disponible en: http://www.gdca.com.mx/PDF/arbitraje/ARBITRAJE%20Y%20CONTRATACION%20GUBERNAMENTAL.pdf	105
Gonzalez de Cossío Francisco, <i>Medidas equivalentes a expropiación en arbitrajes de inversión, Arbitraje en Materia de Inversiones</i> , Universidad Nacional Autónoma de México, 2010	116, 117
Hersch Lauterpacht, <i>International Law Vol. 1</i> , (ed Elihu Lauterpacht, CUP 1970) 68; Malcolm N Shaw, <i>International Law</i> , (6th edn, CUP 2008) 98; James Crawford, <i>Brownlie's Principles of Public International Law</i> , (8th edn, OUP 2012) 134.	73

ICSID, 2016 annual report, disponible en: https://icsid.worldbank.org/en/Documents/resources/ICSID_AR16_English_CRA_bl2_spreads.pdf	10
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES JURÍDICAS, Diccionario Jurídico Mexicano, , Serie E. VARIOS, Núm. 19, Tomo I. C-CH.....	134
International Association of Oil and Gas Producers, Risk assessment <i>major incidents</i> , Report No. 434 – 17, March 2010	133
International Association of Oil and Gas Producers, <i>safety performance indicators-2014 data fatal incident reports</i> . Agosto 2014, disponible en: http://www.iogp.org/Reports/Type/2014sf/id/806	137
La expropiación Petrolera y el legado jurídico del presidente Cárdenas en el sector energético, en Las expectativas de Petróleos Mexicanos, 76 aniversario de la expropiación petrolera. Petróleos Mexicanos, México 2014.....	22
Las Resoluciones Judiciales que han forjado a México, Constitución de 1917. Suprema Corte de Justicia de la Nación. Página 58. Disponibles en: http://sistemabibliotecario.scjn.gob.mx/sisbib/CST/82250/82250_2.pdf	21
Nikiema Suzy, Performance Requirements in Investment Treaties, International Institute for Sustainable Development, Best Practices Series-December 2014.....	43
Omon Anenih, The Uk Petroleum Production Licence-Is it a Contract or Regulation and Does it Matter?, Dundee University.....	48
Organization of the Petroleum Exporting Countries, Annual Statistical Report 2014	7
Reglamento de la Ley de Hidrocarburos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014.....	46
Reinhold, Steven, Good Faith in International Law (May 24, 2013). (2) UCL Journal of Law and Jurisprudence 2013, 40-63; Bonn Research Paper on Public International Law No. 2/2013.....	74

Rios de la Torre Guadalupe, <i>La Industria Petrolera y el Imperio de las Leyes (1783-1938)</i> , Universidad Autónoma Metropolitana, disponible en: http://www.azc.uam.mx/publicaciones/tye/tye16/art_hist_04.html	17
Rippy Merryl, <i>Las consecuencias de la Expropiación</i> , en AAVV, 1938, <i>la nacionalización de la industria petrolera en la historia de México</i> , México, Pemex, 2011, p 107-112.....	22
Sánchez Gil Rubén, <i>El principio de proporcionalidad</i> , Instituto de Investigaciones Jurídicas, Universidad Nacional autónoma de México, Instituto de Investigaciones Jurídicas, 2007.	82
SPE, <i>Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos</i> , http://www.spe.org/industry/docs/spanish_PRMS_2009.pdf	31, 46
Tordo Silvana et al, <i>Local Content Policies in the Oil and Gas Sector</i> , International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, Washington Dc, 2013.	44
Tordo Silvana, Anouti Yahya, <i>Local Content in the Oil and Gas Sector: Case Studies</i> , International Bank for Reconstruction and Development, The World Bank, Washington Dc, 2013.....	44
Villegas, Gloria y Porrúa, Miguel; <i>De la crisis del modelo borbónico al establecimiento de la República Federal</i> , México Enciclopedia Parlamentaria de México del Instituto de Investigaciones Legislativas de la Cámara de Diputados, LVI Legislatura, 1997, (Serie III).....	17
Wagner Jay et al, , <i>Expropriation of Oil and Gas Investments: Historical, Legal and Economic Perspectives in a New Age of Resource Nationalism</i> , Association of Petroleum Negotiators June 2008.	110
Witker Jorge, <i>El interés nacional frente al Tratado de Libre Comercio de América del Norte, TLCAN 20 AÑOS, ¿Celebración, desencanto o replanteamiento?</i> , disponible en: http://idic.mx/wp-content/uploads/2014/11/TLCAN20ANOS_UNAM-IDIC_2014_comprimido.pdf	93
Wöss, <i>Protección de inversiones y la Reforma Energética en México</i> , revista <i>Energía a Debate</i> , año 13, edición no. 77, noviembre/diciembre de 2016, Ciudad de México	105

Abdala, Manuel A. "Key Damage Compensation Issues in Oil and Gas International Arbitration Cases." American University International Law Review 24, no. 3 (2009): 539-570.	72
Anne Marie Martin, <i>Proportionality: An Addition to the International Center for the Settlement of Investment Disputes' Fair and Equitable Treatment Standard</i> , 37 BC Int'l & Comp. L. Rev. 58 (2014), http://lawdigitalcommons.bc.edu/iclr/vol.37/iss3/6	84
Ashong Marcia, Cost Recovery in Production Sharing Contracts: Opportunity for Striking it rich or just another risk not worth bearing? University of Dundee CEPLMP University press.) (2009).	61
Atef Suleiman, The Oil Experience of the Middle East Emirates, 6 J, Energy & Nat Resources L. 1, 3 (1988).....	55
Bronfman, "Fair and Equitable Treatment: An Evolving Standard", Max Planck Yearbook of United Nations Law, Netherlands, Volume 10, 2006, p.609-680.	76
Dolzer Rudolf et al, Principles of International Investment Law, Oxford University Press, USA, 2008.ISBN 978-0-19-921175-3.	passim
Fernández Vázquez, Emilio, "Diccionario de Derecho Público", Astrea, Buenos Aires, Argentina 1981, p. 767.....	53
Fraga, Gabino, "Derecho Administrativo" Vigésima octava edición, Porrúa, México, 1989, p. 242.	52
Keith W. Blinn et al International Petroleum Exploration & Exploitation Agreements, Legal, Economic and Policy Aspects 56(1986).....	55, 56
Olivera Toro, Jorge "Manual de Derecho Administrativo", Quinta edición, Porrúa, México 1988. P. 382.	52