

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE DERECHO

**MODALIDADES DE CONTRATACIÓN
PETROLERA EN LA REFORMA ENERGÉTICA DE 2013**

TESINA

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

LICENCIADO EN DERECHO

PRESENTA:

CARLOS IVÁN SAMAYOA ARIAS

ASESOR: MTRO. FILIBERTO OTERO SALAS

MÉXICO, CIUDAD UNIVERSITARIA, 2015



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.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	3
I. CAPÍTULO I. DESARROLLO HISTÓRICO DE LA POLÍTICA PETROLERA EN MÉXICO	
1.1 Inicios de la regulación de los hidrocarburos	5
1.2 De la Constitución de 1917 a la expropiación petrolera	8
1.3 De la consolidación de PEMEX al auge petrolero y la crisis de 1988	17
1.4 Del inicio de la reprivatización al presente	26
II. CAPÍTULO II. LAS MODALIDADES DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN LA REFORMA ENERGÉTICA	32
2.1 La licencia (Concesión)	36
2.2 Características principales de las licencias-concesiones	40
2.3 Países referentes en el uso de licencias	42
A. Brasil	42
B. Noruega	45
C. Reino Unido	47
III. CAPÍTULO III. CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	
3.1 Contratos de Producción Compartida y de Utilidad Compartida	50
3.2 Los Contratos de Producción Compartida (CPC) en el mundo	51
3.3 Ventajas y desventajas para el Estado	54
3.4 Características generales de los Contratos de Producción Compartida	55
3.5 Principales provisiones contractuales	56
A. Las partes	56
B. Plan de trabajo y mecanismos de control por parte del Estado	57
C. Suministro de información al Estado	59
D. Los compromisos de trabajo e inversión	59
E. Las cláusulas de exploración, valuación, desarrollo y explotación. Duración de las etapas contractuales	59
F. Fase de exploración	60
G. Valuación de un descubrimiento y determinación de la comercialidad	61

H. Desarrollo y explotación	62
I. División de la producción	63
J. Recuperación de costos	64
K. Precio	67
L. División de las ganancias	67
M. Pago de impuestos	68
N. Medio ambiente	70
Ñ. Cláusulas de estabilización	72
3.6 Contratos de Servicios	73
A. Contratos de servicios puros	74
a. Características principales de los contratos de servicios puros	75
B. Contratos de servicios con cláusula de riesgo	75
3.7 Reflexiones finales	79
CONCLUSIONES	81
BIBLIOGRAFÍA	84

INTRODUCCIÓN

En el presente estudio se busca analizar la reforma energética de 2013 desde la óptica jurídica de las modalidades de contratación en materia de hidrocarburos que fueron instauradas a partir de la reforma constitucional llevada a cabo en diciembre de 2013. Aunque para realizar un análisis integral de esta reforma se requeriría una extensión sumamente amplia, debido a la gran cantidad de factores que subyacen de la misma, entre ellos, políticos, económicos, sociales, ambientales, jurídicos, entre muchos otros, consideramos que más allá de atacar o hacer una apología de la reforma, es necesario tomar un punto de vista neutral para determinar cuáles son los elementos necesarios para que las modificaciones legales y las leyes recientemente promulgadas sean viables.

Uno de los puntos más controvertidos de la reforma energética ha sido la apertura de la industria de los hidrocarburos para permitir la participación de la iniciativa privada, lo cual ha representado para muchas personas un menoscabo que ha tocado cuerdas sumamente sensibles como lo son la soberanía nacional o la seguridad energética. Ante un panorama tan amplio, en este caso tomamos como punto central el tema de las modalidades de contratación en materia de hidrocarburos. Uno de los argumentos principales por parte de quienes apoyaron la promulgación de esta reforma, fue que ante la creciente escasez de hidrocarburos en zonas de fácil extracción, y la falta de capacidad de ejecución de Pemex, ha surgido una necesidad inminente de poder establecer relaciones contractuales entre el Estado y empresas que tengan la experiencia para explotar hidrocarburos en yacimientos ubicados en aguas profundas y cuya complejidad técnica es sumamente alta. Aunque el objeto de este estudio no es determinar si Pemex tiene o no la capacidad de ejecución para continuar con su labor en zonas de mayor complejidad, más bien busca analizar cuáles deberían ser los aspectos más relevantes para que los contratos que se celebren entre el Estado y empresas privadas, sean instrumentos que garanticen un verdadero beneficio para México.

La apertura del sector energético no es algo nuevo, sino la culminación de un proceso que se ha llevado a cabo desde hace varias décadas, principalmente a través de las políticas emprendidas por parte de gobiernos de corte neoliberal. Comprender cabalmente la situación actual de los recursos petroleros nacionales, implica la necesidad de conocer los antecedentes y el tratamiento jurídico que se ha dado a los hidrocarburos a lo largo de la historia, por ello, en el primer capítulo, esta cuestión se aborda en cuatro grandes periodos: el primero, que va desde el gobierno de Porfirio Díaz hasta 1917 con la

promulgación de la nueva Constitución; el segundo, de 1917 hasta 1938 con la expropiación; el tercero, desde la consolidación de Pemex en 1938 hasta el auge petrolero y la crisis de 1988, y el cuarto, que comienza con la fragmentación de Pemex y el inicio de la reapertura a la inversión privada, culminando con la reforma energética efectuada durante el gobierno de Felipe Calderón en el 2008.

En los siguientes capítulos, se aborda directamente el tema de las modalidades de contratación en materia de hidrocarburos: las licencias, los contratos de producción y utilidad compartida, así como los contratos de servicios. En la legislación promulgada hasta la actualidad, no se ha detallado de manera exhaustiva cómo serán aquellos instrumentos, lo cual representa una falta de seguridad jurídica tanto para la nación como para quienes decidan invertir en el rubro energético.

El estudio de la experiencia internacional en materia de contratación petrolera ha sido una de las principales fuentes para esgrimir los argumentos que componen estos capítulos. El Gobierno Federal buscó justificar la reforma energética aduciendo a los casos de éxito que ha habido en los últimos años en diversos países como Noruega, Brasil o el Reino Unido, por lo que en las páginas subsiguientes se aborda cada uno de esos casos individualmente para determinar cuáles son los retos, ante todo de carácter institucional, que México debería superar para poder aspirar a que una apertura de tan gran calado pueda resultar en el mismo éxito que en las naciones mencionadas.

Asimismo, se hace un análisis intrínseco de las mencionadas formas de contratación con la finalidad de demostrar que en realidad no se trata de determinar cuál es la más conveniente o si son perjudiciales para los intereses de la nación, sino que todas pueden funcionar de manera óptima, siempre y cuando contemplen exhaustivamente todos los aspectos que deriven de la actividad de explotación de hidrocarburos, y se lleven a cabo en un marco de seguridad jurídica y, necesariamente, dentro de un entramado institucional en el que la transparencia debe estar en todos y cada uno de los aspectos que se relacionen.

CAPÍTULO I

DESARROLLO HISTÓRICO DE LA POLÍTICA PETROLERA EN MÉXICO.

1.1 Inicios de la regulación de los hidrocarburos.

Desde la antigüedad se tuvo conocimiento de la existencia del petróleo. Sin embargo, su uso fue muy limitado, por lo que no tuvo la misma apreciación que se dio a otros materiales del subsuelo como los metales. En Egipto se usó para embalsamientos y usos medicinales, mientras que en Roma se llegó a utilizar para el alumbrado.¹ En el caso de México, en la época prehispánica se tenía el conocimiento de que en distintos lugares había yacimientos terrestres en los que brotaba petróleo. En náhuatl, los mexicas lo llamaron “Chapopotli” o “Chapopote”.² El único uso que se le llegó a dar a esta viscosa sustancia fue como combustible para mantener encendido el fuego en pocas ocasiones.

Realizada la conquista de México en 1521, las primeras leyes que rigieron la industria minera de Nueva España fueron la ley dada por Don Juan I en Bribiesca, en el año de 1387. En los siglos posteriores, durante la época colonial, el uso que se le dio al petróleo continuó teniendo pocos usos y escasa relevancia.

El primer antecedente legal de la regulación de este hidrocarburo se remonta al 22 de mayo de 1783, fecha en que se expidieron las Ordenanzas de Bilbao, en las cuales se enumeró al petróleo entre los cuerpos cuya propiedad inalienable se reservaba a la Corona Española. En estas ordenanzas se incluía entre las materias objeto de la legislación especial, “cualesquiera fósiles, bitúmenes o jugos de la tierra”, siendo esta la primera vez en que de manera expresa se menciona un hidrocarburo entre las sustancias que exigen el permiso del Estado para su explotación. Por tanto, el régimen jurídico de la propiedad de los hidrocarburos estaba contemplado dentro de la misma regulación que se usaba para las minas y los recursos del subsuelo. No se hacía una diferenciación. Este régimen se conservó aún después de consumada la independencia de México. Aún la Constitución de 1857 lo seguía considerando como un recurso mineral.³

El inicio de la comercialización del petróleo no sucedió sino hasta las postrimerías del siglo XIX. Es por eso que la parte total del contenido de este capítulo se aborda desde la época del gobierno de Porfirio Díaz, en cuyo periodo trascendieron diversos sucesos a nivel mundial que determinaron el comienzo de la era en que el petróleo se convirtió en la

¹ Martínez Gil, José de Jesús, *El Petróleo de México: breve historia*, México, Porrúa, 2012, P. 02

² Silva Herzog, Jesús, *Historia de la expropiación de las empresas petroleras*, México, Instituto de Investigaciones Económicas, 1973, P. 7.

³ Martínez Gil, Op. Cit. P. 03

materia prima por excelencia para producir energía. Así, las últimas décadas del siglo XIX pueden señalarse como un punto de referencia temporal entre el antes y después de la era petrolera.

A mediados del Siglo XIX, en Inglaterra se realizaron una serie de transformaciones que hoy son conocidas como Revolución Industrial. Aquellas transformaciones se extendieron posteriormente por toda Europa, los Estados Unidos y el resto del mundo, teniendo un gran impacto económico. Uno de los grandes cambios realizados fue el uso de nuevas fuentes energéticas, como el vapor. En 1886 se perfeccionó el motor de combustión interna, cuyo funcionamiento se hizo depender de los productos obtenidos de la refinación del petróleo, principalmente la gasolina. Aquello representó un cambio radical en las formas de movilidad y transporte. El uso de diversos tipos de máquinas que requerían ser lubricadas con aceite para su adecuado funcionamiento, también propició que la demanda de hidrocarburos comenzara a crecer de manera acelerada.⁴

Aunque era bien sabido y evidente que en México existían numerosos yacimientos superficiales de petróleo, se necesitaba explorar el territorio para descubrirlos y asentar de manera clara su ubicación, por lo que a lo largo de la segunda mitad del siglo XIX, llegaron al país, provenientes de Estados Unidos, aventureros y empresarios en búsqueda de los veneros petroleros. La Kerosina, producto derivado del petróleo, favoreció la búsqueda de los yacimientos de hidrocarburos, teniendo suma importancia como iluminante el aparato llamado quinqué de petróleo. Asimismo, en 1869 se creó la Compañía Exportadora del Golfo Mexicano en la Ciudad de México para aprovechar las exploraciones que se realizaron en 1868 en la región de Papantla, Veracruz.⁵

Por primera vez, se le daba al petróleo un valor distinto al que tuvo durante siglos. Este fenómeno no pasó inadvertido por Porfirio Díaz y los miembros de su gobierno. La política económica que se seguía era clara: la exploración y explotación de los hidrocarburos fue asignada principalmente a compañías extranjeras. A partir de 1880 comenzaron a llegar a México diversos inversionistas, particularmente de Estados Unidos, Inglaterra, Francia y Holanda. Se crearon atractivos incentivos fiscales y económicos para brindarles concesiones que les permitieran explotar el petróleo en distintas regiones del país.

En 1884 se promulgó la Ley de Minería. Porfirio Díaz y el Congreso Federal llevaron a cabo diversas disposiciones respecto a las minas, incluyendo al petróleo. En el artículo

⁴ Silva Herzog, Jesús, *Historia de la expropiación...*, Op. Cit. P. 15.

⁵ Bassols Batalla, Narciso, *Las etapas de la nacionalización petrolera*, México, Porrúa, 2006, pp. 24-26.

primero de la ley mencionada, se declaró al petróleo, entre otros minerales e hidrocarburos, libre de toda contribución federal, local y municipal, excepto el impuesto del timbre. Al respecto, Jesús Silva Herzog señala que esta legislación se apartó de la tradición jurídica del país que separaba la propiedad del suelo de la del subsuelo y daba a la nación el dominio de la propiedad subterránea, lo cual dio al dueño de la tierra derecho de propiedad no sólo del terreno sino de todo lo que había arriba y debajo del mismo, en contra de los principio de la ciencia y del interés nacional.⁶

Ante tales incentivos, Edward L. Doheny, un estadounidense proveniente de Los Ángeles, California, que sería uno de los pioneros en la industria petrolera en México, efectuó un primer viaje de exploración en mayo de 1900, en el que pudo apreciar la vasta riqueza petrolera que existía en diferentes territorios comprendidos en los estados de Tamaulipas, Veracruz y San Luis Potosí, constituyendo posteriormente la famosa empresa The Mexican Petroleum Company of California, iniciando los primeros trabajos de perforación en El Ébano en febrero de 1901.⁷

El 24 de diciembre de 1901 se expide la primera Ley Petrolera, estableciendo la facultad del Gobierno Federal para otorgar concesiones en las zonas pertenecientes a la nación, a las compañías que se establecieran en el país. Se concedieron toda clase de facilidades a quienes encontraran petróleo, tales como la expropiación a su favor de los terrenos petrolíferos, la primera importación de maquinaria para refinar petróleo libre de derechos, así como la exención de todo impuesto federal durante diez años al capital invertido en la explotación petrolera.⁸

El 3 de abril de 1904 brota el pozo petrolero denominado La Pez, con una producción diaria de 1,500 barriles. A partir de ese día comenzó la verdadera producción comercial de petróleo en México. Al siguiente año, en 1905, Doheny celebra un contrato con la compañía del Ferrocarril Central Mexicano para que comprara 6,000 barriles de petróleo diarios. Para 1907 Doheny adquirió grandes extensiones de terreno en la Huasteca y constituyó la empresa Huasteca Petroleum Company, la cual obtuvo una concesión del gobierno federal con facultad para la expropiación de terrenos para construir los ductos necesarios que condujeran el petróleo desde sus campos.⁹

Las concesiones otorgadas dieron a las compañías privilegios excepcionales, causaron perjuicios al país e hicieron fácil el fraude por sumas enormes al fisco federal.

⁶ Silva Herzog, Jesús, *Historia de la expropiación...*, Op. Cit. P. 26.

⁷ Martínez Gil, *El Petróleo de México ...*, Op. Cit. P. 19.

⁸ Silva Herzog, Jesús, *Historia de la expropiación...*, Op. Cit. P. 28.

⁹ Bassols Batalla, Narciso, *Las etapas...*, Op. Cit. PP. 34-36.

Principalmente las cantidades que empresas como la Compañía Mexicana de Petróleo “El Águila”, S.A. y por la “Huasteca Petroleum Company”, fueron de tal cuantía que varias décadas después, Jesús Silva Herzog comentaría al respecto: “Si se hicieran cuentas cuidadosas y exactas, bastarían para pagar los bienes expropiados a las mismas.”¹⁰

Aunque era una época temprana para la industria del petróleo, a lo largo del periodo que se extendería hasta 1938, año de la expropiación, el comportamiento de las empresas que operaron en México consistió siempre en obtener las mayores ventajas en el menor tiempo posible, sin importarles en lo más mínimo la suerte de los habitantes del país de donde obtuvieron tan grandes ganancias.

Estando en el poder, Francisco I. Madero no soslayó la gran relevancia que había adquirido la industria de los hidrocarburos. El 8 de junio de 1912, el Congreso de la Unión estableció la Ley del Impuesto sobre el Petróleo Crudo, el cual sería el primer gravamen a la industria petrolera. Consistía en el cobro de veinte centavos por tonelada de petróleo crudo de producción nacional. Además se dieron los primeros pasos para reglamentar el funcionamiento de la industria, lo cual produjo la aversión del gobierno de los Estados Unidos y la antesala a lo que sería más tarde una larga disputa y motivo de constantes tensiones entre dicho gobierno y el mexicano. Desafortunadamente esta acción fue interrumpida por la caída del gobierno de Madero, y no se reanudó sino hasta el triunfo del Ejército Constitucionalista en julio de 1914.¹¹

Un drástico incremento en la demanda de petróleo y sus derivados fue propiciado por la Primera Guerra Mundial. Se exportaban grandes volúmenes de petróleo a Inglaterra y Estados Unidos, lo cual se prolongó hasta 1922. La zona conocida con el nombre de Faja de Oro produjo grandes cantidades de petróleo sin que hubiera ningún control o técnica adecuada para su explotación. Para 1924 la producción fue 60% menor a lo producido en 1919, decrecimiento provocado por la absurda explotación de dicha zona.¹²

1.2 De la Constitución de 1917 a la expropiación petrolera.

Venustiano Carranza, primer jefe del Ejército Constitucionalista y más tarde presidente de la república, tuvo una visión clara y completa del problema petrolero, esforzándose en reivindicar para la nación esa enorme riqueza. Su gobierno estableció el impuesto de

¹⁰ Silva Herzog, Jesús, *Historia de la expropiación...*, Op. Cit. P. 29.

¹¹ Martínez Gil, *El Petróleo...*, Op. Cit. P. 31; Silva Herzog, *Historia de la... Op. Cit.*, P. 38.

¹² López Portillo y Weber, José, *El petróleo en México, su importancia, sus problemas*, México, F.C.E., 1975, P. 70.

barra, que dio a su ejército sumas de dinero de cierta consideración para sostener su lucha. Bajo su presidencia, se elaboró una legislación petrolera declarando que México era libre y soberano para derogar o modificar sus leyes, y que éstas deberían ser acatadas por los extranjeros residentes en el país.¹³

En 1916, Carranza convoca a una asamblea constitucional, teniendo como resultado la promulgación de la nueva Constitución el 5 de febrero de 1917. Una de las medidas más sobresalientes, fue la implementada en el párrafo cuarto de su artículo 27, que implicaba el dominio directo de la nación sobre todos los minerales y sustancias, incluyendo los hidrocarburos. No hubo duda de que los autores de este artículo intentaban legitimar la nacionalización de la industria petrolera por el gobierno revolucionario.¹⁴

Al reunirse el constituyente para definir artículos de alto contenido social –el 27 y el 123–, surgieron lúcidas ideas para consolidar un proyecto nacional en el que el pueblo mexicano fuera el verdadero dueño del territorio y de su contenido (las aguas y el subsuelo). Es a Andrés Molina Enríquez –invitado al Congreso–, a quien hay que atribuirle el concepto constitucional de la propiedad originaria que insertaron los constituyentes en la Carta Magna. Molina revirtió la tesis de los soberanos españoles: planteó que a la llegada de los conquistadores las naciones indígenas habían sido expropiadas para centralizar todo el territorio y su contenido en las personas de los reyes (no del reino). Fueron ellos, dice Molina, la fuente de la que derivó toda propiedad individual y común de la Nueva España. Al romperse los lazos coloniales, la soberanía sobre estos territorios que habían detentado los soberanos españoles, tendría que revertirse y, de ese modo en adelante recaería dicha soberanía en la nación, entendida como todos los mexicanos, representados por el Estado; tal tesis quedaría plasmada en el artículo 27 constitucional. La propiedad privada derivaría entonces de la soberanía sobre el territorio que de origen pertenecía a todos, a través de su representante el Estado mexicano. Aquí el derecho natural de propiedad no tenía lugar, el iusnaturalismo fue echado por la puerta de atrás del Congreso.¹⁵

Al conocer las compañías petroleras la actitud resueltamente nacionalista de Carranza, encontraron los medios de lograr que Manuel Peláez, hombre cuya reputación era de mercenario e inescrupuloso, se levantara en armas el 10 de noviembre de 1914, precisamente en la zona petrolera y en contra del jefe del Ejército Constitucionalista.

¹³ Silva Herzog, *Historia de la expropiación...* Op. Cit. P. 39.

¹⁴ La Botz, Dan, *Edward L. Doheny: Petroleum, Power and politics in the united states and Mexico*, New York, Praeger, 1991, P. 62.

¹⁵ Blanco, José, "Arnaldo Córdova", *La jornada*, México, 08 de julio de 2014.

Peláez pagaba a sus tropas con el dinero que las compañías destinaban para su insurrección. Al respecto, Jesús Silva Herzog señala que este “es un cargo del que jamás podrán defenderse las subsidiarias de la “Standard Oil Company” de New Jersey y de la “Royal Dutch Shell”.¹⁶

Más aún, la Constitución de 1917 fue calificada como confiscatoria por los empresarios petroleros. En su caso, Edward L. Doheny fue quien contribuyó con más aportaciones económicas para que Peláez pudiera crear un movimiento armado en contra del gobierno de Carranza. En Estados Unidos bautizaron a este levantamiento como el “Huasteco Home Defense Movement”, y que en México adoptaría el nombre de “Ejército Revolucionario Constitución de 1857”. Adicionalmente, Doheny apoyó a otros líderes militares como el Coronel Esteban Cantú, gobernador del territorio de Baja California, conocido por sus múltiples actos de corrupción y por su enriquecimiento a partir de actividades ilícitas. Tenía gran influencia en dicho territorio y contaba con el apoyo de varios empresarios petroleros, sobre todo, estadounidenses.¹⁷

El 13 de abril de 1917 se estableció el impuesto de producción al petróleo, que en realidad era sobre la exportación. Más tarde, el 8 de agosto de 1918 se expidió un importante decreto que vino a agudizar la lucha entre el gobierno de México y las compañías, mediante el cual se permitía la explotación del subsuelo únicamente por medio de títulos expedidos por el gobierno constitucionalista, así como la obligación de pagar una regalía al gobierno de cinco por ciento de la producción probable.¹⁸

Los decretos de Carranza no llegaron a ejecutarse. Al respecto Zoraida Vázquez y Lorenzo Meyer señalan:

Dada la correlación de fuerzas –los Estados Unidos habían emergido de la Gran Guerra como el principal poder mundial- Carranza se vio forzado a suspender sus decretos, haciendo que el Congreso esperara para crear la ley que implementara el artículo 27, resolviendo el problema petrolero. El Congreso, obediente a Carranza, nunca creó dicha ley, dado que las voces en Washington demandando intervención militar en México para terminar la cuestión revolucionaria de una vez por todas estaba creciendo. Así que la interpretación definitiva del precepto constitucional fue dejada en suspenso para un tiempo más idóneo.¹⁹

Los petroleros no estuvieron satisfechos con haber paralizado a Carranza. Querían derrocar al gobierno y la Constitución de 1917. En aquellos años, diferentes magnates de

¹⁶ Silva Herzog, *Historia de la expropiación...* Op. Cit. P. 39.

¹⁷ La Botz, *Petroleum, Power and politics...* Op. Cit. P. 63.

¹⁸ Silva Herzog, *Historia de la expropiación...* Op. Cit. PP. 41-43.

¹⁹ Zoraida, Josefina y Meyer, Lorenzo, *México frente a Estados Unidos: Un ensayo histórico: 1776-1980*, El Colegio de México, 1982, P. 141.

la industria petrolera se habían convertido ya en los hombres más acaudalados e influyentes no sólo en Estados Unidos, sino en el mundo. A pesar de las constantes presiones que ejercían sobre miembros del gobierno de Estados Unidos, no lograron convencerles para que apoyaran al movimiento armado que ellos mismos auspiciaban con recursos de sus compañías. El factor que motivó a este gobierno a descartar la intervención armada, fue su entrada a la Gran Guerra, por lo que no podía arriesgarse a prescindir del petróleo mexicano del que dependía en gran medida para lograr consumir sus objetivos.²⁰

Finalizada la guerra en Europa, en noviembre de 1918, hicieron su última gran presión para que Estados Unidos entrara en guerra con México. Las empresas petroleras vieron en la redacción del artículo 27 de la Constitución una amenaza a sus intereses, por lo que durante los siguientes veinte años se llevaron a cabo subterfugios para evadir o incluso posibilitar la anulación del mencionado precepto.²¹

La expansión de la industria como resultado de la Primera Guerra Mundial, significó un rápido crecimiento de la fuerza laboral. La Revolución propició la organización de sindicatos. En 1920, el movimiento obrero se dividió en dos vertientes: la Confederación Regional de Obreros Mexicanos (CROM), liderada por Luis N. Morones, la cual estaba a favor del gobierno, y la Confederación General de Trabajadores (CGT).²²

La década de 1920 inicia con la presidencia del general Álvaro Obregón, que previamente había ejercido una gran influencia sobre muchos diputados que fueron parte del Constituyente de 1917. Para 1921, México ocupaba el segundo lugar en la producción mundial de petróleo, y el primer lugar lo tenían los Estados Unidos. La constante tensión entre ambos países continuó al no haber una alineación de sus intereses petroleros. La posición de Estados Unidos era la de no imponer a México una ley determinada, pero sí el recalcar su desaprobación a la modificación de los derechos legalmente adquiridos durante los gobiernos anteriores.²³

La tensión entre ambos países se redujo con los Tratados de Bucareli, que en realidad no fueron sometidos a la aprobación del Senado de la República. Contenían dos pactos: en el primero, ambos países se comprometían a formar dos comisiones mixtas de reclamaciones, una por daños sufridos por personas físicas y morales estadounidenses en

²⁰ La Botz, *Petroleum, Power and politics ...* Op. Cit. PP. 85-87.

²¹ *Íbidem*, pp. 90-91.

²² *Íbidem*, p. 151.

²³ Meyer, Lorenzo, *México y Estados Unidos en el conflicto petrolero; 1917-1942*, México, El Colegio de México, 1972.

el periodo revolucionario, y otra por daños mutuos causados a partir de 1868. En el segundo pacto, el Ejecutivo mexicano se obligó a no dar acción retroactiva al artículo 27 en materia de petróleo y a indemnizar en efectivo a los nacionales americanos por toda expropiación agraria que se les hubiese realizado. A cambio, el gobierno de Estados Unidos finalmente accedió a reconocer el gobierno emanado de la Revolución. A pesar del levantamiento de Adolfo de la Huerta en 1923, el gobierno de Warren G. Harding decidió apoyar al de Obregón, creyendo que representaba el primer gobierno estable en México en una década.²⁴

Álvaro Obregón, que ocupó la presidencia de la República el 1º de diciembre de 1920 y que duró en su encargo cuatro años, no dio ningún paso positivo, ningún paso de importancia en materia de petróleo. Entre 1925 y 1930 las grandes empresas petroleras actuaban como si fueran soberanas del propio territorio en donde operaban, pues tenían milicias que protegían sus campos; contaban con sus propias tiendas, con sus propias escuelas, y al mismo tiempo imponían a las autoridades locales en las zonas en que se encontraban.²⁵

Se tuvo un avance en materia petrolera hasta 1925, durante la gestión gubernamental de Plutarco Elías Calles, en la cual se formuló el proyecto de la Ley del Petróleo, en el que se reconoció la obligación de las empresas petroleras a confirmar sus títulos de concesión, así como la reducción de la duración máxima de una concesión a 50 años. La ley entró en vigor el 29 de diciembre de 1925, provocando una vez más el descontento de las compañías petroleras por contener disposiciones contrarias a los Tratados de Bucareli.²⁶

Para 1927 las compañías petroleras reportaron una caída en la producción de petróleo mexicano. De 193 millones de barriles en 1921 a 64 millones en 1927. Al respecto La Botz manifiesta que “las declaraciones de los pozos agotándose fueron simplemente intentos de empresarios petroleros para manipular el precio de las acciones en el mercado de valores”.²⁷ Esto demuestra que esta práctica no es nueva, sino que desde hace casi un siglo, a los empresarios que controlaban los yacimientos no les era conveniente explotar la totalidad de las reservas de un pozo con la finalidad de aumentar el precio de sus acciones, lo cual notoriamente va en contra del interés nacional.

²⁴ La Botz, *Petroleum, Power and politics* ... Op. Cit., PP. 108-109.

²⁵ Martínez Gil, *El Petróleo de México* ... Op. Cit., P. 66.

²⁶ Silva Herzog, *Historia de la expropiación* ... Op. Cit., PP. 52-53; La Botz, Op. Cit., P. 160.

²⁷ La Botz, *Petroleum, Power and politics* ... Op. Cit. P. 159.

A partir de 1928 Calles rompió abiertamente con el movimiento obrero; su interés ya no era hacer avanzar la Revolución, sino consolidar su dominio. Asimismo el reparto agrario se detuvo. La distribución del ingreso se encontraba en un punto sumamente bajo y aproximadamente la mitad de la riqueza nacional continuaba en manos extranjeras. En ese mismo año se concretó un acuerdo entre el presidente Calles y el embajador de Estados Unidos, Dwight Morrow. Se conoció como el Acuerdo Calles-Morrow, mediante el cual las relaciones entre ambos países mejoraron.²⁸

En 1929 se crea el Partido Nacional Revolucionario, escogiendo como su candidato a la presidencia a Pascual Ortiz Rubio. En ese año se comenzaron a utilizar métodos científicos de exploración y así fue localizado el campo de "Poza Rica", uno de los yacimientos petrolíferos más ricos y extraordinarios del mundo.²⁹ Más tarde, en 1931, al promulgarse la Ley del Trabajo, bastante avanzada para su tiempo, fue cuando las compañías empezaron a ver realmente un peligro en este campo. Sólo el 15% de la mano de obra del país se encontraba empleada en esta rama de la economía, controlada casi totalmente por el capital extranjero. El origen de las dificultades de las compañías con sus sindicatos obreros sería causa de la expropiación en 1938. En 1934, en las postrimerías del mandato de Abelardo Rodríguez, se declararon huelgas por parte de los sindicatos de "El Águila" y "La Huasteca".³⁰

Por largo tiempo no se consideró seriamente la posibilidad de que el Estado pudiera abandonar su condición de pequeño productor de petróleo para formar un gran consorcio encaminado a satisfacer las necesidades internas, bastante olvidadas por las compañías. Los gobiernos de Ortiz Rubio y Abelardo Rodríguez comenzaron a inquietarse por la ausencia de un suministro de combustible seguro y a bajo precio para la agricultura y la industria nacionales. Fue entonces cuando por primera vez se comenzó a discutir sobre la conveniencia de nacionalizar los depósitos de petróleo. Entre 1932 y 1933, el gobierno dio a conocer su propósito de impedir el total acaparamiento de las reservas de combustible por intereses foráneos, de evitar la escasez de hidrocarburos para consumo interno y de dotar al Estado de los medios de control sobre esa riqueza. Para esto era necesario crear compañías petroleras mexicanas, formar una empresa semioficial que abasteciera totalmente la demanda de combustible del gobierno, aumentar los impuestos para reducir

²⁸ Meyer, *México y Estados Unidos en ...* Op. Cit. P. 188.

²⁹ Silva Herzog, *Historia de la expropiación ...* Op. Cit. P. 59.

³⁰ Meyer, *México y Estados Unidos en ...* Op. Cit. PP. 193-194.

las superficies bajo concesión y disminuir el impuesto de exportación. Lo anterior condujo a la creación de Petromex, S.A., por el presidente Abelardo Rodríguez.³¹

La década más conflictiva en la cuestión petrolera fue la correspondiente a los años de 1930 a 1940. Con Lázaro Cárdenas al frente del gobierno, entre 1935 y 1938 se llevaron a cabo una serie de reformas que modificaron sustancialmente la estructura económica del país, que hasta ese momento había mantenido las características heredadas del régimen de Porfirio Díaz.³² Cárdenas ya conocía algunos de los múltiples problemas que presentaba la industria petrolera en México, ya que había estado como jefe de la zona militar en las Huastecas y había podido observar las actitudes de las grandes empresas, así como la poca utilidad que dejaban a México con motivo de la venta del petróleo.³³

El programa cardenista mostró un tono más radical, que de inmediato se hizo sentir en el ramo del petróleo. En su informe ante el Congreso en septiembre de 1935, el presidente dejó entrever la posibilidad de modificar la legislación petrolera callista, aunque entonces sólo se refirió a las concesiones ordinarias: “La aplicación de la Ley del Petróleo, en lo que a concesiones ordinarias se refiere, ha demostrado no responder al principio fundamental del artículo 27 constitucional. En efecto, permite la incorporación de enormes extensiones de terreno (200,000 hectáreas) en un solo título.” En el mismo informe agrega también que

Estando en México la explotación del petróleo en manos exclusivamente de empresas extranjeras, la economía pública depende de ellas y de su previsión... por lo que fueron apartados los terrenos pertinentes para formar las reservas petroleras nacionales, buscando con ello asegurar para el futuro el petróleo que el Gobierno y el pueblo de México necesitan para el sostenimiento de sus actividades.³⁴

Al siguiente año el gobierno mexicano tomó una importante medida para el desarrollo futuro de sus relaciones con los intereses petroleros: la ley de expropiación. Poco a poco se fueron consolidando los sindicatos. Para 1935 todas las compañías petroleras tenían uno. En 1936 se unieron para formar un solo sindicato: el Sindicato de Trabajadores Petroleros de la República Mexicana (STPRM). Una vez que tuvo fuerza, presentaron a las compañías un contrato colectivo de trabajo de conformidad con la Ley del Trabajo. Las compañías no estuvieron de acuerdo en cuanto al monto de las

³¹ *Íbidem*, P. 195.

³² *Íbidem*. P. 200.

³³ Martínez Gil, *El Petróleo de México...* Op. Cit. P. 66.

³⁴ Cárdenas, Lázaro, *Primer Informe de Gobierno*, 1935, en <http://www.diputados.gob.mx/cedia/sia/re/RE-ISS-09-06-08.pdf>, P. 19.

prestaciones económicas. Estuvo a punto de estallar una huelga general en toda la industria petrolera.³⁵

El gobierno federal intervino en el conflicto y se acordó celebrar una convención obrero patronal para discutir el proyecto de contrato y tratar de llegar a un arreglo, el cual no se concretó y se dio por terminada la convención en mayo de 1937. Aún con la intervención personal del presidente Cárdenas, la huelga no pudo evitarse y estalló en los últimos días de mayo de 1937. Después de 10 días se sentía un malestar general en todo el país por la falta de combustibles en el territorio.³⁶ La CTM pidió a la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje que el litigio entre el STPRM y las empresas fuera declarado “conflicto económico” para que determinara si las empresas estaban o no en situación de satisfacer las demandas de los trabajadores. Las cuarenta conclusiones resultado de la investigación ponían de relieve el divorcio entre las necesidades de la economía mexicana y la política de las empresas petroleras desde que iniciaron sus actividades en el país, así como un gran número de irregularidades fiscales y políticas.³⁷

Cárdenas hizo un último intento por llegar a un acuerdo con las empresas. El 11 de noviembre de 1937 se concretó un acuerdo con “El Águila” sobre la explotación de Poza Rica, que como se mencionó antes, era una zona en la que abundaba el petróleo en cantidades nunca antes vistas, habiéndose calculado su reserva en 500 millones de barriles. Mediante este acuerdo, los ingleses reconocieron que la nación poseía un derecho sobre el combustible en el subsuelo, así como facultades para fijar las condiciones de su explotación, se tratara o no de concesiones confirmatorias. Se estableció también una cooperación entre el gobierno y la compañía petrolera: ambas partes financiarían la construcción de dos refinerías y diez buques-tanque. En estas condiciones, “El Águila” daría al Estado una participación que fluctuaba entre el 15 y el 35% de la producción. Se estimó que esta participación gubernamental alejaría a esa empresa de las posiciones adoptadas a favor de los petroleros norteamericanos y se intentó concretar un acuerdo similar con empresas estadounidenses, pero éstas lo rechazaron.³⁸

El 18 de diciembre de 1937, la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje procedió finalmente a dar su fallo sobre el conflicto obrero-patronal en la industria petrolera. Se resolvió a favor de las demandas planteadas por el Sindicato de Trabajadores del

³⁵ Silva Herzog, *Historia de la expropiación...* Op. Cit. PP. 73-74.

³⁶ *Íbidem*, PP. 74-75.

³⁷ Meyer, *México y Estados Unidos en ...* Op. Cit. PP. 206-207.

³⁸ *Íbidem*. P. 210.

Petróleo de la República Mexicana, siendo la más notoria la de un aumento de salarios por 26 millones de pesos.³⁹ La reacción de las empresas fue que habían sido objeto de una denegación de justicia. Además de impugnar dicha resolución, las empresas comenzaron a ejercer grandes presiones políticas y económicas. Finalmente, el 1º de marzo de 1938, la Suprema Corte de Justicia de la Nación emitió su fallo refutando todas y cada una de las quejas presentadas por las empresas petroleras. Teniendo como apoyo esta resolución, la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje fijó el 7 de marzo como fecha límite para que los petroleros pusieran en práctica los términos del laudo.⁴⁰

Las compañías y el gobierno norteamericano no pensaban seriamente en la posibilidad de una expropiación: la actitud más radical que se esperaba de Cárdenas, de no llegarse a un acuerdo, era la intervención en la industria para recibir el pago del impuesto sobre la producción y entregar a los obreros el aumento de salarios acordado por la JFCA. Cuando las compañías solicitaron amparo en contra del laudo de la Junta Federal, Xavier Icaza, ministro de la Suprema Corte, advirtió que el problema rebasaba los límites puramente legales: si México se sometía en esta ocasión a los intereses petroleros, su soberanía quedaría en entredicho. El Secretario de Estado de Estados Unidos, Cordell Hull, no descartó la posibilidad de una expropiación u otra forma de interferencia; en este caso, consideró, Estados Unidos no objetaría la medida, pero en cambio exigiría a México una compensación adecuada, efectiva e inmediata, lo cual fue un cambio en la política que Estados Unidos había tenido hacia México en años previos. El New Deal, la política de buena vecindad instrumentada por Franklin D. Roosevelt explica este giro.⁴¹

Para marzo de 1938 las compañías habían modificado un tanto su posición, y ofrecían un aumento de 22 millones de pesos de un total de 26 determinado en el laudo. El 14 de marzo la Junta Federal notificó a las compañías que al día siguiente debían dar cumplimiento a lo dispuesto en el laudo, pero éstas insistieron en la imposibilidad de hacerlo. Las relaciones diplomáticas con Estados Unidos eran excelentes para ese momento. El 18 de marzo del mismo año, la expropiación fue la culminación, en circunstancias propicias del propósito de los gobiernos revolucionarios, más o menos

³⁹ Laudo dictado por la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje (Grupo Especial Número Siete), 18 de diciembre de 1937, en <http://biblio.juridicas.unam.mx/libros/2/935/6.pdf>

⁴⁰ Meyer, *México y Estados Unidos en ...* Op. Cit. P. 212.

⁴¹ *Ibidem*, PP. 213-218.

definido tiempo atrás, para modificar la estructura “colonial” de una industria vital para la economía mexicana.⁴²

Los argumentos de quienes aconsejaban prudencia eran de peso: la expropiación lanzaría a México contra la alianza de empresas más poderosa del mundo (su fuerza económica era indiscutiblemente superior) y los mercados mundiales para el combustible mexicano desaparecerían, la fuga de capitales aumentaría y, finalmente, la eventualidad de una reacción violenta por parte de Estados Unidos no debía ser descartada. Finalmente, el 18 de marzo el gobierno mexicano decretó la expropiación de los bienes de las dieciséis empresas petroleras que se negaban a acatar lo dispuesto por la Junta Federal.⁴³

Las bases legales para la expropiación fueron el párrafo segundo de la fracción VI del artículo 27, y los artículos 1º, 4º, 8º 10 y 20 de la ley de expropiación del 23 de noviembre de 1936. El Presidente señaló en su mensaje que la intervención de las empresas petroleras en la vida política del país había sido constante; si el Estado perdía el control de la vida económica de la nación, corría el riesgo de perder también el control político.⁴⁴ Los tratados de Bucareli y el acuerdo Calles-Morrow quedaron anulados ese día.

1.3 De la consolidación de PEMEX al auge petrolero y la crisis de 1988.

La situación por la que atravesaba Estados Unidos fue decisiva en la formulación de la política petrolera del gobierno mexicano. Instrumentos internacionales como la “Buena vecindad” y otros firmados previamente que pretendían resolver pacíficamente las divergencias surgidas en el sistema interamericano dieron a México, por vez primera, una relativa seguridad de que Estados Unidos no emplearía la fuerza en apoyo de las empresas petroleras.⁴⁵

Como consecuencia del Decreto de expropiación, en 1939 se reformó el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución para desaparecer el régimen de concesiones en la explotación del petróleo. La motivación a efectuar esta reforma constitucional fue eminentemente de carácter nacionalista. En ella se esgrimieron cuestiones que denotaban la necesidad de

⁴² *Idem.*

⁴³ *Íbidem.* PP. 219-220.

⁴⁴ Decreto expropiatorio, 18 de marzo de 1938

⁴⁵ Meyer, *México y Estados Unidos en ...* Op. Cit. P. 222.

Impedir que continúen formándose y vigorizándose intereses privados que es de presumirse que llegarán a ser distintos a los procurados por el Gobierno”; por otro lado, “a través de las concesiones sobre los recursos naturales se crean con mayor facilidad vínculos cuya terminación constituye después un problema para el país que otorgó dichas concesiones, pues entonces inclusive sus buenas relaciones con otros pueblos se ponen en peligro.⁴⁶

El texto de adición al párrafo sexto del artículo 27 constitucional, que fue publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de noviembre de 1940, fue el siguiente: “... Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos, no se expedirán concesiones y la ley reglamentaria respectiva determinará la forma en que la nación se llevará a cabo las explotaciones de esos productos.”

Con esa reforma, se incorporaron nuevos principios de suma importancia, como son la exclusividad sobre el dominio directo, la explotación directa por la Nación y la prohibición de concesiones para explotar. Así, el legislador determinó que el petróleo

sería explorado y explotado por la Nación como sigue: I. Mediante trabajos realizados en forma directa y II. Por conducto de las instituciones que al efecto cree la ley”. Y estableció que en el caso de los trabajos realizados en forma directa, el gobierno federal podrá celebrar “contratos con los particulares, a fin de que éstos lleven a cabo, por cuenta del Gobierno Federal, los trabajos de exploración y explotación, ya sea mediante compensaciones en efectivo o equivalentes a un porcentaje de los productos que se obtengan.⁴⁷

Adicionalmente a la reforma al párrafo sexto del artículo 27 constitucional y la entrada en vigor de la ley reglamentaria, promulgada en 1939, Cárdenas unifica en Petróleos Mexicanos los bienes y las funciones de la Distribuidora Petróleos Mexicanos, de la Administración General del Petróleo Nacional y de Petróleos Mexicanos, S.A. Lo que realmente fue un factor determinante para la sobrevivencia de Pemex fue la posibilidad que existió de compensar con el mercado doméstico la pérdida del mercado externo, debido al boicot que se dio contra México por parte de las compañías petroleras apoyadas por sus gobiernos. Mientras que en 1938 el consumo nacional representaba el 57% de la producción, cuatro años más tarde la demanda interna absorbía el 81% de la producción.⁴⁸

Lázaro Cárdenas mantenía la postura para que se hiciera el avalúo de la industria expropiada, como base para determinar con exactitud la participación del gobierno y la de

⁴⁶ Exposición de motivos reforma al párrafo sexto del artículo 27 constitucional, 9 de noviembre de 1940. Cit. Por Ortega Lomelín, Roberto, *El Petróleo en México. Una industria secuestrada*, México, Porrúa, 2012, P. 67.

⁴⁷ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit. PP. 68-69.

⁴⁸ *Ibidem*, PP. 71-72.

las compañías en una nueva empresa mixta formada mediante la colaboración y las nuevas inversiones de ambas partes, y en la cual el socio gubernamental sería también el mayoritario, en virtud de que aportaría los depósitos petroleros propiedad de la nación. En el plan de Cárdenas figuraban estos elementos esenciales: a) avalúo de los bienes expropiados como base para fijar posteriormente una indemnización; b) contrato de cooperación a largo plazo entre México y las empresas; c) compromiso de ambas partes de efectuar nuevas inversiones, teniendo en cuenta que el control de la industria quedaría en manos del gobierno. Las petroleras, por el contrario se oponían al avalúo, e insistían en la firma de un contrato por 50 años que reorganizara la industria y diera una mayor participación al gobierno, pero sin que éste se convirtiera en socio de las empresas; terminado el contrato, México tomaría definitivamente las propiedades petroleras sin que mediara pago alguno. El presidente Cárdenas trataba de consolidar la nacionalización, en tanto que las petroleras pretendían hacerla nugatoria.⁴⁹

Aquello hizo evidente que aunque se trataran de alinear los intereses de las empresas petroleras con los del gobierno, sería realmente complicado consumir por completo aquella acción, ya que las empresas buscaban, al igual que lo hacen actualmente, generar las máximas utilidades posibles para sus accionistas, mientras que el gobierno buscaba efectuar un reajuste que permitiera obtener un beneficio para los intereses nacionales.

Finalmente, el 1º de mayo de 1940 se firmó un documento por medio del cual México indemnizaba al grupo Sinclair mediante una suma que oscilaba entre 13 y 14 millones de dólares, 8 de los cuales se pagarían en efectivo en un plazo de tres años y el resto con petróleo. En esta forma, el gobierno mexicano pudo lograr un primer arreglo conforme a sus propios términos con el grupo que en 1938 representaba el 40% de la inversión petrolera norteamericana y el 15% de la total.⁵⁰

En parte, fue la crisis política mundial que había venido desarrollándose desde principios de la década de los treinta, la circunstancia que permitió a la industria petrolera mexicana contar con mercados externos no estadounidenses. Estos mercados fueron principalmente los de la Alemania y la Italia fascista. Si bien Cárdenas se mostró reacio en un principio a tratar con estos países, el cerco tendido en su derredor no le dejó otra

⁴⁹ Meyer, *México y Estados Unidos ...* Op. Cit. PP. 242-243.

⁵⁰ *Íbidem*, P. 246.

alternativa, y en julio de 1938 dio a conocer su decisión de vender combustible a quien estuviera dispuesto a comprarlo.⁵¹

Adicionalmente, el conflicto mundial llevó a Estados Unidos a buscar un arreglo con México, aun a costa de renunciar a puntos largamente definidos: en primer lugar, el gobierno norteamericano deseaba impedir un resquebrajamiento de la unidad hemisférica y, en segundo, precisaba de cierta colaboración militar y económica, debido principalmente a la necesidad de defender el Canal de Panamá. El Departamento de Defensa se mostraba deseoso de obtener la cooperación de México para la defensa de Panamá, pues para ello se consideraba necesario que los aviones norteamericanos en vuelo hacia el Canal contaran con bases en México.⁵²

En el caso de las sociedades de economía mixta, añadidas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en 1941, habría una participación conjunta del Estado con empresas privadas. Con la excepción de la exploración y extracción del petróleo, las demás actividades que abarcaba la industria petrolera se consideraron servicios públicos sujetos a concesiones.⁵³

Si bien, es evidente que los gobiernos de Lázaro Cárdenas y Manuel Ávila Camacho permitieron el otorgamiento de concesiones y contratos en actividades que no fueran la exploración y explotación, esto no respondió a una intención de mantener funcionando el interés privado en la industria petrolera, como se argumentó en la iniciativa de reforma constitucional de 2013.⁵⁴ En realidad, en aquellos años la situación política aún se mantenía en gran tensión, principalmente con los gobiernos de Estados Unidos e Inglaterra, que apoyaban el boicot que las compañías llevaban a cabo contra la nueva industria petrolera mexicana, lo cual restringía en gran medida la capacidad de ejecución del Estado, para lo cual no pudo prescindir inmediatamente de las empresas privadas que aún estuviesen dispuestas a participar.

El elemento de riesgo de los contratos que se celebraran quedó claramente establecido en el Reglamento de la Ley Reglamentaria del artículo 27. La compensación al contratista quedaba sujeta a obtener producción costeable, como estableció su artículo 19: “Si no llegara a obtener producción costeable, el Gobierno Federal no estará obligado a pagar compensación alguna al contratista”. De esta manera el esquema legal diseñado

⁵¹ *Íbidem*, P. 254.

⁵² *Íbidem*, PP. 255-256.

⁵³ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit. P. 70.

⁵⁴ Para mayores detalles sobre la iniciativa mencionada, ver <http://www.presidencia.gob.mx/wp-content/uploads/2013/08/2013-08-12-Iniciativa-08001.pdf>, pp. 5-10.

por el presidente Cárdenas incluyó un régimen contractual que dio cabida a lo que hoy se conoce como contratos de producción compartida, cuando se pactara la remuneración en especie, y a los contratos riesgo, cuando fuera exclusivamente en efectivo.⁵⁵

En realidad, el motivo de instaurar aquel esquema contractual fue que por un lado, que el gobierno tenía la necesidad de suplir los recursos y la tecnología de los que carecía la empresa pública después de la expropiación, y por otro, para superar el boicot internacional. Respecto a este tipo de contratos, el gobierno federal sólo celebró uno que no llegó a operar y fue rescindido en 1955. Evidentemente este esquema contractual fracasó por el desinterés de las compañías al no tener el control integral de las operaciones y las ventajas comparativas que les ofrecían otros países.

Al respecto, Antonio J. Bermúdez, director de Pemex durante el gobierno de Miguel Alemán, señala que estos contratos

cumplieron la función de canalizar... presiones e influencias tendientes a lograr un cambio en la legislación y en la política mexicana; y, a la postre, sirvieron para desvanecerlas." "En aquella época no existía el convencimiento de que la política de México era definitiva, ni Petróleos Mexicanos había conquistado el prestigio internacional que obtuvo después.⁵⁶

Para las indemnizaciones, se llegó a un primer acuerdo el 19 de octubre de 1941 en el que se establecía el avalúo de las propiedades expropiadas por una comisión intergubernamental que aceptaría casi sin variación el punto de vista de México. En un acuerdo posterior, en noviembre del mismo año, se convino la liquidación del conjunto de reclamaciones generales aún pendientes mediante el pago de una indemnización global que ascendía a 40 millones de dólares; en el otorgamiento de un crédito de igual magnitud para estabilizar el peso mexicano; en la firma de un nuevo contrato conforme al cual el gobierno de Estados Unidos haría compras mensuales de seis millones de onzas de plata mexicana, y en la concesión de un crédito hasta por 20 millones de dólares para rehabilitar el sistema de comunicaciones del país. También se procedería a fijar internacionalmente el avalúo de las propiedades, derechos e intereses de las empresas petroleras afectadas.⁵⁷

El giro que para entonces había tomado la segunda Guerra Mundial, permitió que en 1942 se llegara finalmente a concretar un acuerdo sobre la forma y el monto que habría de tener la indemnización a las compañías petroleras que aún se negaban a llegar

⁵⁵ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit., P. 76.

⁵⁶ Bermúdez, Antonio, *La política petrolera mexicana*, México, Mortiz, 1976, P. 46.

⁵⁷ Meyer, *México y Estados Unidos...*, Op. Cit. PP. 257-258.

directamente a un arreglo. Los términos de este convenio fueron obra de una comisión mixta, nombrada por los gobiernos interesados, que inició sus labores en enero y entregó su informe el 17 de abril de 1942. El informe asignó un valor de 24 millones de dólares a los bienes de las compañías petroleras y proponía que un tercio de esa suma fuera pagado el 1º de junio de ese año y el resto en los cinco años siguientes.⁵⁸

El boicot internacional representó por tanto, la coyuntura que dio pie a la implementación de los contratos riesgo. Previamente se había negociado la obtención de un crédito que permitiera ampliar la industria petrolera, el cual fue negado a Pemex. Ante la frágil situación de la industria petrolera administrada ahora por el Estado, los contratos riesgo se instauraron con la intención de que solventaran las necesidades más apremiantes de la empresa. No fue sino hasta 1950 cuando se recibió un crédito por parte de Eximbank por 150 millones de dólares, lo cual permitió al Estado emprender un ambicioso programa para lograr el control total de la industria petrolera.⁵⁹

La estatización de la industria petrolera dio inicio en 1958 con la reforma a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo. El legislador dio una nueva interpretación a la reforma del artículo 27 en 1940, llegando a la conclusión de que el Estado era el único que debía llevar a cabo la explotación de los hidrocarburos. Con esta reforma se suprimieron todos los contratos en materia de exploración y explotación, así como la compensación a contratistas con resultados de las explotaciones (Contratos de Producción Compartida). Los únicos contratos que permanecieron, fueron los de obras y servicios en un modo restrictivo, dejando a la inversión privada únicamente la posibilidad de auxiliar a Pemex en el desarrollo de sus actividades. Igualmente, se canceló el régimen de concesiones para actividades industriales, de transporte y distribución de petróleo, derivados y gas artificial.⁶⁰

Se dio una nueva orientación a la industria para satisfacer la creciente demanda interna de hidrocarburos en el país. El concepto de industria petrolera fue cobrando cada vez una importancia mayor, ya que su definición sería imprescindible para tener una delimitación clara sobre el papel que le corresponde al Estado en las actividades relacionadas a los hidrocarburos. Con la reforma de 1958, se redefine este concepto como las “actividades que únicamente puede llevar el Estado a través de Pemex”,

⁵⁸ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit. P. 86.

⁵⁹ *Ibidem*, P. 87.

⁶⁰ Iniciativa de Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo. Exposición de motivos. 25 de noviembre de 1958, disponible en <http://www.gmec-ee.com/wp-content/uploads/2013/08/1958-LRA27CRP-1.1-Exposici%C3%B3n-de-Motivos-Transcripcion.pdf>

delimitando el concepto de “explotaciones”. La petroquímica, que abarca todos aquellos derivados del petróleo que sean susceptibles de servir como materias primas industriales básicas, es una rama de la industria petrolera que se reguló por primera vez en la ley reglamentaria de 1958, incorporándose la figura de la petroquímica básica, cuyos procesos industriales quedaron reservados únicamente al Estado a través de Pemex. Al hablar de una petroquímica básica, se entiende que la hay también en su modalidad no básica, y que ésta al no estar incluida como actividad reservada al Estado, queda libre a la inversión privada, lo cual comenzó a cobrar mayor relevancia en años posteriores. Para delimitar hasta qué punto tendría participación el Estado en la petroquímica básica, se estableció que después de una venta de primera mano de estas materias primas no se restringiría que los particulares pudieran realizar cualquier actividad.⁶¹

Según Antonio J. Bermúdez se pretendió entregar esta rama a empresas privadas, inclusive extranjeras pero la iniciativa de reforma del presidente Ruiz Cortines la contempló dentro de la actividad del Estado para *“impulsar el desarrollo industrial general del país, en particular la industria de la transformación que utiliza como materia prima los derivados del petróleo.”*⁶²

En 1960 se reformó el párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución. Se elevó a rango constitucional la prohibición de otorgar contratos en materia de petróleo y la insubsistencia de concesiones y contratos otorgados en dicha materia. En lo referente a este asunto, el texto constitucional quedó modificado de la siguiente manera:

Tratándose del petróleo y de los carburos de hidrógeno sólidos, líquidos o gaseosos o de minerales radioactivos, no se otorgarán concesiones ni contratos, ni subsistirán los que en su caso se hayan otorgado y la Nación llevará a cabo la explotación de esos productos en los términos que señale la Ley Reglamentaria respectiva.

De acuerdo al dictamen discutido en la sesión del 22 de octubre de 1959, las razones para realizar esta modificación fueron que *ha sido manifiesto el propósito del constituyente, a partir de la reforma de diciembre de 1939, el de sustraer totalmente la explotación petrolera del régimen de concesiones o contratos... por lo que para evitar cualquiera controversia, es procedente la reforma que propone la comisión en la parte resolutive de este dictamen.*⁶³

⁶¹ Ídem.

⁶² Bermúdez, *La política ...* Op. Cit. P. 53.

⁶³ *Iniciativa de reforma al artículo 27 constitucional*, Diario de debates de la Cámara de Diputados, Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, 22 de octubre de 1959.

La lectura de la discusión del dictamen hace evidente que se tenía la intención de evitar que la contratación en materia de exploración y explotación fuera utilizada como una carátula para disfrazar a la concesión, ya que al someter el contrato a determinadas reglas pactadas previamente, se llegaría a la misma situación de facto que en una concesión. Se prohibió por tanto, otorgar contratos que tuvieran en realidad, las características y los alcances de una concesión. Con esta reforma constitucional, culmina el proceso de estatización de la industria petrolera.

Durante la década de los 60's la prioridad de Pemex continuó siendo abastecer el mercado interno. Desde el periodo de Adolfo López Mateos comenzaron a aparecer algunos problemas de operación y corrupción en la empresa estatal. Posteriormente se sumarían otros como el excedente de personal y el notorio aumento de influencia por parte del Sindicato de Trabajadores del Petróleo de la República Mexicana en las decisiones de la empresa.⁶⁴

Entre 1960 y 1973, las reservas disminuyeron y la producción fue muy inferior al consumo. Creció la producción de productos petrolíferos y en 1971 México se convirtió en importador neto de crudo, debido principalmente a la falta de apoyo sostenido a la producción. Este problema se resolvió en 1974, durante el mandato de Luis Echeverría, cuando se descubrieron yacimientos en Samaria, Tabasco y Cactus, Chiapas, representando el mayor hallazgo desde la expropiación. La producción de petróleo comenzó en 1973 y para 1976 se había obtenido de estos campos el 50% de la producción total de ese año.⁶⁵

Un elemento importante que debe destacarse son las exportaciones. A través de éstas se incrementaron las finanzas de Pemex. De igual manera, conviene señalar que inicialmente no fueron concebidas como recursos financieros adicionales para el gobierno, política que cambiaría cuando se devaluó el peso en 1976 y el gobierno encontró una solución fácil para compensar este problema mediante las divisas obtenidas en las exportaciones. Durante el gobierno de José López Portillo se desarrolló un programa de explotación intensiva y exportaciones sin precedente. Esta política petrolera tuvo detractores y defensores. Quienes se encontraban en la primera posición, manifestaban que el petróleo debía ser utilizado para satisfacer las necesidades del país, y las exportaciones únicamente para fortalecer las finanzas de Pemex. Por su parte, el director

⁶⁴ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit. P. 110.

⁶⁵ *Íbidem*, P. 111.

de Pemex en aquel periodo, Jorge Díaz Serrano, señalaba que había que acelerar la expansión de la producción y la exportación.⁶⁶

En 1982 México se convirtió en el cuarto productor mundial de petróleo y el principal abastecedor de Estados Unidos. Las reservas aumentaron en un 350 %. No obstante, el crecimiento económico se hizo depender de un solo bien. La economía se petrolizó al alcanzar las exportaciones de petróleo el 72% de las totales, la corrupción aumentó por falta de controles eficaces, y el liderazgo sindical aumentó notoriamente su poder e influencia a través de las contrataciones que se realizaban. El crecimiento explosivo de las importaciones y la drástica reducción de los precios internacionales del petróleo provocaron la crisis económica más severa hasta entonces.⁶⁷

Con la crisis de la deuda de 1982, entra en crisis definitiva el modelo económico basado en la sustitución de importaciones y es reemplazado por el modelo neoliberal cuyo paradigma principal consiste en fortalecer la economía de mercado y reducir el papel del Estado. La industria petrolera nacional comenzó a verse limitada por los programas de ajuste del Fondo Monetario Internacional y del Banco Mundial. Se consideró por los diversos gobiernos mexicanos que Pemex tenía tres objetivos: garantizar el abasto interno de combustibles, exportar crudo para obtener divisas, y ser la principal fuente para integrar el presupuesto de egresos.⁶⁸

En su administración, Miguel de la Madrid encaminó la política petrolera hacia lo que su gobierno denominó como una reordenación económica. Realizó reformas a los artículos 25 y 28 de la Constitución para posibilitar la esperada diversificación de las relaciones económicas externas de México. Se implementaron los conceptos de áreas estratégicas y prioritarias para el desarrollo económico del país. En materia petrolera propuso limitar las exportaciones y renovar Pemex a través de medidas anticorrupción contra el Sindicato. Resulta fundamental entender la diferencia entre área estratégica y prioritaria. Un área estratégica, comporta que el Estado tiene sobre ella exclusividad en su funcionamiento, operación y explotación; en cambio, un área prioritaria faculta al Estado para otorgar concesiones o permisos sobre su funcionamiento, operación y explotación.⁶⁹

Por tanto, las actividades relacionadas a las áreas estratégicas estarían únicamente a cargo del Estado, sin ser sujetas a concesión a empresas particulares. El petróleo y

⁶⁶ *Íbidem*, PP. 112-113.

⁶⁷ *Íbidem*, PP. 114-118.

⁶⁸ Cárdenas Gracia, Jaime, *En defensa del petróleo*, México, Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM, 2009, P. 46.

⁶⁹ *Íbidem*. P. 47

demás hidrocarburos fueron incorporados en el artículo 28 constitucional. Adicionalmente, se elevó a rango constitucional la petroquímica básica. Estas actividades se establecieron en el artículo relativo a los monopolios para legitimar y asegurar la acción exclusiva del Estado.

La discusión para implementar las áreas estratégicas giró también en torno a cuestiones fundamentales como la soberanía nacional. En el Dictamen de la Comisión de Gobernación y Puntos Constitucionales aprobado, se estableció que

La expresión de actividades estratégicas...recoge funciones...propias de la soberanía económica... y la explotación de bienes de dominio directo, que por su significado social y nacional también deben atenderse en base al interés general que sólo garantiza el manejo del Estado.

En 1986 nuevamente ocurrió una crisis debido al desplome de los precios del petróleo en la que se perdieron ingresos que excedían el monto de la inversión pública. Esto trajo como consecuencia la reducción de la producción. Socavando la nueva reforma constitucional, se tomó entonces la decisión de diversificar el mercado externo petrolero, reafirmando el criterio de producir lo máximo posible de crudo para venderlo al extranjero. El petróleo también se utilizó como garantía para obtener préstamos de los gobiernos y los organismos financieros internacionales.⁷⁰

1.4 Del inicio de la reprivatización al presente.

El inicio de la nueva privatización de la industria petrolera ocurrió durante el gobierno de Carlos Salinas de Gortari. Destacan como acciones básicas en esta administración: el despojo del exceso de poder político del liderazgo sindical; la reclasificación de varios productos petroquímicos de básicos a secundarios, la apertura gradual mediante la contratación de servicios con empresas extranjeras; la posibilidad de celebrar contratos con incentivos monetarios; el cambio en la estructura administrativa de Pemex, así como la asociación de esta empresa con Shell en la refinería Deer Park en Houston, Texas.⁷¹

La apertura de la petroquímica fue una de las acciones tomadas durante esta administración. Es conveniente señalar que el Ejecutivo Federal tenía la facultad de regular qué productos serían considerados como petroquímicos básicos o secundarios, es decir, paradójicamente decidía el grado de participación que tendría el Estado en las

⁷⁰ *Íbidem*, P. 48.

⁷¹ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit. P. 129.

actividades que la Constitución reputaba como estratégicas. Así, de 34 productos clasificados como básicos en la Ley Reglamentaria del Artículo 27, en 1988, se redujeron únicamente a 8 en 1992.⁷²

Con La Ley Orgánica de Pemex de 1992 se desconcentraron las actividades operativas de Pemex en cuatro organismos subsidiarios: Pemex Exploración y Producción, Pemex-Refinación, Pemex Gas y Petroquímica Básica, y Pemex Petroquímica.⁷³ Esta acción fue severamente criticada por la oposición, al manifestar que se trataba de un inicio de la privatización de Pemex que se fraguaba paralelamente a las negociaciones del Tratado de Libre Comercio de América del Norte.⁷⁴ En la Exposición de Motivos de dicha ley se argumentó que la creación de Pemex Petroquímica obedecía a la necesidad de permitir al organismo competir en los mercados nacionales e internacionales en mejores condiciones, lo cual resulta un argumento casi idéntico al que se presentó en la iniciativa de reforma energética por parte del gobierno de Enrique Peña Nieto en 2013.

En cuanto al TLCAN, destaca el principio tomado para acrecentar el papel de los bienes energéticos a través de su liberalización gradual y sostenida. Se plantearon diversas reservas, entre ellas el dominio directo del Estado mexicano sobre sus hidrocarburos, la prohibición de establecer gasolineras extranjeras, así como el manejo de la industria petrolera como actividad exclusiva del Estado, no obstante, uno de los cambios más significativos fue la apertura de Pemex a la contratación de servicios, así como el comercio transfronterizo de gas. Igualmente se reformó el artículo 14 de la Ley Orgánica de Pemex para establecer la posibilidad de pactar compromisos arbitrales en los contratos celebrados.⁷⁵ Con esto, se dio pie a la ampliación de la contratación de servicios con empresas extranjeras. Es además importante decir, que acorde a la normatividad derivada del capítulo XV del TLCAN, “Libre Competencia, Monopolios y Empresas de Estado”, si un Estado renuncia, privatiza o transfiere a los particulares un área económica sujeta a su control, ésta ya no podrá ser reasumida libremente, sino que tiene que abrir una ronda de negociaciones con las contrapartes. En caso de controversias, éstas serían ventiladas ante los paneles internacionales, y no ante los tribunales del Poder Judicial de la Federación.⁷⁶

⁷² *Íbidem*, P. 131.

⁷³ Cárdenas Gracia, *En defensa del petróleo ... Op. Cit.*, P. 49.

⁷⁴ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ... Op. Cit.* P. 135.

⁷⁵ *Íbidem*, PP. 141-142.

⁷⁶ Cárdenas Gracia, *En defensa del petróleo... Op. Cit.* P. 50.

El sexenio de Ernesto Zedillo, en cuanto a la política petrolera, se caracterizó principalmente por la apertura del gas natural, así como por intentar privatizar la petroquímica no básica. En 1995 se reformó la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, para permitir a particulares el transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, cuya regulación, además de la relativa a la energía eléctrica, se asignó a la Comisión Reguladora de Energía.⁷⁷ Posteriormente, en 1999 se expidió un nuevo Reglamento de Gas LP para permitir su libre importación y la participación de extranjeros en su transporte y almacenamiento. La distribución quedó como actividad exclusiva para mexicanos. Sin embargo, la apertura fue un rotundo fracaso porque los inversionistas privados exigieron subsidios públicos para participar en el sector.⁷⁸

Durante este sexenio, la inversión pública en Pemex se anuló y fue sustituida por los Proyectos de Infraestructura Productiva (Pidiregas), que fue un mecanismo de financiamiento privado que elevó el endeudamiento y el costo del capital en las industrias públicas, ya que dichos financiamientos se entregaron a particulares para realizar obras y servicios que debieron haber sido operados directamente por las instituciones públicas. En estos proyectos se buscó que las erogaciones para cumplir obligaciones de pago de Pemex se realizaran después de recibidas las obras ejecutadas por los contratistas, las cuales se deberían financiar con el flujo de recursos que las mismas generaran, es decir, los Pidiregas tuvieron como efecto que las empresas públicas tuvieran pérdida de solvencia técnica, haciendo a los organismos públicos inviables.⁷⁹

En cuanto a la petroquímica, en esta administración se procedió a una segunda fase en el proceso de su privatización. Como anteriormente se mencionó, la primera acción tomada durante el gobierno de Carlos Salinas fue reclasificar la gran mayoría de los productos petroquímicos básicos, considerados por el artículo 28 constitucional como estratégicos, para nominarlos como secundarios, lo cual implicó que esta industria podía ser explotada en su totalidad por particulares. Se comenzó entonces, durante el gobierno de Ernesto Zedillo, un proceso de desincorporación de la petroquímica secundaria de Pemex con la enajenación del complejo petroquímico de Cosoleacaque. Se acordó aprobar el paquete de desincorporación de 61 plantas de petroquímica secundaria.⁸⁰

⁷⁷ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México* ... Op. Cit. P. 147.

⁷⁸ Cárdenas Gracia, *En defensa del petróleo* ... Op. Cit. P. 53.

⁷⁹ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México* ... Op. Cit. P. 167; Cárdenas Gracia, Op. Cit. p. 53.

⁸⁰ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México*... Op. Cit. PP. 169-170.

Durante la presidencia de Vicente Fox, gran parte de la inversión de Pemex se realizó a través del esquema Pidiregas, llegando a representar en el 2006 casi el 85% del total. En su sexenio se incrementó de manera importante la producción. En 2004 se alcanzó el nivel máximo en toda la historia del petróleo en México hasta la actualidad: 3.383 millones de barriles diarios (mbd). A partir de ese año inició el descenso para finalizar con 3.226 mbd en el 2006. A pesar de que se generaron grandes expectativas no se cumplieron las metas de producción planteadas al inicio del sexenio. Una gran parte de la producción era crudo pesado, cuyo procesamiento requiere de métodos especiales de refinación. Esto generó una necesidad de reconfigurar los sistemas nacionales de refinación, lo cual hasta hoy no ha sucedido.

En el sexenio de Vicente Fox se pusieron en marcha los Contratos de Servicios Múltiples, lo cual generó una fuerte controversia, ya que permitieron la participación incluso de empresas extranjeras. Se evaluaron distintas propuestas para intensificar la exploración y desarrollo para el gas no asociado en la Cuenca de Burgos, en Tamaulipas, a través de estos contratos. El argumento que se planteó para permitirlos fue que se trataba de contratos de obra pública financiada. En 2003 Pemex adjudicó los primeros cuatro.⁸¹

En respuesta ante el planteamiento de la inconstitucionalidad de estos contratos, se argumentó aludiendo a la facultad que en la Ley Reglamentaria se le confirió a Pemex para celebrar con personas físicas o morales los contratos de obras y de prestación de servicios que la mejor realización de sus actividades requiera. Aunque no se declararon inconstitucionales, los CSM no tuvieron los resultados en producción que se esperaban. La deficiencia de los contratos se explica, en gran parte, por las restricciones y las interpretaciones legales en su diseño, al no vincular el esquema de pago a los resultados cuantitativos de la producción, no condicionar los pagos al flujo de recursos que generaran los proyectos y no incluir incentivos al contratista por eficiencia o incremento de la productividad.⁸²

Siendo presidente Felipe Calderón, en el 2008 se llevó a cabo una reforma petrolera de dimensiones mayores. Se concentró en tres aspectos fundamentales: un nuevo modelo de gobernanza del sector energía y de Pemex; un régimen especial de contratación de obras y adquisiciones, y modificaciones al régimen fiscal, así como la

⁸¹ Cárdenas Gracia, *En defensa del petróleo ...* Op. Cit. P. 53.

⁸² Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit. PP. 193-197.

eliminación del esquema de Pidiregas.⁸³ El marco jurídico que resultó de la reforma energética de 2008 fue el siguiente: a) Nueva Ley de Petróleos Mexicanos; reformas a las Leyes Federales de las Entidades Paraestatales (LFEP), de Obras Públicas (LOPSR) y de Adquisiciones (LAAS); reformas a la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (LRA27RP); reformas a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF); reformas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (LCRE); Nueva Ley de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (LCNH).

En el campo de la política energética, se concedieron nuevas atribuciones a la Secretaría de Energía, así como funciones de regulación a la Comisión Reguladora de Energía y se creó la Comisión Nacional de Hidrocarburos para supervisar todos los aspectos técnicos relacionados a las actividades de Pemex. Asimismo, en materia de regulación se establecieron dos ámbitos materiales: el primero es la exploración y explotación a cargo de la CNH y SENER; el segundo es la regulación económica de actividades y ventas de primera mano de productos transformados (CRE y SENER).⁸⁴

Se instauró también un nuevo régimen fiscal. Para ello, se modificó La Ley Federal de Derechos, que establece los pagos sobre la explotación y exportación de hidrocarburos, los cuales constituyen la captación por parte del Estado de la renta petrolera. En este marco se constituyó un régimen especial para el campo de Chicontepec y para aguas profundas (campos ubicados a una profundidad mayor a 500 metros), debido a los mayores costos requeridos para su exploración y explotación. El pago anual de dichos derechos sobre extracción de hidrocarburos, en ambos casos, será variable pero no mayor al 20% del valor del petróleo crudo y gas natural extraído en el año.⁸⁵

Sin embargo, esta reforma suscitó grandes controversias al considerarse que sería el inicio para que todas las actividades de la industria petrolera nacional fueran entregadas a grandes empresas extranjeras que se encargarán de todas las funciones de la cadena de la industria: la exploración, la extracción, la refinación, el almacenamiento, el transporte, la distribución y hasta las ventas de primera mano.⁸⁶ Un ejemplo de ello es que en 2007, a través de un contrato de servicio, Pemex concedió a empresas privadas la red de oleoductos y poliductos de la región sur, argumentando el estado de la infraestructura y la falta de presupuesto, contrastando aquello con los altos ingresos recibidos por concepto de excedentes petroleros, habiendo recibido el gobierno mexicano más de

⁸³ *Íbidem*, P. 259.

⁸⁴ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit. P. 277.

⁸⁵ *Íbidem*, P. 280.

⁸⁶ Cárdenas Gracia, *En defensa del petróleo...* Op. Cit. P. 55.

12,000 millones de dólares en 2007, y alrededor de 20,000 millones de dólares en 2008.⁸⁷ En efecto, después de haber sido aprobadas las nuevas reformas en materia de energía en el año 2014, podemos constatar que la reforma de 2008 fue un preámbulo a lo que será una apertura total de la industria petrolera a la inversión privada. Respecto a la misma, la viabilidad de las nuevas modalidades de contratación petrolera se analiza en los capítulos subsecuentes.

⁸⁷ Ídem.

CAPÍTULO II

LAS MODALIDADES DE CONTRATACIÓN PETROLERA EN LA REFORMA ENERGÉTICA.

Una de las cuestiones más recurrentes en torno a la reforma energética, ha sido si Pemex tiene o no la capacidad de ejecución para llevar a cabo la extracción de hidrocarburos en áreas con mayor dificultad técnica, no obstante, otro planteamiento que se debe hacer paralelamente, es si México cuenta con las instituciones necesarias para administrar una apertura total a la industria privada en estas actividades. Un ejemplo puede ser el caso de las contribuciones fiscales. En este plano, la evasión ha sido una práctica llevada a cabo alrededor del mundo por las empresas petroleras transnacionales, cuando el país anfitrión tiene una administración fiscal y tributaria débil.⁸⁸

La experiencia que las empresas petroleras han adquirido durante el último medio siglo alrededor del mundo es inmensa comparada con la que tiene México a través de Pemex en cuestiones de negociación de contratos. Esto representa una seria desventaja para el interés nacional y, por tanto, será necesario contar con expertos y asesores altamente especializados para lograr una negociación justa y libre de puntos de quiebre. Aunque no existen dos regiones petroleras iguales, los países productores utilizan algunos instrumentos legales comunes que responden a retos similares. Los principales riesgos son la incertidumbre en la exploración y la necesidad de grandes inversiones antes de producir. La realización de proyectos requiere complejos procesos de contratación, y su duración se extiende por períodos que superan la vida de casi cualquier gobierno.⁸⁹

Los contratos entre compañías y el Estado definirán derechos y obligaciones específicos para explorar, desarrollar y producir en áreas o bloque con licencias o contratos. Los contratos son la pieza final del sistema legal. El objetivo de estos instrumentos es detallar la división de los riesgos, costos y beneficios esperados, así como las reglas para resolver controversias o interpretar la legislación aplicable. Algunos países con sistemas legales débiles han contenido en contratos específicos todas las reglas, incluyendo cláusulas de estabilidad fiscal o responsabilidad ambiental, aplicables al proyecto. Sin embargo, esta práctica es vulnerable a abusos, permite la

⁸⁸ Fineberg, Richard, "Securing the Take: Petroleum Litigation in Alaska", en Svetlana Tsalik, *Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit?*, Open Society Institute, 2003, P. 18

⁸⁹ Quiroz, Juan Carlos y otros, *El destino está en los detalles: las leyes secundarias y la reforma energética*, México, Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C., 2014, P. 11

discrecionalidad y debilita la capacidad del Estado para legislar, sin proporcionar estabilidad real a los inversionistas.⁹⁰

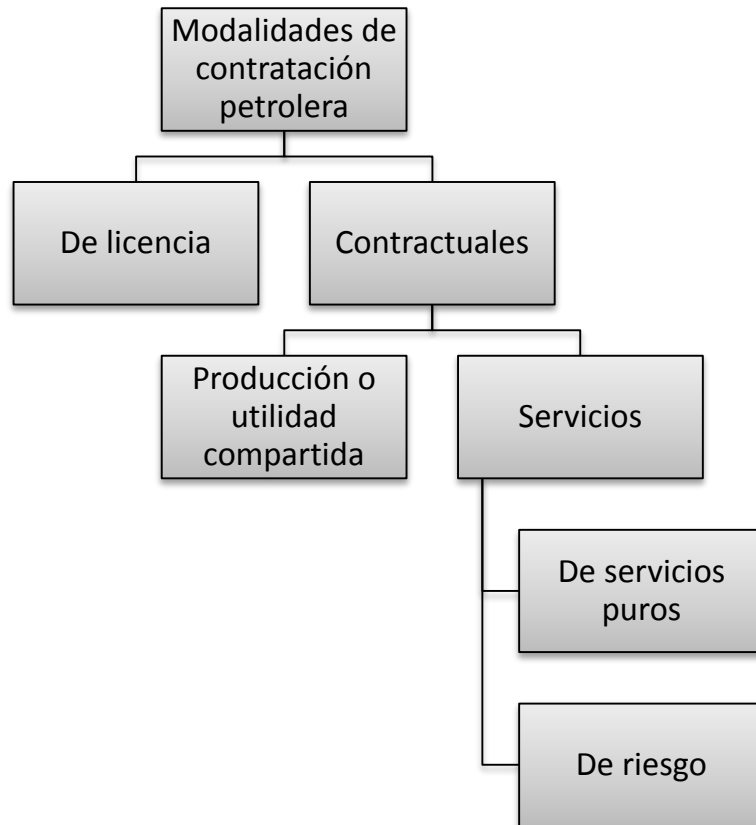
En la reciente legislación secundaria de la reforma energética, el artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos dispone que La Secretaría de Energía establecerá el modelo de contratación correspondiente para cada área contractual que se licite o se adjudique, para lo cual podrá elegir, entre otros, los contratos de servicios, de utilidad o producción compartida, o de licencia.

	Sistema concesionario	Sistema contractual	
	Licencia/concesión	Contratos de Producción compartida	Contratos de Servicios
Propiedad del yacimiento	<i>EPI</i>	<i>EPE</i>	<i>EPE</i>
Propiedad de la producción	<i>EPI</i>	<i>EPI/EPE</i>	<i>EPE</i>
Operador del yacimiento	<i>EPI</i>	<i>EPI</i>	<i>EPE/EPI</i>
Cómo se compensa a la EPI	<i>N/D</i>	<i>Una parte de la producción</i>	<i>Tarifa fija</i>
Quién afronta el riesgo	<i>EPI</i>	<i>EPI/EPE</i>	<i>EPI/EPE</i>

EPI: Empresa petrolera internacional EPE: Empresa petrolera estatal

⁹⁰ Idem.

En general, se clasifica a los distintos arreglos en dos sistemas: los de licencia y los contractuales.



Aunque existen ejemplos de mejores prácticas al asignar derechos de exploración y producción, no existe una regla para elegir entre contratos y licencias. En algunos casos los países utilizan ambos tipos para distintas regiones. Por ejemplo, Brasil otorga licencias en todo su territorio a excepción de las reservas en el “Sub-Sal” donde utiliza contratos de producción compartida. Ambos modelos contractuales pueden moldearse para ofrecer resultados equivalentes en términos fiscales.⁹¹

En un panorama de apertura de mercado y de posibilidades de coparticipación en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en muchos casos puede surgir la misma interrogante: ¿Qué instrumento es mejor? Cada contrato es distinto en función de las características particulares del campo en cuestión, por tanto, no es posible establecer una figura genérica o patrón de este tipo de instrumento jurídico, cualquiera que sea su modalidad, ya que se estaría incurriendo en el riesgo de no prever aspectos

⁹¹ Grunstein, Miriam, *De la caverna al Mercado. Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras*, México, Felou, 2010, P. 90

específicos de la materia contractual, lo cual representaría un menoscabo en el beneficio esperado por la explotación del campo. De ahí que las leyes secundarias de la reforma energética que abordan estas cuestiones, y que han sido promulgadas hasta el momento –Ley de Hidrocarburos, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos y sus reglamentos -, no estipulen un marco regulatorio sobre las cuestiones específicas de cada tipo de modalidad contractual.

Ante esto, la valoración de funcionalidad de un esquema de negociación, y su comparación con otro, es realmente movediza pues cada negociación se planta en diferentes terrenos con distintas circunstancias. Como se detallará en las páginas subsiguientes, puede ser que en su estructura interna un Contrato de Producción Compartida se parezca tanto a una licencia, que la diferencia pareciese existir únicamente a nivel nominal, sin trascender al ámbito operativo.⁹²

Un Estado puede ser titular del derecho de propiedad sobre sus recursos naturales sin ejercer el aprovechamiento óptimo de estos por no contar con los dispositivos técnicos, jurídicos, financieros y fiscales para este fin.

⁹² *Ibíd*em, P. 94.

2.1 La Licencia (Lease o Concesión).

Aunque el texto constitucional fue modificado para permitir el uso de contratos en materia de hidrocarburos, se mantuvo la precisión de que las concesiones seguirán siendo prohibidas, creando así una apertura a la industria privada únicamente a través de medios contractuales. Sin embargo, al analizar las llamadas licencias que han sido empleadas en otros países, nos lleva a pensar que es muy sutil o incluso nula la línea que existe entre la concesión y una licencia típicamente celebrada entre distintos Estados y empresas petroleras alrededor del mundo. El uso del término “licencia” para referirse a lo que fácticamente sería una concesión, puede ser motivo de confusión y a la vez de falta de seguridad jurídica tanto para el Estado como para un inversionista. Más aún, como se analizará en las páginas siguientes, en los distintos países que usan las licencias, éstas son entendidas como figuras análogas o sinónimas de la concesión. Un ejemplo, es Reino Unido, país en el que este tipo de contratos son conocidos como licencia-concesión (License-concession agreements⁹³).

La doctrina del derecho administrativo establece una diferencia entre lo que es una concesión y una licencia. Andrés Serra Rojas define a la concesión como un acto administrativo por medio del cual, la Administración Pública Federal, confiere a una persona una condición o poder jurídico para ejercer ciertas prerrogativas públicas con determinadas obligaciones y derechos para la explotación de un servicio público, de bienes del Estado o los privilegios exclusivos que comprenden la propiedad industrial.⁹⁴

Por su parte, Cano Meléndez la define como un acto administrativo público, por medio del cual el Estado, llamado concedente, faculta al particular, llamado concesionario, para que administre y explote en su provecho, en forma regular y continua, pero por tiempo determinado, bienes del dominio público o servicios públicos, en vista de satisfacer un interés colectivo, mediante una ley preconcebida y un contrato formulado entre las partes⁹⁵.

En el caso de la licencia, Gabino Fraga la define como un acto administrativo por el cual se levanta o remueve un obstáculo o impedimento que la norma legal ha establecido para el ejercicio de un derecho de un particular. En la generalidad de los casos en que la legislación positiva ha adoptado el régimen de autorizaciones, licencias o permisos, hay

⁹³ Radon, Jenik, *The ABC's of Petroleum Contracts*, New York, Open Society Institute, 2005, P. 11

⁹⁴ Serra Rojas, Andrés, *Derecho Administrativo*, T.I, 9ª ed., México, Porrúa, 1979, P. 226

⁹⁵ Cano Meléndez, Rafael, *Estudio sobre la concesión administrativa y su definición*, Revista del Poder Judicial del Estado de Guanajuato, Año I, T.I, Guanajuato, México, oct. 1964. P. 54

un derecho preexistente del particular, pero su ejercicio se encuentra restringido porque puede afectar la tranquilidad, la seguridad o la salubridad públicas o la economía del país, y sólo hasta que se satisfacen determinados requisitos que dejan a salvo tales intereses es cuando la Administración permite el ejercicio de aquel derecho previo. Así, pues, que la licencia constituye actos que condicionan para un particular el ejercicio de algunos de sus derechos.⁹⁶

Tomando en cuenta las definiciones anteriores, y analizando las características que presentan las concesiones para la exploración y explotación de hidrocarburos en diversos países alrededor del mundo, resulta evidente que las llamadas licencias instauradas en la modificación constitucional, en realidad se pueden ubicar más fácilmente en las características que tiene una concesión. En primer lugar, ninguna empresa petrolera privada tiene un derecho preexistente que pueda hacer valer para explotar hidrocarburos en territorio nacional a través de la solicitud de una licencia administrativa; más bien, las actividades de exploración y explotación que llevan a cabo se adaptan perfectamente a la definición de una concesión, ya que buscan administrar y explotar en su provecho, por un tiempo determinado, bienes del dominio público, el petróleo y el gas, mediante una ley preconcebida (Constitución, Ley de Hidrocarburos, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, y sus reglamentos), y un contrato formulado entre las partes.

Más aún, las licencias celebradas entre Estados y empresas petroleras en diversos países, reciben el mismo trato y status que las concesiones, es decir, son figuras análogas que incluso en la doctrina son usadas como sinónimo, lo cual resulta en una clara contradicción a la subsistente prohibición constitucional de otorgar concesiones en materia de hidrocarburos. Para evitar el mal uso del término licencia, lo que se analiza en las siguientes páginas son las concesiones en materia de exploración y extracción de hidrocarburos.

Hablar de concesiones en materia de hidrocarburos, es evocar un pasado poco grato para México. Este tipo de acuerdos son los más antiguos para explotar el crudo. En la actualidad, este esquema es el más utilizado en los países desarrollados del mundo.

Tomando en cuenta los antecedentes históricos de las concesiones petroleras en México, el hecho de retomar esta figura jurídica e instaurarla como tal en la Constitución, habría tenido un alto costo político. Es evidente que al buscar una apertura total en la industria de hidrocarburos, se tienen que incluir las concesiones, en este caso denominándolas contratos de licencia (con origen en el término anglosajón license-

⁹⁶ Fraga, Gabino, *Derecho Administrativo*, México, Porrúa, 2007, P. 236.

concession agreements) como suelen ser llamados en los países del Reino Unido –en Estados Unidos toman el nombre de leases, mientras que para evitar la connotación de concesión, en otros se les llama sistemas de regalías más impuestos (Royalty/Tax Systems)-, y que son una modalidad contractual elemental para las diversas empresas petroleras que operan alrededor del mundo y que usan para explotar los yacimientos pertenecientes a diversos países.

Vale la pena mencionar que las concesiones petroleras o contratos de licencia han evolucionado considerablemente desde su introducción a principios del siglo XX, cuando varios países ricos en recursos naturales eran colonias, dependencias o protectorados de otros Estados o imperios. En su inicio, las concesiones celebradas entre distintos gobiernos y empresas, como fue el caso de México, eran poco exhaustivas en cuestiones relativas a derechos y obligaciones.⁹⁷

Era común que el Estado asumiera un sitio de espectador, convirtiéndose en un receptor pasivo de las operaciones petroleras que se desarrollaban en su país. No obstante, actualmente la concesión se ha convertido en el esquema típicamente utilizado en los países desarrollados del mundo. Este puede convenir a ambas partes, Estado y empresa, cuando su estructura interna de derechos y obligaciones coinciden con un entorno en el que se negocia con equidad. Así, la formalización y racionalización de la concesión, como nexo comercial “institucionalizado” entre Estado y empresas, se ha concretado a través de la interacción dinámica entre derecho administrativo y el negocio petrolero. Este marco de derecho administrativo responde, precisamente, a que el interés en maximizar las ganancias petroleras está encaminado hacia el fortalecimiento del país. Sin embargo, el derecho administrativo, en términos generales, es una estructura normativa que organiza y regula la conducta de los entes públicos pero no es idóneo para hacer negocios por ser contrario a una idea de lucro.⁹⁸

En su forma moderna, las concesiones petroleras consisten en el otorgamiento de un conjunto de derechos exclusivos a una empresa para explorar, desarrollar, vender y exportar hidrocarburos o minerales extraídos de un área específica por un periodo de tiempo determinado. Estos derechos incluyen la propiedad de los recursos producidos, es decir, cuando estos emergen a la boca del pozo petrolero.⁹⁹ Las empresas compiten por ganar una licitación pública a través de ofertas de regalías, regularmente aparejadas con bonos para obtener la licencia que garantice tales derechos. Este tipo de contrato es muy

⁹⁷ Grunstein, *De la caverna ...* Op. Cit., P. 72

⁹⁸ *Ibidem*, P. 73

⁹⁹ *Ibidem*. P. 38

común alrededor del mundo y es usado en diversos países como el Reino Unido, Noruega, Brasil, Kuwait, Sudán, Angola y Ecuador.¹⁰⁰

Las ventajas desde el punto de vista de un país en desarrollo son substanciales. En primer lugar, las licencias o concesiones son más sencillas que otros tipos de contratos, especialmente si los términos básicos se desarrollan a través de un proceso de licitación pública. El grado de apoyo profesional y experiencia requerida son frecuentemente menos complejos que los que se necesitan para negociar contratos de producción o de utilidad compartida. No obstante, la asesoría por parte de expertos en materia de contratación petrolera es elemental para estructurar el proceso de licitación de la concesión. También es necesaria una infraestructura jurídica eficaz, incluyendo un sistema judicial capacitado para interpretar contratos de alta complejidad y sumamente especializados. Con un orden jurídico adecuado, como el de la mayoría de países industrializados que usan las concesiones, como Reino Unido, Noruega y Canadá, una licencia-concesión puede enfocarse en los aspectos comerciales sin la preocupación de tener la carga de la elaboración exhaustiva de las disposiciones contractuales para llenar los vacíos legales.¹⁰¹

Los términos de la licencia-concesión se exponen en un acuerdo redactado por el Estado, el cual debe ser publicado y abierto a un proceso de licitación pública. La empresa que gane la licitación paga el precio de la licencia o el bono por firmar, y estas cuotas corresponden al Estado, independientemente del hecho de que se descubran reservas de hidrocarburos. La Ley de Hidrocarburos establece en su artículo 23 que la adjudicación de los Contratos para la Exploración y Extracción se llevará a cabo mediante licitación que realice la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Si la producción comercial ocurre, el Estado también gana regalías basadas en el ingreso bruto y/o un impuesto a las utilidades del ingreso neto, ambos basados en la cantidad de producción y el precio al que la misma es vendida. Todos los riesgos financieros del desarrollo, incluyendo los gastos de exploración, son absorbidos por el licitante. En resumen, hay algunas desventajas financieras para el Estado además de la pérdida de oportunidad o la pérdida de tiempo si los mecanismos de licitación y las condiciones fiscales no atraen a empresas competidoras que sean aceptables, financieramente sólidas y con la suficiente capacidad técnica y de ejecución.¹⁰² Un ejemplo, es el sistema fiscal aplicado a las concesiones en Reino Unido en 1981. Imponía

¹⁰⁰ Radon, *The ABC's of...* Op. Cit., P. 63.

¹⁰¹ Ibidem, P. 64

¹⁰² Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 65

un impuesto por ingresos petroleros (Petroleum Revenue Tax), un tributo petrolero adicional (Supplementary Petroleum Duty), y una regalía calculada sobre el valor de la producción, lo cual fue insosteniblemente oneroso. Esta severidad fiscal afectó en lo principal en el desarrollo en campos marginales por la merma en su rentabilidad lo cual desincentivó la entrada de las empresas a estos proyectos.¹⁰³

La principal desventaja desde el punto de vista de un país en desarrollo, así como desde la perspectiva del licitante, es comercial. Normalmente no se conoce suficientemente sobre el potencial de un área que sea materia de concesión, debido a que en muchas ocasiones no se ha llevado a cabo una exploración sísmica completa. El resultado es que el proceso de licitación regularmente es una mera subasta. Las empresas petroleras no tienen más opción que tomar riesgos calculados sobre qué precio ofertar por una licencia. Una empresa será cautelosa en el monto que ofertará, toda vez que no hay garantía de que la concesión cubrirá los gastos de la empresa o que obtendrá utilidades. Al ser la información del yacimiento insuficiente, es difícil que el Estado maximice su rendimiento potencial a través de un sistema de subastas en una licitación pública. Tomando en cuenta que cualquier modalidad de licitación tiene que especificar un plan de trabajo con un periodo de tiempo para hacer las inversiones correspondientes o correr el riesgo de perder la licencia, las empresas potenciales, naturalmente serán más cautelosas y conservadoras en sus ofertas.¹⁰⁴

2.2 Características principales de las licencias-concesiones

- La empresa concesionada tiene el derecho exclusivo de explorar; y, de haber hallazgo comercial, explotar el petróleo a su propio costo y riesgo, en determinada área y mediante el pago de una regalía, frecuentemente pactada en especie, calculada sobre la producción.
- La empresa es propietaria de la totalidad de la producción y puede disponer de ella libremente, con las limitaciones que haya sobre demanda nacional y, en su caso, de la regalía pagadera en especie.
- Durante la exploración, y también durante la explotación, la empresa paga los derechos por el uso de suelo al Estado otorgante.
- La empresa paga impuestos sobre los ingresos derivados de la explotación, además de otros impuestos aplicables.

¹⁰³ Grunstein, *De la Caverna...* Op. Cit, P. 80

¹⁰⁴ Radon, *The ABC's of Petroleum ...* Op. Cit. P. 66

- El equipo y las instalaciones petroleras pertenecen a la empresa durante la vigencia de la concesión; sin embargo, puede pactarse que la propiedad de estos activos sea transferida al Estado, una vez que la concesión expire.
- Contienen una o más cláusulas que obligan a llevar a cabo compromisos de trabajo determinados, estableciendo por ejemplo, el plazo para comenzar las actividades de exploración, el plazo para terminar las operaciones geofísicas, para completar un pozo de prueba, etc. Con estos compromisos de trabajo, el Estado puede tener control sobre la productividad de sus yacimientos petroleros.
- Contienen cláusulas de reversión y obligaciones específicas de llevar a cabo un programa de obras. Las cláusulas de reversión tienen el propósito de obligar al concesionario a desarrollar reservas comerciales o, de lo contrario, devolver el área al gobierno. Asimismo, de haber un descubrimiento, el concesionario debe devolver al Estado partes utilizables de la concesión.¹⁰⁵

Adicionalmente, hay tres capas principales que componen el sistema de flujos económicos de una licencia-concesión:

- Regalías. Son calculadas sobre un porcentaje de la producción. Por ejemplo, del valor del barril extraído, si el concesionario debe el 30% de un valor de 100 dólares por barril al Estado, entonces deberá pagar al Estado 30 dólares por barril.
- Deducciones. Consisten en depreciaciones, agotamientos, amortizaciones y costos intangibles de perforación.
- Impuestos. Los ingresos remanentes después de las regalías y las deducciones son los ingresos gravables. Puede haber impuestos locales y federales. También puede haber impuestos específicos por actividades petroleras.¹⁰⁶

Independientemente de las características antes señaladas, cabe mencionar que en los distintos países que usan las licencias-concesiones, no puede afirmarse que todas éstas tengan características comunes que permitan trazar una relación entre un tipo de país, o su grado de desarrollo y la concesión como tipo de negociación en general. Mientras más sólido sea el sistema político y democrático, y mejor consolidado sea el

¹⁰⁵ Grunstein, *De la caverna al Mercado ...* Op. Cit., PP. 68-69

¹⁰⁶ Ibid., P. 71

Estado de Derecho en un país, mejores son las posibilidades de que las libertades que por lo general ofrece un sistema de concesiones operen a favor de la eficiencia operativa de los proyectos, en beneficio tanto de Estados como de empresas.¹⁰⁷

Todo ocurre dentro de un contexto de políticas públicas que bien, pueden estar orientadas hacia un modelo económico con predominancia pública o privada. Independientemente de eso, es primordial que las fuerzas políticas del país tomen como punto de acuerdo que el abasto de petróleo para los mexicanos esté garantizado.

En México, la propaganda gubernamental ha recurrido a declarar que la reforma energética permitirá que el país comience a explotar sus hidrocarburos en condiciones más óptimas y que generen un mayor crecimiento económico, utilizando como paradigmas los casos de Reino Unido o Noruega, sin olvidar el más reciente que es el de Brasil. A continuación se hace un breve análisis de los casos referidos.

2.3 Países referentes en el uso de licencias.

A. Brasil

El caso de Brasil es muy particular. A pesar de que para justificar la instauración del nuevo régimen constitucional en materia de hidrocarburos, se ha recurrido constantemente a comparar la situación actual de Pemex con la de Petrobras en los años previos a su apertura comercial, hay en realidad pocos elementos en común entre Petrobras y Pemex. Si bien, Petrobras también ha sido siempre una empresa de Estado (fue creada en 1953), es preciso señalar que desde su creación tuvo una mayor posibilidad de llevar a cabo actividades contractuales, toda vez que a nivel constitucional, en Brasil no ha habido prohibición alguna para celebrar contratos, como sí lo fue en el caso de México. En este rubro destacan los Contratos de Servicios Ampliados, usados durante la década de los setenta, los cuales eran una subespecie de los contratos riesgo. Lo anterior dio pie a celebrar contratos híbridos que fusionaban los modelos internacionales, creando una figura contractual de vanguardia en América Latina al limitarse a contratar servicios sin poner en riesgo al monopolio petrolero estatal.¹⁰⁸

Más tarde, Petrobras comenzó a expandir sus actividades a otros países y buscó socios comerciales. Este es un punto esencial que marca una diferencia radical entre esta

¹⁰⁷ Ibid., P. 74

¹⁰⁸ Ibid., P. 86

empresa y el modelo operativo de Pemex, que en cierta manera siempre se desarrolló de manera aislada. Entre los hitos de las actividades de Petrobras en el extranjero, destaca el descubrimiento del campo gigante Majnoon en Irak. Asimismo, comenzó actividades en aguas profundas desde la década de los ochenta. Actualmente tiene operaciones en 30 países y está presente, mediante coinversiones para el desarrollo de yacimientos, en Angola, Argentina, Bolivia, Colombia, Estados Unidos, Guinea Ecuatorial, Nigeria y Trinidad y Tobago. Desde su apertura ha aumentado sus reservas y su producción. Más aún, el apoyo al desarrollo científico y tecnológico fue una constante ejercida a través del CENEPES (Centro de Pesquisa e Desenvolvimento de Petrobrás, una institución que colaboraba con la iniciativa privada y con universidades locales e internacionales.¹⁰⁹

Para los años noventa, el Estado brasileño deja atrás actividades como prestador de servicios para tomar el papel únicamente de vigilante, al aprobar la reforma constitucional número nueve, seguida por la Ley de Concesiones de 1995. Este fue el cambio más radical que tuvo el marco jurídico en materia de hidrocarburos en Brasil. Dicha modificación fue totalmente viable debido a que durante los 50 años anteriores, Petrobras obtuvo una gran capacidad de ejecución, así como experiencia técnica y contractual a nivel internacional.¹¹⁰

En 1997 se expidió la Ley 9,478 que define las políticas para el aprovechamiento racional de los recursos energéticos. Por virtud de esta ley, Petrobras se desvinculó del gobierno y comenzó a operar como una empresa y no como parte del aparato gubernamental. El monopolio petrolero comienza a flexibilizarse y Petrobras se transforma en un ente sujeto a las condiciones de la concesión otorgada por el Estado brasileño, en términos iguales a los del resto de los concesionarios. De esta manera, la empresa nacional comienza a competir bajo las mismas normas con otras compañías, y se sujeta a las condiciones de la concesión mediante procesos competitivos de concurso público.¹¹¹

En contraste, a pesar de que Pemex tiene una excelente capacidad de ejecución en los yacimientos en que opera, el reto de iniciar operaciones en áreas de mayor complejidad, como es el caso de aguas profundas (tirante de agua mayor a 1000 metros de profundidad), y compitiendo con empresas internacionales que tienen una experiencia mucho más sólida, implica que la empresa estatal se coloque en un plano de desventaja competitiva desde un inicio.

¹⁰⁹ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ...* Op. Cit., P. 21

¹¹⁰ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 87

¹¹¹ Idem.

El Estado brasileño percibe bonos por las concesiones de exploración y producción de petróleo o gas natural. Adicionalmente recibe regalías por la asignación, las cuales incluyen pagos extraordinarios en casos de que haya grandes volúmenes de producción o una alta rentabilidad. Percibe también el impuesto sobre la renta y el impuesto general de actividades económicas. Los propietarios de tierras reciben como compensación un pago anual por la ocupación o retención del área asignada.¹¹²

Hasta la fecha, en Brasil se han efectuado nueve rondas de licitaciones, y se han celebrado 71 concesiones con diversas empresas (36 son brasileñas) en un área de 21 mil kilómetros cuadrados, en los cuales se encuentran 615 bloques de exploración con un total de 277 campos en etapa de producción.¹¹³

Asimismo, Petrobras perfora a casi dos mil metros de tirante de agua, hecho que la coloca como líder mundial para la explotación en aguas profundas. Si hay que tener algo muy claro, es que el gobierno brasileño siempre busca tener un mayor control sobre sus riquezas de crudo. La muestra de esto es el hecho de que Petrobras, sola o en asociación con otras empresas internacionales, ha sido la principal ganadora en todas las rondas de licitación. Muy importante es también señalar que la reforma petrolera de 2009 estableció que Petrobras será el único operador de los nuevos campos en el océano Atlántico, llamados Subsal, los cuales tienen reservas estimadas de más de 50 mil millones de barriles de crudo. Sin embargo, para este caso, el gobierno de Brasil estudia un cambio de régimen contractual y fiscal que maximice la renta del Estado, apuntando a que posiblemente haya una transición hacia los Contratos de Producción Compartida. Esta reforma establece también que Petrobras tendrá un mínimo del 30% de participación en todos los futuros proyectos Subsal.¹¹⁴

B. Noruega

Noruega es también un caso favorito para ilustrar el éxito de un esquema de industria de Estado, que utiliza concesiones como forma de negociación. De los países de Europa Occidental, Noruega es el segundo en producción y exportación de petróleo y es segundo únicamente a Holanda en la producción y exportación de gas natural. Es un país que en cuatro décadas pasó de no tener reservas petroleras y ninguna experiencia en el sector, a convertirse en uno de los mayores exportadores de petróleo y gas natural, así como en

¹¹² Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ... Op. Cit.*, P. 20

¹¹³ Grunstein, *De la caverna ... Op. Cit.*, P. 90

¹¹⁴ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México ... Op. Cit.*, P. 21

proveedor internacional de productos y soluciones de punta para la industria petrolera. Los beneficios económicos y comerciales generados por las actividades petroleras se han transferido a la sociedad, al mismo tiempo que se han ahorrado cuantiosos recursos financieros para las futuras generaciones. En breve, desde el inicio del proceso Noruega ha mantenido la soberanía y el pleno control sobre sus recursos¹¹⁵.

Una de las claves del éxito de Noruega ha sido el diseño de un conjunto institucional integral, y también la estructura y organización de su política petrolera. Desde 1972 se constituyó la empresa estatal Statoil y el ente regulador conocido como el Directorado Noruego del Petróleo, el cual es un órgano autónomo con profundo conocimiento del potencial de la plataforma continental noruega; evalúa la viabilidad técnica y económica de los proyectos; otorga permisos de producción y supervisa los trabajos. Se ha realizado una adecuada delimitación de responsabilidades entre las funciones de política, regulación y operación, a cargo del Ministerio, el Directorado y la empresa estatal. El Parlamento determina las áreas que pueden ser exploradas y el gobierno otorga las licencias correspondientes. Esta delimitación es eficaz pues el gobierno no interfiere en la gestión y administración cotidiana de la empresa.¹¹⁶

Son diversos los puntos que caracterizan a las concesiones noruegas, entre ellos destacan que al igual que en Reino Unido, las concesiones pueden ser de exploración o de producción. Las primeras se otorgan por un plazo de tres años, mientras que las segundas son otorgadas por seis años y renovables hasta por otros treinta por el 50% del área concesionada. Asimismo, los interesados en una concesión deben detallar el plan de trabajo en el bloque de interés, incluyendo una red sísmica y un número de pozos por bloque a ser perforados. Antes de abrir las actividades petroleras en una región, el gobierno efectúa una evaluación de los impactos medioambientales, sociales y económicos. En este punto destaca el papel de las autoridades locales y las partes sociales, ya que son estas las que aceptan o rechazan la evaluación, y de ser aceptada, el Parlamento permite al gobierno realizar la ronda de licitaciones correspondientes, permitiendo participar únicamente a empresas precalificadas.¹¹⁷

Otro punto es que la empresa concesionada por el gobierno noruego soporta la totalidad del riesgo del proyecto hasta la determinación de un hallazgo comercial, momento a partir del cual Statoil se obliga a cubrir los costos, a cambio de un porcentaje

¹¹⁵ "El modelo Petrolero Noruego y sus Beneficios", en *Regulación Energética Contemporánea. Temas Selectos*. Josefina Cortés, Miriam Grunstein (eds.) México, Porrúa, 2009, P. 27

¹¹⁶ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit., P. 14

¹¹⁷ Ibidem, P. 15

de la producción. Así Statoil participa de la producción pero también participa de los costos, siempre y cuando la producción permita su recuperación en un 50%.¹¹⁸ Al igual que en los procesos de licitación de concesiones en Brasil, Statoil tiene que competir en condiciones muy similares con otras empresas petroleras, aunque también es necesario mencionar que desde la creación de Statoil, además de compañías petroleras extranjeras, ya existían empresas privadas noruegas, particularmente Norsk Hydro y Saga. Así, desde un principio Statoil tuvo que operar bajo la presión de un entorno de competencia.¹¹⁹ Lo anterior es un indicador de la escasa viabilidad al querer establecer que Pemex podrá experimentar una situación similar a la del modelo noruego, si no ha tenido la experiencia necesaria para competir en un mercado abierto.

El sistema noruego es visto como un ejemplo de éxito del Estado, no únicamente como autoridad, sino en calidad de negociador y empresario. Cabe mencionar que las concesiones en Noruega no varían en mucho de las que se usan en otros países sino que su esquema institucional es el que permite un óptimo aprovechamiento de la renta petrolera. Algo que caracteriza a Noruega por su forma de hacer negocios a través de las concesiones es también que el gobierno ha alentado, y a veces obligado, a las empresas concesionarias a formar empresas conjuntas (Joint Ventures) con las empresas estatales. De esta manera, no solamente se ha conseguido tener un alto crecimiento económico sino que adicionalmente, mediante distintos programas de políticas públicas, el gobierno ha logrado tener un mayor control de los trabajos de exploración y producción; ha logrado obtener una participación en las ganancias de las mismas, así como acceder a información, y muy importante, a la experiencia que el trabajo conjunto con empresas altamente capacitadas de la industria, deja al personal nacional.¹²⁰

En relación a lo anterior, en el caso de México, se estableció en el artículo 16 de la Ley de Hidrocarburos que dentro de los lineamientos para la licitación de Contratos para la Exploración y Extracción que determine la Secretaría de Energía, se podrá incluir una participación del Estado Mexicano, a través de Pemex o de cualquier otra empresa productiva del Estado, siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones, entre ellas que el área contractual coexista con otra asignada a Pemex; o cuando existan oportunidades para impulsar la transferencia de conocimiento y tecnología para el desarrollo de las capacidades de Pemex. Sin embargo, aunque las condiciones anteriores se cumplan, el mismo artículo establece que la participación del Estado no podrá exceder del treinta por

¹¹⁸ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 82-83

¹¹⁹ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit., P. 16

¹²⁰ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 83-84

ciento de la inversión del proyecto. Asimismo, Pemex tendrá una participación obligatoria de al menos veinte por ciento cuando se trate de áreas contractuales en las que exista la posibilidad de encontrar yacimientos transfronterizos.

C. Reino Unido

Durante la década de los setenta, Reino Unido tuvo un modelo encaminado a fomentar la participación del gobierno en la industria petrolera, para lo cual se constituyó la British National Oil Corporation (BNOC). El objetivo era lograr una participación en todos los campos comerciales, sin embargo, esto no se cumplió totalmente. Más tarde, en los años ochenta, este modelo cesó cuando el gobierno de Margaret Thatcher instauró un modelo económico con predominancia privada y aperturista. Las acciones de la BNOC fueron transferidas a Britoil, actual subsidiaria de la empresa privada British Petroleum, la tercera petrolera más grande del mundo.¹²¹

Actualmente, las condiciones de las concesiones de Reino Unido se basan en cláusulas modelo preestablecidas en la regulación. Estas cláusulas varían dependiendo del tipo de concesión, ya sea para proyectos costa afuera o tierra adentro. En ambos casos, la concesión que autoriza a las empresas a explorar es independiente de la que se usa para producir; y ni siquiera implica el derecho de preferencia para producir, aun cuando los resultados de la exploración arrojen reservas potencialmente productivas. De esta manera se logra un mayor control sobre los programas de trabajo, al evitar que la empresa se sienta demasiado cómoda al ser provista con derechos exclusivos tanto en la exploración como en la producción.¹²²

En este modelo el gobierno es el dueño de los yacimientos en el Mar del Norte y asigna concesiones a través de subastas por bloques con secuencias de profundidades, es decir, de menor a mayor profundidad. Estas subastas son públicas y programadas. La concesión es otorgada a la compañía que presente el mejor plan de desarrollo, posteriormente viene la subasta para su explotación. También se establecen restricciones para evitar que las compañías monopolicen las actividades de producción.¹²³

Dos cuestiones fundamentales en las concesiones, para cualquier país, son la duración que tendrán y los mecanismos de control. En Reino Unido, la duración de las concesiones de producción ha variado dependiendo de las distintas rondas de licitaciones

¹²¹ Ibid., PP. 75-76

¹²² Ibid., P. 77

¹²³ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit., P. 18

públicas en que las han otorgado. Lo que es evidente es que las fases se han fraccionado y reducido, debido a que se busca que estas medidas sirvan para garantizar la eficiencia de los proyectos. El control por parte del Estado es también un punto que al hablar de concesiones es indispensable, toda vez que el sistema de concesiones primigenio se caracterizó por una total pérdida de control estatal. Bajo el sistema de Reino Unido, el gobierno retiene amplios controles sobre la ejecución de los trabajos. Dichos controles consisten, por ejemplo, en la obligación de las empresas de entregar informes detallados sobre los trabajos, además de que deben permitir el acceso a sus instalaciones y equipos a personas autorizadas por el gobierno, dentro de una periodicidad razonable. En la nueva legislación secundaria de la reforma energética, el artículo 47, fracción VII, de la Ley de Hidrocarburos establece esta obligación para los contratistas.

La concesión puede ser revocada por diversas razones, entre ellas están el retraso en el pago de impuestos y/o regalías al gobierno; por el incumplimiento de las condiciones; y en general, por el incumplimiento de los programas de trabajo, entre otras. En la Ley de Hidrocarburos mexicana, el artículo 20 aborda las causas graves por las que se puede rescindir un contrato, adicionales a las pactadas en el mismo. La amenaza de revocación ha sido sumamente eficaz en Reino Unido porque las cláusulas de revocación están acompañadas de un marco jurídico institucional que las puede hacer valer. En contraste, es necesario cuestionar si en el caso mexicano, la reforma energética ha incluido un marco jurídico sólido que evite que estas cláusulas puedan ser contraindicadas, es decir, que la amenaza de revocación sea utilizada como medida de presión política o de extorsión económica en contra de las empresas, o caso contrario, que la regulación no sea lo suficientemente fuerte para evitar actos de corrupción que generen un status en el que las empresas puedan incumplir sabiendo que una revocación será difícil de llevar a cabo.¹²⁴

Tratándose de su sistema tributario, éste es denso en tributos aduaneros, impuestos al valor agregado e impuestos locales. Además, existe un impuesto corporativo, para las empresas que residen en Reino Unido, y también para las subsidiarias de empresas no residentes en el mismo, gravable con base en los ingresos globales y las ganancias capitales. Importante también es el sistema de bordeamiento (ring fencing) que prohíbe que transfieran pérdidas a los ingresos derivados de la producción petrolera en dicho país.¹²⁵ El gobierno cobra impuestos sobre la producción y se queda con un porcentaje

¹²⁴ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 79

¹²⁵ *Ibidem.*, P. 81

de las ganancias. Este sistema le ha permitido mantener una producción de 2 millones de barriles diarios de petróleo durante tres décadas, en áreas geológicas difíciles y en condiciones extremas de clima y de producción en el Mar del Norte.¹²⁶

¹²⁶ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit., P. 18

CAPÍTULO III. CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

3.1 Contratos de Producción Compartida y de Utilidad Compartida.

Es necesario aclarar previamente que a continuación se analizarán los Contratos de Producción Compartida, englobando en ellos a los Contratos de Utilidad Compartida por el hecho de que los segundos son una variante de los primeros. Esta variante consiste en la forma de efectuar la contraprestación al contratista.

Al respecto, los artículos 11 y 12 de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos establecen cómo se efectuarán las contraprestaciones en ambos tipos de contratos.

Artículo 11.- Los Contratos de utilidad compartida establecerán las siguientes Contraprestaciones:

I. A favor del Estado Mexicano:

- a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;
- b) Las Regalías determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y
- c) Una Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa, y

II. A favor del Contratista:

- a) La recuperación de los costos, sujeto a lo establecido en el artículo 16, y
- b) Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir la Contraprestación a favor del Estado señalada en el inciso c) de la fracción I anterior.

En los Contratos de utilidad compartida, los Contratistas entregarán la totalidad de la Producción Contractual al Comercializador, el cual entregará los ingresos producto de la comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo.

El Fondo Mexicano del Petróleo conservará las Contraprestaciones que correspondan al Estado, y pagará al Contratista las Contraprestaciones que en su caso le correspondan cada Periodo conforme se señale en el Contrato.

Artículo 12.- Los Contratos de producción compartida establecerán las siguientes Contraprestaciones:

I. A favor del Estado Mexicano:

- a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;
- b) Las Regalías determinadas conforme el artículo 24 de esta Ley, y
- c) Una Contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa, y

II. A favor del Contratista:

- a) La recuperación de los costos, sujeto a lo establecido en el artículo 16, y
- b) Una Contraprestación que será el remanente de la Utilidad Operativa después de cubrir la Contraprestación a favor del Estado señalada en el inciso c) de la fracción I anterior.

Conforme a la naturaleza de los Contratos de producción compartida, las Contraprestaciones establecidas en la fracción II de este artículo se pagarán al

Contratista en especie, con una proporción de la Producción Contractual de Hidrocarburos que sea equivalente al valor de dichas Contraprestaciones. Del mismo modo se entregarán al Estado las Contraprestaciones establecidas en la fracción I, incisos b) y c) de este artículo.

El Estado determinará en el Contrato las Contraprestaciones que el Contratista deberá entregar en especie al Comercializador, el cual entregará los ingresos producto de su comercialización al Fondo Mexicano del Petróleo en cada Periodo, conforme se señale en el Contrato.

Tomando en cuenta lo anterior, la única diferencia existente entre ambas modalidades es que en la de producción compartida, la retribución al contratista se efectúa en especie, mientras que en la modalidad de utilidad compartida se efectúa en efectivo. En las páginas subsiguientes se analiza la naturaleza de los Contratos de Producción Compartida como figura genérica.

3.2 Los Contratos de Producción Compartida (CPC) en el mundo

Los contratos de producción compartida que en breve comenzarán a utilizarse en México no son una modalidad novedosa de contratación.

Recientemente el discurso oficial se ha empeñado en sostener que la apertura del sector energético a la industria privada representará una oportunidad única de crecimiento económico para México, sin embargo, crear un mercado de libre competencia no implicará que el esperado crecimiento tenga lugar si no se cuidan los detalles primordiales, entre ellos la forma en que se llevan a cabo las contrataciones entre el Estado y las empresas, desde el procedimiento de asignación de los contratos hasta su finiquito.

Por vez primera, México comenzará a implementar este tipo de instrumentos jurídicos que en otros países como Argelia, China, India, Indonesia, Cuba, Egipto, Qatar, Rusia, entre otros, se han venido utilizando desde hace más de cincuenta años. Resulta útil asomarse a la experiencia de algunos de estos países para determinar qué tan viables han sido este tipo de contratos y qué lecciones se pueden aprender de ellos.

En el caso de Indonesia, su empresa nacional de hidrocarburos, Pertamina, fue creada en 1971 y transformada en el 2003 con el fin de hacerla una entidad más competitiva y eficiente. Para adjudicar los contratos, se hacen públicas las áreas que se piensan operar bajo un CPC y, una vez conocidos los interesados, se negocia con ellos de manera directa.

En el año 2001 se estableció la entidad pública reguladora de las actividades de exploración y producción llamada BP Migas, responsable de llevar a cabo el proceso de asignación y suscripción de contratos de producción compartida; un rol equivalente al que comenzará a ejercer la Comisión Nacional de Hidrocarburos en México. Sin embargo, al establecerse que un 85% de la producción correspondería al gobierno, sus contratos desincentivaron en gran manera las actividades de exploración y de inversión, propiciando un declive de la producción.¹²⁷

Adicionalmente, el hecho de que su empresa estatal actuara únicamente como supervisor, sin involucrarse en las operaciones, implicó que no obtuviera la experiencia técnica y operativa necesaria en los procesos de exploración y producción, reduciendo consecuentemente de manera drástica su participación en la producción de petróleo, al pasar a un 10% de la producción total y convirtiéndose en 2010 en un importador neto de petróleo.¹²⁸

Desde los años 50 del siglo XX se vino consolidando una ideología de reivindicación de los recursos naturales a sus Estados propietarios¹²⁹. La nacionalización del petróleo en México en 1938 fue un antecedente histórico en la toma de control de los países productores sobre sus reservas de hidrocarburos en el decenio de 1970. El éxito de este cambio de control se refleja en que actualmente alrededor del 90 por ciento de las reservas de petróleo y gas en el mundo, así como el 75 por ciento de la producción, están bajo control de gobiernos y empresas estatales. Se estima que el 60 por ciento de las reservas de hidrocarburos aún por descubrir se encuentran en países con compañías nacionales dominantes.¹³⁰

La nacionalización del petróleo en México fue también un paradigma en América Latina. En el caso de Venezuela, las empresas fueron forzadas a compartir el 50% de la producción, además de tener que aceptar al Estado como socio de los proyectos en las concesiones. Otros países intentaron replicar este modelo, aunque a veces sin mayor éxito. No obstante, las negociaciones en torno a la explotación de los hidrocarburos comenzaron a dar un giro a favor de los Estados. Las concesiones, que por más de medio siglo habían sido el esquema tradicional de contratación entre los Estados y las empresas

¹²⁷ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit., P. 24

¹²⁸ Ibidem, P. 25

¹²⁹ Ver Resolución 1803 (XVII), del 14 de diciembre de 1962 de la Organización de las Naciones Unidas.

¹³⁰ Silvana Tordo, Brandon y Nora Arfaa, *National Oil Companies and Value Creation*, World Bank Working Paper 218, 2011, P. XI

petroleras, serían desplazadas en numerosos casos por los ahora llamados contratos de producción compartida.

Los Contratos de Producción Compartida han sido uno de los instrumentos jurídicos y de negociación más utilizados en la industria petrolera aproximadamente desde la segunda mitad del siglo XX. En realidad no hay acuerdo unánime sobre su origen, ya que diversos tipos de contratos para compartir la producción petrolera se dieron en varios países casi de manera simultánea durante los años 50, principalmente en Indonesia, Venezuela y más tarde en Bolivia. En el caso de Indonesia, el CPC celebrado entre IAPCO y Pertamina, su empresa petrolera nacional, en 1966, se convertiría en el patrón más replicado posteriormente por distintos Estados y empresas petroleras.¹³¹ En cuanto a su forma jurídica, tienen una considerable similitud con los contratos de aparcería rural, en el sentido de que el dueño aporta la tierra, mientras que el aparcerero produce la cosecha y entre ambos la comparten.

El CPC establece que la propiedad de los recursos naturales corresponde al Estado pero al mismo tiempo permite a empresas privadas operar el desarrollo del campo petrolero.¹³² A pesar de que estos contratos no conceden derechos de propiedad, han sido el medio por el cual las empresas privadas incrementan su base de reservas, ya que su participación de las reservas se refleja en sus balances, lo cual tiene relevancia para la obtención de financiamiento y la valoración de la empresa en los mercados financieros.¹³³

En el artículo 45 de la Ley de Hidrocarburos se estableció que los contratistas tendrán derecho a reportar, para efectos contables y financieros, el contrato que se les adjudique, así como los beneficios esperados del mismo, siempre y cuando se afirme en dicho contrato, de manera expresa, que los hidrocarburos en el subsuelo son propiedad del Estado Mexicano.

Como el Estado es propietario del proyecto y el inversionista es contratado para explorar y producir petróleo, el gobierno necesita a un representante de sus intereses que administre los contratos y apruebe los planes de trabajo e inversión. En la mayoría de países, la compañía nacional representa este papel, pero esta función también puede estar a cargo del regulador. Uno de los factores determinantes en el diseño de los CPC es la decisión del Estado de mantener la propiedad de los recursos, lo cual fue contemplado en la Ley de Hidrocarburos, al establecer en su artículo 11 que los Contratos para la Exploración y Extracción establecerán invariablemente que los hidrocarburos en el

¹³¹ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit. PP. 98-99

¹³² Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit. P. 68

¹³³ Ortega Lomelín, *El Petróleo en México...* Op. Cit. P. 23

subsuelo son propiedad de la Nación. También el momento de la transferencia de la propiedad de los mismos es uno de los principales puntos de este tipo de contratación.¹³⁴

El contratista que opera bajo un CPC no es dueño de nada hasta el momento en que el Estado lo retribuye con un porcentaje de la producción, fijado de acuerdo con un precio previamente pactado en el contrato. Lo que genera el CPC a favor del contratista es un derecho de crédito oponible contra el Estado contratante, consistente en un porcentaje de la producción.¹³⁵

Cualquier CPC puede ser celebrado entre dos empresas petroleras sin que necesariamente participe un Estado o su empresa petrolera nacional, no obstante, en este caso analizamos las características del CPC desde la perspectiva del Estado, por ser esta investigación concerniente a la reforma energética mexicana.

3.3 Ventajas y desventajas para el Estado

Todos los riesgos financieros y operativos son afrontados por las empresas petroleras. El Estado no sufre pérdidas si un proyecto de exploración o desarrollo resulta sin éxito. En este caso, el Estado tiene la ventaja de compartir cualquier beneficio potencial sin tener que invertir, a menos que acceda a hacerlo.

Regularmente, un gobierno tiene considerablemente menos información y conocimiento técnico y comercial que las compañías petroleras. Más aún, si el gobierno obtendrá una porción significativa de su compensación directamente a través de las ganancias, el CPC pone al gobierno en conflicto consigo mismo, ya que también tiene que equilibrar la búsqueda de ganancias con la aplicación de la legislación ambiental y otras regulaciones. Al mismo tiempo, considerando la naturaleza contractual de un CPC, es más fácil que las compañías petroleras violen una provisión contractual que una ley o un reglamento. La parte que incumple su obligación será requerida únicamente para aclarar su comportamiento; tal vez incluso para pagar daños. Sólo un caso de violación grave al clausulado del contrato puede ser motivo de una rescisión.¹³⁶ Como se explicó en páginas anteriores, adicionalmente a lo que se establezca en las causales de terminación y rescisión de los contratos que se celebren entre el Estado Mexicano y empresas privadas, el artículo 20 de la Ley de Hidrocarburos hace mención de siete causas graves por las

¹³⁴ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 96

¹³⁵ Ibidem, PP. 97-98

¹³⁶ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 71

que el Ejecutivo Federal, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, podrá rescindir administrativamente los contratos y recuperar el área contractual en cuestión.

3.4 Características generales de los Contratos de Producción Compartida

La complejidad de un CPC depende de cuan detallado sea el marco jurídico que el Estado tiene al respecto. Si un país no cuenta con una legislación básica para regular operaciones petroleras, las cuestiones normalmente tratadas por esa ley, tendrán que ser implementadas en el CPC. Así, mientras más laxa sea la legislación, más puntos deberán ser cubiertos y especificados en el CPC.¹³⁷

- Regularmente, la empresa es la contratista exclusiva del Estado para llevar a cabo las operaciones petroleras en un área y por un tiempo determinados.¹³⁸ En el caso de México, el artículo 13 de la Ley de Hidrocarburos establece que este procedimiento de adjudicación será llevado a cabo por la Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- El contratista opera bajo su propio riesgo y costos, pero bajo control del Estado.
- De haber producción, esta pertenece al Estado, exceptuando el porcentaje de producción debido al contratista por concepto de recuperación de costos y de división de ganancias.
- La empresa tiene derecho a recuperar costos tasados mediante la producción proveniente del área objeto del contrato. Esto se debe a que la empresa soporta la totalidad del riesgo de no encontrar reservas comerciales.
- Efectuada la recuperación de costos, el balance de la producción es dividido, de acuerdo con un porcentaje pactado previamente entre la empresa y el Estado.
- Los ingresos netos de la empresa son gravables, salvo que el CPC establezca lo contrario.
- Las instalaciones y equipos son propiedad del Estado.

¹³⁷ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 69

¹³⁸ En países como Omán, Qatar, Siria, Kasajstán, Trinidad y Tobago, Gabón y la Costa de Marfil, tienen un esquema de contratación que busca crear una división entre la empresa estatal y los actos de administración de recursos consistentes en la celebración de contratos. Por tanto, en estos países los CPC son celebrados entre las empresas y el gobierno mismo, sin intervención de la empresa del Estado. En este caso, la empresa estatal, en lugar de ser el concesionario preferente, es tan sólo una parte potencial en el contrato a celebrarse entre el Estado y la empresa operadora invitada. Un ejemplo es Indonesia, que en 2001 adoptó esta estrategia al promulgar una nueva ley de hidrocarburos que facultó a BP MIGAS, dependencia reguladora de Indonesia, a firmar los contratos más que a Pertamina, la empresa estatal.

- Al vencimiento del CPC, si lo requiere el Estado, el contratista tiene la obligación de desmantelar las instalaciones y equipos en el área tratada.
- El contrato debe estipular aspectos como: un programa de trabajo con una contribución monetaria mínima para este; la duración de las fases de exploración y desarrollo; y la división de los beneficios de la producción entre el contratista y la empresa estatal, si se lleva a cabo la producción.¹³⁹

3.5 Principales provisiones contractuales.

Tanto las concesiones-licencias como los CPC tienen ciertas provisiones en común enfocadas en las mismas cuestiones, aunque desde una perspectiva diferente. En las siguientes secciones se examinan algunas de las provisiones más comunes.

A. Las partes

Las partes en cualquier contrato deben ser examinadas cuidadosamente, especialmente cuando son de distintos países y cuando una de ellas es un gobierno o institución pública, como sucede en el caso de México. Si el Estado es directamente parte en un contrato, entonces tendrá responsabilidad ilimitada. No obstante, puede limitar su responsabilidad al colocar a una de sus empresas nacionales como parte contractual.¹⁴⁰ Continuamente hay confusión entre aquellas entidades relacionadas, pero separadas, donde la empresa estatal es considerada como la rama ejecutiva del gobierno. Por ejemplo, si el Estado accede a proveer suficiente energía eléctrica para un proyecto, en caso de incumplimiento, puede incurrir en responsabilidad, pero si es la empresa nacional de electricidad, incluso siendo en su totalidad del gobierno, la que se obliga a proveer la energía, entonces solamente ésta será responsable por un incumplimiento, y solamente sus activos pueden ser utilizados para cubrir los gastos de compensación. Por tanto, el Estado debería separar sus actividades comerciales de sus funciones gubernamentales o regulatorias. No debería asumir una responsabilidad contractual para así poder ejercer sus funciones de regulación.

En el caso opuesto, una compañía petrolera que sea socia bajo cualquier acuerdo con un Estado, normalmente crea una subsidiaria para que sirva como parte en el contrato. Este tipo de subsidiaria tendrá limitaciones, y no podrá disponer de los recursos

¹³⁹ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 100-101

¹⁴⁰ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 74

financieros de la matriz para poder cumplir sus compromisos, especialmente aquellos que resulten en caso de contaminación ambiental. En este caso, el Estado debería requerir una garantía a la empresa matriz de la subsidiaria para que de esta manera, tenga una contraparte contractual solvente con los recursos necesarios para cubrir responsabilidades potenciales.¹⁴¹

B. Plan de trabajo y mecanismos de control por parte del Estado

El control sobre los recursos materia de los contratos es también un elemento fundamental que va de la mano con el concepto de la propiedad. En el caso de muchos países en desarrollo, los CPC han hecho posibles objetivos antes pensados incompatibles: la consolidación de la empresa del Estado y la entrada de capitales privados al país. Para aspirar a tener control operativo, los países receptores deben contar con los conocimientos integrales relacionados con los proyectos de esta naturaleza. Por tanto, es común que dentro del clausulado de los CPC se incluyan obligaciones de capacitación de los nacionales para llevar a cabo los proyectos, más allá de una participación meramente frívola o auxiliar.¹⁴² Al respecto, el artículo 46 de la Ley de Hidrocarburos establece que el conjunto de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen en territorio nacional a través de Asignaciones y Contratos de Exploración y Extracción deberá alcanzar, en promedio, al menos treinta y cinco por ciento de contenido nacional, acotando que dicha meta excluirá la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas y ultra profundas, quedando a discreción de la Secretaría de Economía, con la opinión de la Secretaría de Energía, la meta de contenido nacional acorde a las características de dichas actividades. Esto significa un grado de incertidumbre que coloca en desventaja al beneficio nacional, tomando en cuenta que las reservas más grandes de hidrocarburos se encuentran en aguas profundas.

El nuevo marco jurídico mexicano establece el control por parte del Estado mediante la Secretaría de Energía y la Comisión Nacional de Hidrocarburos, que actúan como órganos reguladores, con fundamento en las facultades legalmente preestablecidas en la Ley de Hidrocarburos. De esta manera, el ámbito de control se circunscribe al de

¹⁴¹ Ibidem, P. 75

¹⁴² Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 106.

regulador, en una relación de tipo vertical en la que las funciones del Estado y contratista en cuanto al control son propias y específicas para Estado y empresa.

Es necesario demandar que en el caso de México, el Estado no sea meramente un vigilante y se acerque más a las operaciones. Aunque las leyes recientemente creadas, como la de hidrocarburos o la de ingresos sobre hidrocarburos, establecen las modalidades contractuales que se utilizarán, hasta el momento no se ha publicado ningún modelo de contrato de producción o utilidad compartida ni de licencia. En este caso, el desafío consistirá en diseñar un contrato que sea lo suficientemente atractivo para permitir la vinculación entre empresas dispuestas a una mayor imbricación con el Estado a través de Pemex, con el objetivo de que el control del proyecto pueda pasar más tarde a esta empresa estatal, tal como lo establecen la mayoría de los CPC.

Es útil distinguir los distintos niveles de control. Un nivel se manifiesta en la aprobación del programa de trabajo que presenta la empresa contratada. Mientras que el programa de trabajo es elaborado por la empresa, el Estado, por medio de un ministerio o de la empresa estatal, comúnmente aprueba el programa de trabajo de acuerdo con sus objetivos industriales y de política pública.¹⁴³

Un programa de trabajo detallando el plan de exploración o desarrollo por parte de la empresa puede ser turbio, ocultándose en ocasiones detrás de consideraciones técnicas y financieras, incluyendo cómo perforar en aguas profundas o zonas sísmicas. Desde ese punto, cuestiones concernientes a cómo proteger el medio ambiente también se convierten en un problema por considerar, en parte por el costo de instalar el equipo de protección necesario.¹⁴⁴ Frecuentemente una empresa petrolera pausará ciertos proyectos que resultan ser demasiado caros, especialmente comparados con otros que puedan estar desarrollando en una parte distinta del mundo. Por tanto, el Estado debería insistir en un plan de trabajo que especifique claramente y de manera exhaustiva las circunstancias bajo las que un proyecto pueda ser retrasado o incluso detenido, y las circunstancias por las que esto no sea permitido.¹⁴⁵

Más adelante, ya iniciados los trabajos, una manera de mantener control sobre el avance de los proyectos es mediante la presentación de informes detallados, con una periodicidad razonable, por parte de la empresa. De esta manera el Estado puede

¹⁴³ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 114

¹⁴⁴ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 77

¹⁴⁵ *Ibidem*, P. 78

conservar un control regulativo estrecho, como amerita el interés público de los proyectos sin ser invasivo en las actividades de la empresa.¹⁴⁶

C. Suministro de información al Estado.

La mayor parte de los contratos contiene la obligación de las empresas de entregar toda la información y datos obtenidos durante las operaciones petroleras con el fin de que el Estado esté en aptitud de monitorearlas. Estas cláusulas son importantes para determinar si las empresas están al corriente de sus obligaciones contractuales durante las etapas de exploración, desarrollo y producción, con algunas sub etapas entre ellas.¹⁴⁷

El Estado debe tener un marco jurídico e institucional de primer orden, mediante el cual se mitigue la problemática de la asimetría en la información. Una manera de mitigar la disparidad en el manejo de información es mediante arreglos comercialmente asociativos entre Estados y empresas.¹⁴⁸

D. Los compromisos de trabajo e inversión.

Por la volatilidad en el precio del crudo, las obligaciones del plan de trabajo consignadas en un contrato son puntos que deben ser tratados con cuidado tanto en la legislación como en los contratos, especialmente cuando se trate de proyectos localizados en países en desarrollo.¹⁴⁹ Recientemente los precios del crudo han disminuido considerablemente, por lo que este punto resulta crucial.

E. Las cláusulas de exploración, valuación, desarrollo y explotación. Duración de las etapas contractuales.

La mayor parte de los CPC tienen dos etapas definidas: una de exploración y desarrollo y otra de producción. La duración de la etapa de exploración dependerá de factores como la dificultad de lograr un descubrimiento en el área en cuestión, el tamaño del área contratada, las necesidades de inversión en el área y el tipo de tecnología necesaria para desarrollarla.¹⁵⁰

¹⁴⁶ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 111-112

¹⁴⁷ Ibidem, P. 116

¹⁴⁸ Ibidem, P. 117

¹⁴⁹ Ibidem, P. 121

¹⁵⁰ Ibidem, P. 123

Bajo ciertas circunstancias, una empresa podría buscar la postergación de las operaciones en un sitio específico y reservarse los terrenos para alejarlos de competidores posibles, aun contra los intereses del Estado. Es en la negociación de los contenidos de estas cláusulas donde pueden aflorar intereses divergentes entre las empresas y los Estados.¹⁵¹

En todo CPC necesariamente tendrán que figurar acuerdos como:

- El ritmo y extensión de los trabajos de exploración por área contratada
- La posibilidad de que el Estado participe como socio en el proyecto con la opción de ser apoyado por la empresa a lo largo de la fase de exploración.
- El derecho del Estado a un porcentaje de la producción en función a su aportación como socio.
- Los ingresos a que tendrá derecho el Estado mediante una variedad de fuentes como bonos, regalías, rentas e impuestos.
- Mecanismos de acceso a los mercados de hidrocarburos, nacionales y de exportación.
- Derramas de beneficios sociales.
- La posibilidad para el Estado de participar en actividades como el transporte, la refinación, y la comercialización de los hidrocarburos.

F. Fase de exploración.

La fase de exploración suele ser dividida en una serie de sub periodos con metas específicas que, si se cumplen, conducen a continuar con los trabajos de exploración; o de lo contrario resultan en la renuncia a los bloques (drill or drop). Esta subdivisión ha resultado eficaz pues suele incentivar mayores compromisos de trabajo por parte de las empresas.¹⁵²

La ejecución expedita de los trabajos ha requerido que los CPC contengan cláusulas de compromisos mínimos de trabajo (CMT), definidas para cada sub período. A grandes rasgos, el programa se estipula de la forma siguiente: inversión mínima; ejecución de unidades mínimas de trabajo (en número de kilómetros); número

¹⁵¹ Idem

¹⁵² Ibidem, P. 127

determinado de pozos exploratorios perforados a una profundidad mínima. A veces, el CMT, contiene ambos tipos de obligaciones: en inversión y en ejecución de trabajos.¹⁵³

G. Valuación de un descubrimiento y determinación de la comercialidad.

El crudo no tiene un valor inmanente sino un valor comercial, es decir, si los costos de extracción son tales que no permiten cierto nivel de renta, en relación con el valor comercial del barril, es mejor postergar o abandonar su explotación. Así, el primer pozo que evidencie un estrato contenedor de petróleo será considerado un descubrimiento pero ello no es determinante de que se trata de un campo comercial. Se requiere perforación adicional para determinar el tamaño, la naturaleza y la forma de las reservas. Al momento de hacerse un hallazgo, la empresa debe reportarlo al Estado para llevar a cabo una valuación comercial conforme a un programa de trabajo específico para tal efecto.¹⁵⁴

Luego de la valuación de un terreno, las empresas deben de llevar a cabo la determinación de la comercialidad del campo. Siempre se determina por campo y no por pozo. Muchos contratos dejan a la empresa la determinación de la comercialidad del campo, especialmente en los casos en los que se sumen los gastos del desarrollo y todos los riesgos asociados. Así, la empresa puede decidir no desarrollar el campo pues tiene acceso a crudo de menor costo en otros lugares. Esto puede ser una fuente profusa de conflictos entre la empresa y el Estado, ya que aunque el Estado sea dueño de los recursos, es la empresa la que asume los riesgos y costos.¹⁵⁵ Esto ha motivado a establecer parámetros para determinar la comercialidad, aunque no se ha llegado a un estándar concreto y éstos varían en cada CPC¹⁵⁶.

Este tipo de cláusulas deben elaborarse para garantizar que la valuación y la determinación de comercialidad sean llevadas a cabo con la flexibilidad suficiente para no atar de manos ni al Estado ni a la empresa a criterios predefinidos que en un momento dado, y por distintas circunstancias, ninguno de los dos esté dispuesto a adoptar.

¹⁵³ Ibidem., P. 128

¹⁵⁴ Ibidem, P. 129

¹⁵⁵ Ibidem, P. 130

¹⁵⁶ Un ejemplo es el CPC de Egipto, el cual define un pozo comercial como aquél que, después de haber sido objeto de pruebas por no más de 30 días, y de conformidad con las prácticas razonables de la industria, y previa la verificación del Estado, se determina con capacidad de producir 2 mil barriles por día.

H. Desarrollo y explotación.

Una característica de la industria petrolera es que demanda grandes inversiones antes de producir el primer barril de hidrocarburos y la inversión inicial se recupera en el largo plazo. A pesar de los avances tecnológicos y de análisis de información, enfrenta también una gran incertidumbre durante la exploración y desarrollo de un proyecto.

Antes de entrar a la etapa de producción, se requiere presentar el plan de producción y desarrollo al Estado para su aprobación, debiendo cubrir todos los aspectos técnicos, operativos, económicos, sociales y ambientales, incluyendo reservas estimadas y análisis de producción. También debe detallarse cómo la infraestructura y equipos serán removidos al cese de las operaciones.

-Eficiencia. Nodos de discrepancia entre el Estado y las empresas: El concepto de la “Máxima Tasa de Eficiencia” (MTE) puede tener distintas interpretaciones; las “mejores prácticas de la industria” no son un parámetro, lo que para alguno puede ser una mejor práctica no necesariamente lo es para otros.

-Duración. La duración de la autorización de explotación varía según la legislación y los contratos de cada país pero el promedio de esta fase cae dentro de un rango de entre 20 y 30 años, que pueden comenzar a contar desde la fecha de otorgamiento del permiso de explotación o a partir de la entrada en vigor del contrato. Por lo general, las prórrogas o las renovaciones de las autorizaciones de explotación son viables si las empresas demuestran que continuarán explotando un campo de forma rentable.¹⁵⁷

-Conservación. Los contratos nuevos someten a las empresas a criterios de mayor control en cuanto a los conceptos relacionados con la conservación de las reservas y su explotación sostenible. Existen consensos muy generales sobre las condiciones que indican la existencia de la conservación de petróleo, tanto para los Estados como para las empresas:

- Una tasa de producción sostenible sin desperdicio previsible.
- El máximo aprovechamiento económico proveniente de un reservorio petrolero.
- La protección de los derechos correlativos de aquéllos que tengan una participación común en un reservorio compartido.

-Desperdicio. El desperdicio puede entenderse como el uso impropio, ineficiente o la disipación de la energía del reservorio que causa que el petróleo brote a la superficie. En

¹⁵⁷ Ibidem, P. 134

los últimos años, este concepto ha trascendido al campo económico, enumerándose en el mismo, aspectos como la perforación de pozos innecesarios.¹⁵⁸

-*Abandono y desmantelamiento.* Un plan de desmantelamiento debe ser presentado al Estado antes de su implementación. Este puede acompañar el plan de desarrollo o puede ser elaborado una vez que se desarrolla un porcentaje del campo.¹⁵⁹

-*Garantías de cumplimiento.* Los Estados por lo general requerirán una garantía de cumplimiento, ya sea en la forma de una garantía corporativa incondicional emitida por la matriz de la subsidiaria que lleva a cabo los trabajos; o una carta de crédito emitida por un banco aceptable para ambas partes. Este es el mecanismo habitual para sujetar a las empresas al plan de trabajo propuesto por ellas y aprobado por el Estado.¹⁶⁰

I. División de la producción.

Tomando en cuenta que el Estado es normalmente el dueño de los recursos del subsuelo, éste está legitimado para quedarse con la mayor parte de la renta petrolera. Esta parte que le corresponde, depende de distintos factores, como lo son el riesgo financiero, comercial, político y ambiental que tal inversión represente para las compañías, así como los proyectos alternativos que pueden desarrollar en otras partes del mundo, y muy importante, el precio comercial del petróleo en el momento en que se realizan las negociaciones correspondientes. La rentabilidad de un proyecto puede hacer que la parte correspondiente al Estado se incremente. Así, cuando la inversión es exitosa, los ingresos del Estado pueden aumentar sin impactar negativamente los incentivos de las empresas a explorar y producir. Sin embargo, en la práctica resulta complicado diseñar un esquema fiscal que se ajuste perfectamente a la tasa de retorno obtenida sobre la inversión en un proyecto. Para determinar qué tan grande será la parte correspondiente al Estado, se deben tomar en cuenta las características particulares de cada yacimiento: si está en tierra o en agua; si se trata de aguas someras o aguas profundas; las características geológicas, entre otros puntos. Mientras más riesgo implique la inversión, más grandes serán los beneficios que pidan las empresas. Para el contratista, el pago con un porcentaje de la producción es la culminación de todo el proceso previo de derechos y obligaciones.¹⁶¹

¹⁵⁸ Ibidem, P. 136

¹⁵⁹ Idem

¹⁶⁰ Ibidem, P. 137

¹⁶¹ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., PP. 71-72

Existe una gran pluralidad de sistemas para dividir la producción. En este caso, se agrupan en dos categorías esenciales: el componente por costos y ganancias y el pago único para costos, gastos y ganancias.

Componente por costos y por ganancias. Éste ha sido el modelo más utilizado y replicado. La empresa primero percibe una parte de la producción llamada “crudo por costos”, sobre una base de los hidrocarburos producidos, para reembolsar sus costos y gastos. Esta parte a menudo tiene como límite un determinado porcentaje. En el caso de Indonesia, se había fijado en un 40% con un incremento posterior del 80% de los costos y en algunos casos excepcionales hasta del 100%. Después de recibir este porcentaje de la producción a cuenta de costos, la empresa recibe un porcentaje adicional del balance de producción correspondiente al pago por concepto de “crudo por ganancias”.¹⁶²

Pago único para costos, gastos y ganancias. Este método de división de la producción utilizado originalmente en el contrato utilizado en Perú, también fue implementado en Bolivia y Trinidad y Tobago. En este caso, las empresas reciben una cantidad única de la producción total del crudo como pago único para cubrir sus costos, gastos y ganancias. Una de las cuestiones más complicadas en los CPC ha sido relacionar y auditar los costos reembolsables. Por tanto, la consolidación global de los costos y ganancias en un solo pago se planteó como una solución para evitar conflictos entre Estados y empresas. Sin embargo, lo que ha hecho que este método de división sea menos utilizado que el primero, es que el pago de un porcentaje fijo de la producción, sin relación alguna con el precio del crudo o los costos incurridos por el contratista, le daba una bonanza inmerecida al contratista, como sucedió con el incremento brutal de los precios en los años 70.¹⁶³

J. Recuperación de costos

Además de los ingresos, los Estados también deben cuidar los costos. Pocos temas pueden resultar tan conflictivos como la recuperación de costos, pues éstos son muy altos y se concentran al inicio de un proyecto, pero se recuperan en el largo plazo. Las reglas para tratar los costos deben incluir aspectos como la depreciación, amortización, ingreso gravable y la delimitación contable de cada proyecto.

¹⁶² Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 139-140

¹⁶³ *Ibidem*, PP. 140-141

En un contrato de producción compartida la recuperación de costos proporciona un incentivo para que los inversionistas acumulen costos excesivos e incluirlos en el porcentaje de producción destinado a su recuperación. Un ejemplo es el caso de Kazajstán, en el que el gobierno y un consorcio liderado por la empresa italiana ENI se enfrentaron por sobrecostos e impuestos no pagados en 2007. Las estimaciones sobre el valor de los sobrecostos varía desde 20 mil millones de dólares hasta 136 mil millones para distintos periodos. El conflicto se resolvió en 2011 al incorporar al consorcio a la compañía nacional con 10 por ciento de las acciones.¹⁶⁴

Dado que la naturaleza de los CPC consiste en la realización de servicios de exploración y producción en los que el contratista asume la totalidad de los riesgos financieros, entonces el Estado debe compensar los costos en los que ha incurrido la empresa por extraer los recursos. Los costos son importantes para los ingresos del Estado ya que los impuestos que pagan las empresas están basados en las utilidades que obtienen. La manera en que las empresas contabilizan sus costos, determina qué utilidades reportarán. Por tanto, el esquema de recuperación de costos permite a las empresas recuperar sus gastos por medio de la recepción de un porcentaje de la producción. Por lo general, se fija un porcentaje máximo de la producción (30 a 50%) asignado para la recuperación de costos sobre una base mensual, trimestral o anual. En algunos CPC se pacta un sistema de tasa interna de retorno (TIR). En ellos no hay un límite para la recuperación de costos y, en algunos años, podría suceder que la empresa se lleve la producción entera, por lo que los Estados han diseñado mecanismos de protección que les garantiza un porcentaje mínimo de producción para un año determinado.¹⁶⁵

El resultado de los esfuerzos por maximizar la renta petrolera varía en cada jurisdicción. En promedio, los gobiernos tienden a recibir entre el 65 y el 85 por ciento de la renta petrolera.¹⁶⁶ El porcentaje de la renta que termina en el erario público varía dependiendo del tamaño de las reservas, las expectativas de descubrimientos y la rentabilidad de los proyectos.

Existen dos tipos de costos: los costos operativos actuales y los costos de inversión de capital. Los primeros son aquellos en los que la empresa incurre durante un año fiscal,

¹⁶⁴ Ghorst, Isabel, *Oil group secures Kazakh agreement*, The Financial Times, 14 de diciembre de 2011, disponible en <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/7e81ac82-2663-11e1-9ed3-00144feabdc0.html#axzz2vxBYTKNt>

¹⁶⁵ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit, P. 142

¹⁶⁶ International Monetary Fund, *Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation*, 2012, P. 6

y representan una deducción inmediata del ingreso neto y por tanto, una reducción de utilidades. Los costos de inversión de capital son a largo plazo y pueden depreciarse durante un determinado periodo de tiempo.¹⁶⁷ Desde la perspectiva del Estado, mientras más alta sea la depreciación y más prolongado sea su periodo, será mayor su participación en las utilidades en ese lapso. Opuestamente, una empresa buscará recuperar sus costos tan rápido como sea posible a través de una depreciación más acelerada. Así, los términos que las empresas usan para depreciar los bienes puede tener un impacto significativo en los ingresos del Estado.

La inversión de capital, ya sea para perforaciones u otras inversiones de larga duración o permanentes, es sumamente importante. Dado que son utilizables durante un periodo de tiempo prolongado, deberían ser depreciados o gastados a lo largo de ese periodo. Las empresas petroleras prefieren recuperar esos costos inmediatamente y gastarlos por completo durante el ejercicio fiscal en que se incurren para disminuir las utilidades del año en cuestión y pagar menos impuestos y utilidades al Estado. Si el Estado permite una depreciación rápida de la inversión de capital, una empresa petrolera tiene menos que perder si el Estado decide detener las operaciones. Después de todo, la empresa ya habrá recuperado la mayoría de sus costos.¹⁶⁸

La recuperación de costos también incide sobre el control del proyecto, sin soslayar que es el punto más conflictivo debido a la asimetría de información entre el Estado y el operador, lo cual ha dado lugar a una legislación compleja para definir los costos que pueden recuperarse. El caso de Indonesia en este sentido ha sido bien documentado. El contrato de producción compartida firmado en 1966 con IIAPCO incluye una cláusula administrativa que se ha mantenido desde entonces. Esta cláusula pone el control administrativo en manos de Pertamina y crea un nivel adicional sobre la responsabilidad administrativa del operador.¹⁶⁹

Una política de gastos detallada es sumamente necesaria en el contrato. Cada gasto es una cuestión distinta. Por ejemplo, ¿los bonos que se pagan a trabajadores de la empresa por laborar en un país extranjero son válidos? ¿importar un vino para los trabajadores provenientes de otro país es un gasto válido? ¿los pasajes aéreos deben limitarse a clase económica? Incluso cuestiones tan simples como las anteriores tienen que ser contempladas para evitar futuras controversias. Lo que las empresas incluyen

¹⁶⁷ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 76

¹⁶⁸ Idem.

¹⁶⁹ Tengku, Machmud, *The Indonesian Production Sharing Contract – An Investor's Perspective*, N.Y., Kluwer Law International, 2000, P. 13

como gastos puede implicar consecuencias negativas sobre las utilidades que obtenga el Estado. Un caso particular es el de Alaska, que ganó un litigio contra las prácticas de contabilidad de costos de las empresas petroleras, lo cual generó un ingreso adicional de 6 mil millones de dólares para este estado¹⁷⁰.

K. Precio

La forma en que se determina el precio de mercado de los hidrocarburos es crítica, toda vez que impacta directamente la compensación correspondiente al Estado, ya sea en forma de impuestos o de utilidades. El único método objetivo para calcular el precio de venta del petróleo es comenzando con el precio establecido por el mercado en la región en particular. Normalmente, un contrato debería especificar qué precios servirían como punto de referencia. Lo que nunca debería ser aceptado, es el precio pagado entre empresas relacionadas o consorcios porque ese precio está determinado internamente y no reflejará necesariamente las tarifas del mercado.¹⁷¹

Al hablar de empresas relacionadas, no se trata solamente de aquellas que son parcial o completamente propiedad de una misma compañía, sino que también puede ser una empresa que tiene lazos contractuales con la parte vendedora, los cuales no son necesariamente públicos. El peligro para el Estado que determina impuestos basados en lo que las empresas reportan como el precio del petróleo vendido a subsidiarias, es que este precio puede estar muy por debajo de los del mercado. Incluso una variación marginal en precio por barril puede hacer una diferencia considerable en los ingresos que reciba el Estado.¹⁷²

L. División de las ganancias

Después de la deducción de crudo por costos, la producción remanente se divide entre el Estado y la empresa. Esta porción se llama división del crudo por ganancias. Hay varias maneras de realizarla:

¹⁷⁰ Fineberg, Richard, *Securing the Take: Petroleum Litigation in Alaska*, en Svetlana Tsalik, *Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit?*, Open Society Institute, 2003, P. 37

¹⁷¹ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 79

¹⁷² Idem.

- a) Un porcentaje único puede ser utilizado para la división del crudo por ganancias, el cual generalmente otorga el equivalente del 85% al Estado y el 15% a la empresa (caso de Indonesia), cuando se incluyan los pagos de impuestos aplicables.¹⁷³
- b) La división de la producción se puede llevar a cabo antes de tasar impuestos y, en particular, el impuesto sobre la renta es pagado por el contratista por separado o se puede llevar a cabo una división progresiva basada en:
- Producción promedio diaria, según porciones definidas de producción; por ejemplo, 60% para el Estado y 40% para la empresa, hasta por una producción de 20 mil barriles diarios: 60% para la empresa y 35% para el Estado en una producción de 20 mil a 40 mil barriles diarios, etc., producidos durante un mes o trimestre específicos.
 - Producción acumulada, calculada desde el inicio de la producción hasta la fecha de determinación.
 - La rentabilidad efectiva del proyecto petrolero. Esta rentabilidad puede ser nominal o real y puede ser calculada desde el inicio de la vigencia del CPC hasta la fecha de determinación de rentabilidad.¹⁷⁴

En teoría, un régimen fiscal que se base en una división justa de las ganancias tendría mayores probabilidades de ser estable. Pero no existe una definición universal de lo que significa una división justa de la renta petrolera ni es posible conocer a priori toda la información necesaria para dividir la renta en un nivel óptimo, por ende, no existe un régimen fiscal perfecto ni aplicable a todas las circunstancias.¹⁷⁵

M. Pago de impuestos.

Las rentas de un yacimiento o pozo petrolero no pueden ser determinadas anticipadamente, por lo que una empresa se interesará no solamente por el impacto del régimen fiscal en general, sino también por la manera en que se implemente el pago de impuestos durante las diferentes etapas de actividad del yacimiento materia del contrato.

Una cuestión extremadamente importante es la forma en que se determinarán los impuestos. Aunque los ingresos obtenidos de la producción y venta de los hidrocarburos

¹⁷³ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 143

¹⁷⁴ Ibidem, P. 144

regularmente corresponden en su mayor parte al Estado, si éste aplica una alta tasa de impuestos, puede que las empresas se desalienten a invertir en el país para hacerlo en otros que ofrezcan mejores condiciones fiscales.¹⁷⁶ Este es el punto en el que puede haber más discordancias entre el Estado y la empresa. El diseño de un régimen fiscal inteligente y equilibrado en un contrato es una cuestión sumamente importante y delicada. Bajo el régimen de CPC las empresas deben pagar los impuestos de los ingresos que generen sus operaciones, los cuales incluyen, entre otros factores, las ganancias derivadas de su parte correspondiente en la producción.

Es igual que el impuesto sobre la renta sea incluido en la parte de su crudo por ganancias o que sea pagado por el Estado, siempre y cuando tal distinción no modifique el pago oportuno y el monto de los impuestos a pagar. La mayor parte de los Estados optan por una división calculada después de impuestos por ser más simple, clara y transparente. Las empresas, a su vez, prefieren una división de ganancias calculada antes de impuestos para tomar y vender más barriles y pagar impuestos en efectivo.¹⁷⁷

Hay diferentes tipos de impuestos que el Estado puede aplicar. Un ejemplo muy común es el impuesto sobre la renta. La autoridad fiscal obtiene información sobre la producción y volumen de ventas y del precio al que el producto es vendido y audita los gastos de la empresa. Las ventas de los hidrocarburos a una subsidiaria de la empresa en otro país, una práctica muy habitual de las empresas petroleras, pueden ser a precios menores o mayores de los que prevalecen en el mercado. En países que tienen una administración tributaria deficiente este tipo de transferencia de precios puede crear oportunidades de evasión de impuestos.¹⁷⁸

Otro tipo de contribución fiscal en materia de petróleo y gas, a cargo de las empresas, es la regalía, la cual consiste en un porcentaje del valor de la producción, aunque puede ser una tarifa determinada basada en el volumen de la misma. Los gobiernos usan este tipo de impuesto porque son fáciles de administrar, al no tener que esperar hasta que el proyecto sea rentable. Por otro lado, estos impuestos pueden ser ineficientes dado que son enfocados hacia la producción sin ninguna atención a las ganancias de la empresa. Cuando el proyecto no es competitivo ni rentable, el esquema de regalías puede desalentar futuras inversiones¹⁷⁹.

¹⁷⁶ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 76

¹⁷⁷ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 144-146

¹⁷⁸ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 77

¹⁷⁹ Idem

Los bonos son otra forma de ingreso cuya administración resulta sencilla. Un país puede requerir un pago único antes de que la empresa comience las actividades de exploración, o pagos continuos una vez que la producción alcance determinados niveles. Los bonos son pagos arreglados y no toman en cuenta el éxito del proyecto o su rentabilidad.¹⁸⁰

Noruega diseñó un sofisticado sistema que se adapta relativamente bien a la etapa de desarrollo del proyecto, y beneficia al Estado con una participación significativa de la renta petrolera. Su ingreso está basado en el impuesto ordinario (28 por ciento) además del impuesto especial sobre el petróleo (50 por ciento). Ambos impuestos se determinan atendiendo a las utilidades netas de la empresa, y todos los gastos relevantes para las actividades de la empresa son deducibles de impuestos. Debe notarse que Noruega tiene una extensa experiencia administrando un sistema tributario sobre actividades de extracción de recursos naturales.¹⁸¹

El cálculo de la carga fiscal bajo el esquema de licencias es relativamente más simple. En una licencia, los inversionistas son responsables por pagar impuestos especiales y corporativos. En ningún régimen fiscal, sean licencias o contratos de producción compartida, el Estado utiliza sólo una herramienta recaudatoria. La mayoría incluye bonos, regalías y algún tipo de impuesto a la renta (o ganancias excesivas) para obtener ingresos a lo largo de la vida de un proyecto. Los Estados también echan mano de instrumentos flexibles. Una medida común son las escalas variables¹⁸² para determinar las regalías y la división de producción. Los sistemas fiscales cuidan también de balancear los incentivos a la inversión con reglas para recuperar costos y deducciones. Con estas medidas se busca garantizar la estabilidad de los acuerdos.¹⁸³

N. Medio ambiente

Todos los gobiernos tienen la obligación de proteger su entorno natural. No obstante, aunque los estándares ambientales son contemplados en los CPC, en ocasiones las cláusulas pactadas pueden resultar ambiguas, concediendo a las empresas petroleras el derecho a interpretar, negociar o incluso vetar indirectamente los estándares ambientales.

¹⁸⁰ Idem

¹⁸¹ Idem

¹⁸² Los pagos al Estado se calculan en función de ciertas variables como al rentabilidad del proyecto, la dificultad de las operaciones, el precio de los hidrocarburos, el tamaño de las reservas o la variación de los costos.

¹⁸³ Quiroz, *El destino...* Op. Cit., P. 18

Por ejemplo, el CPC del proyecto principal de desarrollo petrolero de Arzebaiyán, permite a las empresas contratistas descargar emisiones al aire "de acuerdo a las mejores prácticas y estándares de la industria petrolera internacional"¹⁸⁴. La propia Ley de Hidrocarburos establece en su artículo 44, fracción I, que los planes de exploración se deberán efectuar bajo la observancia de las mejores prácticas a nivel internacional. El problema es que no hay parámetros fijos sobre qué se considera como "mejores prácticas".

El problema de la contaminación ambiental se intensifica cuando las empresas petroleras, con la intención de evitar la regulación ambiental estricta de un país, buscan otro con una legislación más laxa para por ejemplo, descargar sus desechos tóxicos.¹⁸⁵ Otra práctica común es que las compañías petroleras prefieren pagar una penalización relativamente baja por incumplimiento de estándares ambientales en vez de invertir en monitoreo y control de contaminación, cuyos costos suelen ser bastante elevados. Las multas y penalizaciones deben ser suficientemente altas para evitar ese tipo de prácticas. Mientras que algunos países como Alemania, aplican esto de manera estricta, otros países emplean menos requerimientos.¹⁸⁶

Las normas para prevenir y reaccionar en caso de accidentes deben incluir planes para rehabilitar áreas afectadas, mitigar cualquier efecto negativo en el medio ambiente o la sociedad, y asignar un claro costo financiero para los responsables. Para responder a contingencias o rehabilitar áreas debe existir un requisito legal para que el responsable destine fondos a un vehículo financiero para cumplir estos planes. Además, los reguladores deben contar con los recursos legales, técnicos y financieros para hacer cumplir la legislación y mantener actividades de monitoreo. El cumplimiento de las regulaciones debe involucrar también a los operadores de los proyectos y no descansar sólo en los reguladores.¹⁸⁷

En países como Estados Unidos y Noruega, las Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA) son tomadas seriamente. En Noruega, las evaluaciones además incluyen el impacto social sobre el patrimonio histórico y cultural. En todos los casos, las EIA deben ser aprobadas antes de permitirse el desarrollo o producción. En Noruega este es el punto más importante para la discusión pública de un proyecto y requiere la participación de

¹⁸⁴ *PSAs for Arzebaijan's main oil and gas fields*. Disponible en <http://www.caspiandevlopmentandexport.com>

¹⁸⁵ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 77

¹⁸⁶ *Ibidem*, P. 78

¹⁸⁷ World Bank, *Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines: A Toolkit to Assist Government Agencies*, World Bank Multi-Stakeholder Initiative, Marzo 2010.

comunidades potencialmente afectadas.¹⁸⁸ En Estados Unidos, después del derrame de crudo en el Golfo de México en 2010, la Agencia de Protección Ambiental (EPA por sus siglas en inglés) logró condenas con pagos de más de 4.5 mil millones de dólares por multas, restituciones y proyectos ambientales ordenadas por las Cortes; además de penas civiles por más de 1.1 mil millones de dólares y 3.7 mil millones de dólares para las comunidades afectadas por el derrame del Golfo de México. El fondo establecido por BP para responder a demandas de restitución fue de 20 mil millones de dólares.¹⁸⁹

Por lo anterior, no se trata solamente de determinar cómo se llevará a cabo la contratación entre el Estado mexicano y las empresas, sino que adicionalmente se deben cuestionar cuáles son las deficiencias en nuestra legislación ambiental y si esta es lo suficientemente estricta para permitir el ingreso de empresas que muchas veces observan comportamientos poco éticos.

Ñ. Cláusulas de estabilización

Las cláusulas de estabilización protegen a las empresas petroleras de cambios legislativos o gubernamentales que afecten cualquier término del contrato, garantizándoles una compensación de parte del Estado por cualquier incremento de costos debidos a futuros cambios legislativos, a menos que estén de acuerdo. Originalmente, las cláusulas de estabilización atendían a riesgos políticos específicos que pudieran afectar el contrato. En países en desarrollo, la principal preocupación era que el gobierno nacionalizara los activos del inversor o terminara el contrato por decisión unilateral.

Un ejemplo es el caso de Libia, cuando durante la década de los 70s se generaron varias disputas entre inversionistas extranjeros y el gobierno, después de la nacionalización de las compañías petroleras y sus propiedades en ese país. El tribunal de arbitraje concluyó que la decisión unilateral de Libia para nacionalizar las empresas petroleras fue una violación al contrato, lo cual generó responsabilidad al gobierno, obligándolo a compensar los daños.¹⁹⁰

Una cláusula de estabilización coloca a un Estado en extrema desventaja, ya que congela la situación legal y regulatoria del país por un periodo extendido y requiere al

¹⁸⁸ Ortega, *El Petróleo en México...* Op. Cit., P. 15

¹⁸⁹ Acciones de la EPA en 2013 relacionadas con las industrias petroleras, disponible en <http://www.epa.gov/enforcement/enforcement-annual-results-fiscal-year-fy-2013>

¹⁹⁰ Radon, *The ABC's of Petroleum...* Op. Cit., P. 78

gobierno pagar una compensación si los cambios afectan al inversionista. En este caso, es necesario preguntarse si al aceptar este tipo de cláusulas, el Estado está efectuando una limitación a su soberanía. La cláusula de estabilización debe ser detenidamente analizada desde la perspectiva del tiempo: ¿qué implica hoy y que implicará mañana?

3.6 Contratos de Servicios

En años recientes, algunos países productores de petróleo y gas natural han demostrado un creciente interés en adoptar contratos de servicios en lugar de contratos de producción compartida, concesiones o licencias en sus proyectos de exploración y desarrollo de petróleo y gas natural. Un contrato de servicio es un marco contractual de larga duración que rige la relación entre un Estado y empresas petroleras, en el que las empresas petroleras desarrollan o exploran campos de petróleo o gas natural en beneficio del Estado a cambio de un retorno de gastos y tarifas predeterminadas y en el que en la mayoría de los casos, el Estado no cede el control de los recursos que se encuentran en el subsuelo.

La transición hacia los contratos de servicios es similar a aquella que hubo de los sistemas de concesiones hacia los contratos de producción compartida, la cual comenzó en 1966 en Indonesia. La oposición hacia el control de los precios del petróleo por parte de las empresas petroleras internacionales, así como conflictos respecto a la soberanía sobre los recursos naturales, han sido los factores principales que han motivado el interés en los contratos de servicios al resaltar las cuestiones relacionadas a la soberanía por una parte, y la necesidad del capital y experiencia en desarrollo de campos petroleros por parte de las empresas internacionales, por otra parte.¹⁹¹

Dado que el alcance de los contratos de servicios puede llegar a ser sumamente amplio, dependiendo de las negociaciones previas que puedan existir entre empresas petroleras y gobiernos, ha sido difícil encontrar unanimidad en la definición de este tipo de instrumento jurídico. Un acontecimiento que marcó un antecedente importante para la definición y clasificación de los contratos de servicios fue la reunión de 1972 de expertos de la Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en América Latina y el Caribe (ARPEL), celebrada en Quito en 1972, en la que se llegó a la conclusión de clasificar a los contratos utilizados en la industria petrolera en dos rubros: los contratos de

¹⁹¹ Ghandi, Abbas, *Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review*, Institute of Transportation Studies, University of California at Davis, 2014, PP. 4-5

exploración y explotación, y los contratos de ejecución de obras o de prestación de servicios. Como previamente se describió, los contratos de exploración y explotación son aquellos en los que el contratista tiene a su cargo la exploración y explotación de un área determinada por su propia cuenta y riesgo. Estos contratos tienen a su vez las modalidades de licencia, de producción compartida o de utilidad compartida.

Por su parte, los contratos de ejecución de obras o de prestación de servicios incluyen todos aquellos celebrados para llevar a cabo obras o prestar servicios con la función limitativa hacia las empresas de coadyuvar a la industria petrolera en sus fases específicas de explotación y desarrollo en las que el riesgo de realizar hallazgos no corre por cuenta del contratista sino de la empresa petrolera, teniendo por ejemplo diversos tipos de servicios como la prospección geofísica o la realización de estudios geológicos, y diversos tipos de obras, como la perforación, terminación, reparación de pozos, entre muchos otros.¹⁹²

Sin embargo, la evolución de la industria petrolera ha hecho que la premisa anterior no sea del todo clara, debido a que actualmente es posible encontrar contratos de servicios que parecen contratos de exploración y producción, y viceversa. Siendo evidente que es una línea muy delgada la que divide a un contrato de servicios de un contrato petrolero, los contratos de servicios a su vez se pueden clasificar en dos denominaciones, de acuerdo a su naturaleza y finalidades: contratos de servicios puros y contratos de servicios con cláusula de riesgo.

A. Contratos de servicios puros

Es un acuerdo entre un gobierno y un contratista que cubre un servicio técnico definido que tiene que prestarse por un tiempo determinado o completarse en un plazo específico. La inversión del contratista está típicamente limitada al valor de los equipos, herramientas y personal usados para prestar el servicio. En la mayoría de los casos el reembolso a la empresa de servicios se establece en el contrato, sin que este tenga vínculos significativos con el desempeño del proyecto. El pago por servicios está normalmente basado en tarifas diarias o por hora. Los pagos pueden ser efectuados periódicamente o cuando se complete el servicio. Los pagos en algunos casos pueden estar ligados a la operación del campo, la reducción de costos operativos o a otros parámetros relevantes. Los riesgos del contratista están limitados a sobre-costos no recuperables, pérdidas

¹⁹² Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., P. 152

derivadas del incumplimiento del contrato por el cliente o por el contratista, o disputas contractuales. Estos acuerdos generalmente no tienen exposición al volumen de la producción ni a su precio de mercado, y en consecuencia usualmente no se reconocen reservas conforme a los mismos.¹⁹³

a. Características principales de los contratos de servicios puros

- Los derechos y obligaciones entre las partes son de carácter personal (de crédito) y no confieren derecho alguno sobre las reservas, ni siquiera como contraprestación pagadera en especie.
- Se paga una tarifa por las obras y servicios prestados. Estos servicios pueden estar desagregados en diversas tareas (estudios sísmicos, geofísicos, perforación y puesta en prueba de pozos, etc.) o pueden realizarse en paquete mediante un solo contrato de servicios integrados.
- Suelen ser celebrados por empresas de servicios que no participan directamente en el mercado del crudo. Por esta razón, estos contratos no tienen por objeto una contraprestación ligada al crudo producido, ni están vinculados con un contrato de compraventa del mismo.

B. Contratos de servicios con cláusula de riesgo

En países donde los derechos de desarrollo y explotación recaen, o en un ministerio, o en las empresas estatales, se ha gestado un tipo de contratos de servicios para poder entrar en industrias con restricciones jurídicas importantes, tal como sucedió en México desde el gobierno de Felipe Calderón. Usando esta variante de los contratos de servicios, las empresas contratistas asumen el riesgo y también ciertas ganancias.¹⁹⁴

Estos contratos tienen como rasgo distintivo el que sean pagados con un monto en efectivo equivalente a un porcentaje de la producción. Regularmente se celebran entre empresas estatales y una empresa privada, que queda encargada de la exploración del área en cuestión y de evaluar los descubrimientos. De haber descubrimientos, entonces por lo general el contratista está obligado a extraerlos y de llevar a cabo los trabajos adicionales de desarrollo. Si hay producción comercial, la empresa es reembolsada por su

¹⁹³ *Pure service contract*, Glosario de la Society of Petroleum Engineers, el World Petroleum Council y la American Association of Petroleum Geologists

¹⁹⁴ Grunstein, *De la caverna...* Op. Cit., PP. 154-155

inversión y pagada por sus servicios en efectivo, siendo este el elemento principal que distingue a este tipo de contrato de uno de producción compartida. En realidad, la única diferencia entre un CPC y un contrato riesgo es que al contratista de un CPC se le remunera en especie, mientras que a aquél de un contrato riesgo se le paga en efectivo. Sin embargo, en la mayor parte de estos contratos, se ha establecido un derecho de compra sobre la producción extraída a un descuento respecto del precio de los mercados internacionales. Uno de los ejemplos más conocidos de la vinculación de contratos de servicios con contratos de compraventa son los contratos de recompra iraníes (buy back).¹⁹⁵

Resulta evidente que en un contrato de servicios, los objetivos que tienen por su parte la empresa estatal y la empresa privada son totalmente divergentes, toda vez que la empresa estatal buscará siempre menos costos de servicios, más barriles y la maximización de la renta, mientras que por el otro lado, no hay razón evidente para que una empresa de servicios busque una reducción en los costos de servicios o de la cantidad de obras empleadas. Por tanto, si por las razones que fueren, en el caso de México, Pemex desatina en el control de los trabajos realmente requeridos, es dable que se disparen los costos de servicio y que haya una merma de ganancia del barril extraído. Resulta primordial mantener un control estricto de sus costos y servicios.¹⁹⁶

Recientemente, los contratos de servicios han ido cayendo en desuso, incluso en América Latina, donde tuvieron mayor arraigo. Algunos se celebraron en México entre PEMEX y unas cuantas empresas pequeñas, aunque estos más bien son un antecedente del modelo general. Se sabe también que fueron utilizados en Argentina por la entonces empresa estatal Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), pero los más conocidos son los brasileños, llamados también "Contratos Geisel", que estuvieron en boga durante los años setenta. Precisamente, los Contratos Riesgo de Brasil son conocidos por ser el instrumento que permitió que ese país se expusiera a la experiencia de la industria internacional en su propio terreno. Esos contratos híbridos pretendieron conciliar el compromiso político con mantener la propiedad sobre los recursos con una política pública encaminada a que Petrobras, la empresa estatal creada en 1953, aprendiera a convivir con otras de su especie en Brasil y en el resto del mundo. Petrobras ya comenzaba a desplazarse en el ámbito internacional a partir de su participación en el descubrimiento del campo gigante Manjoon en Iraq. Este logro se conjuntó con el

¹⁹⁵ Ibidem, PP. 166-168

¹⁹⁶ Ibidem, P. 202

posicionamiento creciente de Petrobras en aguas profundas en los años 80, lo cual constituyó un gran incentivo a la empresa estatal brasileña para buscar alianzas con otras empresas tanto dentro como fuera de Brasil.¹⁹⁷

Entre las estipulaciones que más sobresalieron en los Contratos Riesgo en Brasil, se encuentra que los compromisos de exploración y la reducción paulatina del área donde se prestan los servicios se detallan explícitamente en un programa mínimo de trabajo. También, después de la valuación de las reservas y de la declaración de comercialidad del campo, se delimita el área para los trabajos de desarrollo y producción subsecuentes; se da preferencia a contenido nacional de bienes y servicios; en caso de que se lleve a cabo un descubrimiento comercial, el reembolso de los costos relacionados con los trabajos de exploración y producción se hace a plazo y en fechas predeterminadas. Ello procede únicamente cuando se haya iniciado la producción comercial. En algunos casos se permite el pago en especie en lugar de efectivo. Adicionalmente, se adopta el sistema de cercar o delimitar los bloques a fin de impedir que los costos incurridos en un bloque sean transferidos a otro.¹⁹⁸

La extinción gradual de los Contratos Riesgo se ha debido a su escasa popularidad entre las empresas internacionales. En el caso concreto de Brasil, estos contratos fueron un instrumento de transición hacia el sistema de concesiones que impera al día de hoy en el que el riesgo incurrido por las empresas es retribuido con una apropiación libre y total de la producción. Por tanto, los Contratos Riesgo han sido funcionales dentro de los procesos de apertura pero no han soportado la competencia con contratos más atractivos a cuyos términos pueden migrar las empresas.

Otro caso emblemático de los Contratos Riesgo, son los conocidos como *buy back*, celebrados por Irán en 1995, los cuales fueron concebidos para atraer la inversión extranjera directa en el sector petrolero iraní, la cual se había congelado desde 1979 con el advenimiento de la revolución islámica. Cabe mencionar que Irán es uno de los países con mejores perspectivas geológicas del mundo y el segundo país de la OPEP con mayor producción. También tiene las reservas más grandes de gas natural después de Rusia. Los campos gigantes tierra adentro y costa afuera, junto con una infraestructura eficiente

¹⁹⁷ Johnston, Daniel, *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, New York, Goldmans, PP. 87-90

¹⁹⁸ Duval, Claude, y otros, *International Petroleum Exploitation Agreements*, New York, Gordon Barrows Company, 2009, PP. 92-93

ha resultado en costos de desarrollo mucho menores a los de otras regiones en el mundo, lo cual ha atraído la inversión extranjera a largo plazo.¹⁹⁹

Tomando en cuenta los antecedentes políticos y sociales en Irán, el diseño del contrato obedeció a la necesidad de buscar alternativas ajenas al otorgamiento de concesiones petroleras, mediante una forma de equilibrar las necesidades de inversión con la propiedad y el control estatal de los recursos. Desde 1995, la empresa estatal de Irán, NIOC, ha celebrado alrededor de 20 Contratos de Servicios. Estos contratos son conocidos como Contratos de Recompensa (buy back), pues, aunque se trata de un Contrato Riesgo, el contratista tiene derecho a ser pagado en especie con una parte de la producción que la empresa adquiere con su remuneración.

Por tratarse de un esquema análogo a los Contratos Riesgo, la empresa asume todos los costos financieros para llevar a cabo las actividades de exploración y producción por parte de NIOC, de conformidad con un plan de trabajo acordado en el contrato. A cambio, la empresa recibirá una remuneración por este capital de inversión, costos de operación, cargos bancarios con interés y una tasa de retorno, a través de la asignación de producción que haga NIOC. La remuneración provendrá de las ventas de un máximo del 60% de la producción, de acuerdo con un contrato de compraventa de crudo de largo plazo, si se cumplen las siguientes condiciones:

- a) la terminación exitosa de las actividades de desarrollo.
- b) La aceptación de las instalaciones por parte de NIOC.
- c) La obtención de los niveles pactados de producción.²⁰⁰

Un punto importante en estos contratos, al igual que en los Contratos Riesgo de Brasil, es la obligación contractual de la empresa de transferir las operaciones a la empresa estatal. De tal suerte, el diseño, construcción e instalación de la infraestructura de exploración y producción deberán ser idóneos para que NIOC lleve a cabo el arranque de las operaciones. Una vez iniciada la producción, y tomadas las operaciones por NIOC, la empresa contratista debe jugar un papel pasivo.²⁰¹

Por otra parte, en el curso de los periodos de exploración y producción de un contrato buy back, las empresas no tienen garantizados sus derechos a desarrollar las reservas que en su caso hallen, aunque es común que se acuerde su desarrollo. En caso que NIOC no lleve a cabo el desarrollo de las reservas, esta fase se sujetará a un

¹⁹⁹ Energy Information Administration, <http://www.eia.doe.gov/cabs/Iran/Background.html>

²⁰⁰ Duval, Op. Cit., PP. 97-99

²⁰¹ Ibidem, P. 102

concurso público. Esto difiere radicalmente de un CPC, en el cual el contratista tiene derechos plenos a explorar, desarrollar y producir las reservas. En un buy back no hay pase automático de la exploración al desarrollo, como sucedería en un CPC cuando la fase exploratoria fracasa. Por estas razones, se han propuesto nuevos modelos de buy back en los que los elementos de riesgo y recompensa llegan a un mejor equilibrio, de tal suerte que las empresas se beneficien de la superación de las metas de producción y a la vez sean castigadas por no cumplirlas.²⁰²

El hecho de que los buy back se han vuelto contratos de las pequeñas empresas estatales, como Petropars y Petroiran Development Company (PDC), han hecho que el gobierno iraní reflexione sobre sus flaquezas. Si la atracción de inversión extranjera fue la razón por la que fueron lanzados, entonces no habla muy bien del cumplimiento de estos objetivos. Sin embargo, no ha habido señales de un cambio radical en este esquema, por lo que sólo el tiempo dirá si es tolerable a más largo plazo.²⁰³

3.7 Reflexiones finales

Ha transcurrido casi un siglo y medio desde que el petróleo comenzó a utilizarse como el recurso natural por excelencia para mover al mundo a un ritmo asombrosamente acelerado, de una manera nunca antes vista a lo largo de la historia de la humanidad. La vasta riqueza mineral de México, incluyendo en ella sus abundantes yacimientos de hidrocarburos, llevó a nuestra nación a convertirse en un referente a nivel mundial para la producción de crudo y gas.

La demanda cada vez más grande de hidrocarburos para satisfacer las necesidades energéticas tanto en el panorama nacional como internacional, se ha traducido en una serie de eventos de gran relevancia histórica que han dejado una profunda huella en el desarrollo de México. Los avances tecnológicos que se dieron durante la Revolución Industrial, tuvieron una incidencia directa sobre la explotación de los hidrocarburos. De ser un recurso sin importancia alguna, el petróleo pasó a jugar un papel esencial para el desarrollo de las naciones. Sin lugar a dudas, los primeros años de la política en materia de petróleo en México son una clara lección para entender que los intereses de las empresas privadas siempre serán divergentes a los de un gobierno, siendo que unas

²⁰² Ibidem, P. 104

²⁰³ Ibidem, P. 105

buscan generar el máximo nivel de utilidades en el menor plazo posible, mientras que el otro buscará generar el máximo nivel de bienestar social a largo plazo.

Durante los últimos años del gobierno de Porfirio Díaz, la falta de una regulación adecuada y de control por parte del Estado sobre las concesiones que otorgaba sobre los grandes yacimientos de hidrocarburos, así como una ínfima política fiscal hacia las mismas, tuvieron como consecuencia que las empresas extranjeras obtuvieran enormes beneficios y adquirieran un poder desproporcionado que dejó sentir su peso sobre los gobiernos siguientes y en los territorios en donde se encontraban asentadas.

La Constitución de 1917 fue un documento sumamente moderno y liberal para su época. Un Congreso Constituyente integrado por personas de los más variados oficios y clases sociales provenientes de las distintas geografías del país, y en representación de sus respectivos entornos sociales, plasmaron las prerrogativas por las que un pueblo entero había estado luchando en una sangrienta revolución por casi una década. Entre aquellas prerrogativas están las que se incluyeron en los artículos 27 y 130 constitucionales, sin pasar por alto aquellos preceptos que marcaron un auténtico cambio estructural en el tratamiento de los hidrocarburos, y que claramente reflejaron las ideas nacionalistas de grandes juristas como Andrés Molina Enríquez y Luis Cabrera, a quienes se les atribuye la reivindicación de la propiedad de los recursos del subsuelo a favor de la nación, lo cual trajo como consecuencia inmediata años turbulentos en los que la inestabilidad política y social fue creciendo cada vez más, principalmente debido a la intervención de intereses extranjeros, ya fuera por medio de sus gobiernos o a través de las grandes empresas petroleras que se encontraban asentadas en territorio mexicano.

Definitivamente fueron dos acontecimientos los que permitieron que México pudiera ejercer su soberanía sobre sus recursos petroleros: la Primera Guerra Mundial acrecentó la necesidad de Estados Unidos de contar con un suministro amplio de hidrocarburos para poder mover su maquinaria de guerra, lo cual frenó a ese país para tomar represalias bélicas para revertir la promulgación del artículo 27 constitucional. Asimismo, la Segunda Guerra Mundial representó la coyuntura para que las medidas tomadas por el presidente Lázaro Cárdenas al expropiar los activos de las empresas petroleras en 1938, no hayan tenido represalias más que económicas.

Consolidar a PEMEX como una empresa estatal mediante la que el gobierno pudiese ejercer su soberanía sobre los hidrocarburos de la nación y garantizar una seguridad energética para México, implicó más de setenta años de políticas enfocadas a este rubro. El nacionalismo postrevolucionario continuó implementándose en las distintas reformas

posteriores al gobierno de Cárdenas, hasta que PEMEX se convirtió en un organismo totalmente integrado para poder realizar todas las actividades en la cadena de producción de hidrocarburos.

En contraste, la posterior instauración de los gobiernos neoliberales a finales del siglo XX, ha venido cambiando de manera gradual y total el discurso sobre la manera en que la política energética debe llevarse a cabo. La apertura y liberalización del sector energético en México no es una novedad materializada con la reforma energética promulgada por el gobierno de Enrique Peña Nieto, sino que responde a un proceso que se ha estado llevando a cabo desde administraciones anteriores, en las que primero se desnacionalizó la petroquímica, para luego hacer lo mismo con el gas, y así sucesiva y gradualmente hasta abrir por completo la industria al mercado como ha sucedido en la actualidad. Sin embargo, a diferencia de privatizar cualquier otra industria, es necesario y sumamente importante tomar en cuenta que la de los hidrocarburos juega un papel estratégico y esencial para no solamente obtener ingresos para el erario público, sino también para garantizar la seguridad energética de la nación.

A poco más de un año de haberse aprobado la reforma energética, aún no se ha hecho público ningún modelo de contrato que permita tener una certeza mayor sobre la manera en que el Estado hará negocios con diversas empresas petroleras provenientes de distintos países. Aunque inicialmente, las expectativas por parte del gobierno eran sumamente altas y optimistas respecto a la gran inversión que México recibiría en el sector energético, actualmente ese panorama ha cambiado de manera drástica y no para bien.

El reciente desplome a nivel mundial de los precios del petróleo ha generado un clima de incertidumbre y sobre todo de mayor cautela por parte de las empresas energéticas, lo cual se traduce en una reducción en la inversión en nuevos proyectos de extracción de hidrocarburos. Uno de los argumentos esgrimidos por el gobierno en defensa de la reforma energética, fue la falta de capacidad de ejecución de Pemex en aguas profundas, para lo cual sería necesaria la intervención de empresas con mayor experiencia y tecnología para explotar los yacimientos localizados a más de quinientos metros de profundidad, sin embargo, el clima de precios bajos del crudo ha hecho que el grueso de las empresas pierda interés en invertir en aguas profundas, debido a que la rentabilidad se reduce en gran manera. Ante esto, el gobierno mexicano busca continuar con la primera ronda de licitación, concentrándose en yacimientos ubicados en aguas someras.

Hasta la fecha sigue sin haber información precisa sobre cómo serán los contratos de producción compartida, los contratos de utilidad compartida y los contratos de licencia señalados en el artículo 18 de la Ley de Hidrocarburos. Posiblemente esto se esté haciendo para poder hacer más flexibles los contratos y de esta manera, poder plasmar ciertos principios de ellos en las licitaciones específicamente vistas, pero al no tener reglas establecidas en ley, sucede que las empresas no tienen seguridad porque así como se pueden hacer con mucha flexibilidad, también se pueden deshacer con la misma flexibilidad, y por tanto, se debe evitar tener un armazón jurídico que sea muy débil. Lo que debe ser contemplado en estos contratos es que se opere con reglas estrictas y modernas de seguridad y medio ambiente, de que el Estado reciba una parte sustantiva del recurso extraído, y que haya integración económica tras diversas actividades que entran en la cadena de valor del petróleo para que seamos un país con mayor modernidad y riqueza. No se trata simplemente de llevar los barriles a los mercados internacionales, toda vez que eso significaría seguir siendo meros exportadores de materias primas.

CONCLUSIONES

Primera. La contratación en materia de hidrocarburos resulta sumamente compleja, por lo que es necesario contar de manera permanente con la asesoría de expertos en la materia que vigilen la totalidad del proceso de contratación, comenzando desde la estructuración del proceso de licitación.

Segunda. Al buscar maximizar la rentabilidad, las empresas tienden a dejar a un lado los campos marginales en los que la merma puede ser más grande debido a las medidas fiscales que tome el Estado. Si el Estado busca aprovechar al máximo los beneficios económicos a través de la inversión de diversas empresas, es necesario que en los contratos se establezcan cláusulas exhaustivas que establezcan las condiciones en que se deben explotar los yacimientos y se pueda obtener el máximo beneficio para la nación, por lo que es necesario contar con un clausulado modelo previo a la primera ronda de licitaciones permitirá tener mayor certeza jurídica tanto para el Estado como para los inversionistas.

Tercera. Es fundamental fortalecer a los organismos reguladores previstos en la reforma constitucional. La efectividad de los reguladores depende de su independencia, capacidad, autoridad, así como de la voluntad de los otros actores para aceptar y acatar sus decisiones. Estos organismos reguladores necesitan incentivos y recursos para capacitarse y atraer talento, así como aptitud para adaptarse a condiciones cambiantes y aprender de la experiencia. La premura política muchas veces ha causado trabas graves en la materialización de instituciones reguladoras, como sucede con la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la cual se encuentra muy limitada en recursos humanos y materiales para regular las relaciones contractuales del Estado con empresas privadas

Cuarta. La rendición de cuentas proporciona a la sociedad garantías de que quienes toman las decisiones (instituciones e individuos) deben examinar sus resultados objetivamente. Sin rendición de cuentas no sólo aumenta el riesgo de corrupción, también se pierde la oportunidad de identificar buenas prácticas.

Quinta. Las evaluaciones de impacto ambiental y social deben ser transparentes y presentarse lo más temprano posible, como requisito para otorgar las licencias o contratos. Los planes de manejo de riesgos deben incluir estimado de costos, aunque con flexibilidad para eventuales ajustes debido a cambios en los proyectos. El

desmantelamiento de los proyectos debe considerar aspectos de desarrollo sustentable, la rehabilitación del medio ambiente y el bienestar socioeconómico.

Sexta. Dada la incertidumbre que caracteriza a la industria de los hidrocarburos, sin importar de qué modalidad contractual se utilice, se deben considerar a profundidad todas las cuestiones para desarrollar los recursos del subsuelo con objetivos de largo plazo. Los instrumentos jurídicos que se utilicen deben cubrir todas las etapas de los proyectos, desde la asignación de licencias o contratos, y los términos fiscales, hasta la rehabilitación del medio ambiente, manteniendo también los más altos estándares de rendición de cuentas.

Séptima. Para asignar derechos de exploración y producción, las subastas o rondas de licitación son el mecanismo más transparente y objetivo; también son una herramienta de maximización de la renta. Las reglas de asignación se deben conocer por adelantado y el proceso debe ser abierto; es importante definir claramente los bloques y los términos de los contratos y licencias. El gobierno tendrá que asumir el compromiso de atraer y seleccionar a los operadores más eficientes para el largo plazo.

Octava. Un sistema contractual, que atraiga a actores de envergadura a México, requiere de un aparato institucional que, como mínimo, proyecte una política de hidrocarburos a largo plazo; regule una asignación de bloques de exploración y producción que sea transparente, racional y competitiva; imponga una política fiscal de Estado tanto a la empresa pública como a las privadas que participen con ella; garantice que las empresas y sus contratistas operen en condiciones óptimas de seguridad, salud y medio ambiente, entre otros factores.

En realidad, puede decirse que no hay negociación que no sea recomendable pues todas pueden ser funcionales en contextos distintos. Como se vio, las concesiones son sanas en unos entornos mientras que hay incluso Contratos de Servicios que pueden caminar bien si las circunstancias lo permiten. Así que en cuanto a cuestionar qué esquema es recomendable para México, la respuesta es que cualquier modelo contractual llevado a cabo con transparencia y certeza jurídica es idóneo. Si México cambiara estructuralmente como país, y como industria, posiblemente todos los esquemas de contratación puedan funcionar de manera óptima. Es apremiante contar con un entorno que propicie negociaciones sanas para el país.

Por último, cabe señalar que esta conclusión se escribe en un momento difícil para la industria mundial, y para la economía de México, por lo que las negociaciones no deben apuntarse a extraer y rentar más sin poner especial atención en cómo extraer mejor. Más aún, la política energética que se fije para el largo plazo, debe tener bases sólidas y una planeación que permita fijar los derroteros hacia una verdadera transición energética.

BIBLIOGRAFÍA

BASSOLS BATALLA, Narciso, *Las etapas de la nacionalización petrolera*, México, Porrúa, 2006

BERMÚDEZ, Antonio, *La política petrolera mexicana*, México, Mortiz, 1976

CANO MELÉNDEZ, Rafael, *Estudio sobre la concesión administrativa y su definición*, en Revista del Poder Judicial del Estado de Guanajuato Año I, T.I, Guanajuato, México, oct. 1964.

CÁRDENAS GRACIA, Jaime, *En defensa del petróleo*, México, Instituto de Investigaciones Jurídicas UNAM, 2009.

CORTÉS, Josefina, Grunstein, Miriam, *El modelo Petrolero Noruego y sus Beneficios*, En Regulación Energética contemporánea. Temas Selectos, México, Porrúa, 2009.

DUVAL, Claude, Le Leuch Honoré, Pertuzio Andre y Lang Weaver Jacqueline. *International Petroleum Exploitation Agreements*. Nueva York, Gordon Barrows Company, 2009.

FINEBERG, Richard, *Securing the Take: Petroleum Litigation in Alaska*, en Svetlana Tsalik, *Caspian Oil Windfalls: Who Will Benefit?*, Open Society Institute, 2003.

FRAGA, Gabino, *Derecho Administrativo*, Porrúa, México, 2007

GHANDI, Abbas, *Oil and Gas Service Contracts around the World: A Review*, Institute of Transportation Studies, University of California at Davis, 2014.

GRUNSTEIN, Miriam, *De la caverna al Mercado. Una vuelta al mundo de las negociaciones petroleras*, Felou, México, 2010.

JOHNSTON, Daniel, *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Oklahoma, Penn Well Publishing Company, 1994.

LA BOTZ, Dan, *Edward L. Doheny: Petroleum, Power and politics in the united states and Mexico*, New York, Praeger, 1991

LÓPEZ PORTILLO Y WEBER, José, *El petróleo en México, su importancia, sus problemas*, México, F.C.E, 1976.

MARTÍNEZ GIL, José de Jesús, *El Petróleo de México: breve historia*, México, Porrúa, 2012

MEYER, Lorenzo, *México y Estados Unidos en el conflicto petrolero; 1917-1942*, México, El Colegio de México

ORTEGA LOMELÍN, Roberto, *El Petróleo en México. Una industria secuestrada*, México, Porrúa, 2012

QUIROZ, Juan Carlos, Ramiro Montserrat, Reyes Retana, Cecilia, Tapia, Mariana, *El destino está en los detalles: las leyes secundarias y la reforma energética*, México, Instituto Mexicano para la Competitividad, A.C., 2014.

RADON, Jenik, *The ABC's of Petroleum Contracts*, New York, Open Society Institute, 2005

SERRA ROJAS, Andrés, *Derecho Administrativo*, T.I, 9ª ed., México, Porrúa, 1979.

SILVA HERZOG, Jesús, *Historia de la expropiación de las empresas petroleras*, México, Instituto de Investigaciones Económicas, 1973

TENGGU, Machmud, *The Indonesian Production Sharing Contract – An Investor's Perspective*, Kluwer Law International, 2000.

ZORAIDA, Josefina y Meyer, Lorenzo, *México frente a Estados Unidos: Un ensayo histórico: 1776-1980*, El Colegio de México, 1982.

Leyes, iniciativas y decretos.

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Decreto expropiatorio, 18 de marzo de 1938

Iniciativa de Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo.

Exposición de motivos de la Ley Reglamentaria del artículo 27 constitucional en el ramo del petróleo . 25 de noviembre de 1958

Iniciativa de reforma al artículo 27 constitucional, Diario de debates de la Cámara de Diputados, Congreso de los Estados Unidos Mexicanos, 22 de octubre de 1959

Iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 constitucionales. 12 de agosto de 2013.

Laudo dictado por la Junta Federal de Conciliación y Arbitraje (Grupo Especial Número Siete), 18 de diciembre de 1937.

Ley de Hidrocarburos.

Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Ley de Petróleos Mexicanos.

Reglamento de la Ley de Hidrocarburos.

Reglamento de la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

Resolución 1803 (XVII), del 14 de diciembre de 1962 de la Organización de las Naciones Unidas.

Páginas de Internet

Acciones de la EPA en 2013 relacionadas con las industrias petroleras, disponible en <http://www.epa.gov/enforcement/enforcement-annual-results-fiscal-year-fy-2013>

Banco Mundial, “*Towards Sustainable Decommissioning and Closure of Oil Fields and Mines: A Toolkit to Assist Government Agencies.*” World Bank Multi-Stakeholder Initiative, Marzo 2010, disponible en http://siteresources.worldbank.org/EXTOGMC/Resources/3369291258667423902/decommission_toolkit3_full.pdf

Cárdenas, Lázaro, *Primer Informe de Gobierno*, 1935, en <http://www.diputados.gob.mx/cedia/sia/re/RE-ISS-09-06-08.pdf>

International Monetary Fund, “*Fiscal Regimes for Extractive Industries: Design and Implementation*”, 2012, disponible en <http://www.imf.org/external/np/pp/eng/2012/081512.pdf>

PSAs for Azerbaijan’s main oil and gas fields. Disponible en <http://www.caspiandevlopmentandexport.com>

SILVANA TORDO, Brandon y Nora Arfaa, *National Oil Companies and Value Creation*, World Bank Working Paper 218, 2011, disponible en <http://siteresources.worldbank.org/INTOGMC/Resources/9780821388310.pdf>