



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE DERECHO

SEMINARIO DE DERECHO FISCAL Y FINANZAS PÚBLICAS

"REGULACIÓN FISCAL DE LA EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO, EN EL
UPSTREAM O EN LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE LOS
HIDROCARBUROS. SU ORIGEN, DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN"

TESIS

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

LICENCIADO EN DERECHO

PRESENTA:

AYAX GUTIÉRREZ VILLASCÁN

DIRECTORA DE TESIS: DRA. MARGARITA PALOMINO GUERRERO



CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX.

AGOSTO, 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

**UNIDAD DE SEMINARIOS "JOSÉ VASCONCELOS"
FACULTAD DE DERECHO
SEMINARIO DE DERECHO FISCAL Y
FINANZAS PÚBLICAS.**

Cd. Universitaria, Cd. Mx., a 2 de agosto de 2018.

**LIC. IVONNE RAMÍREZ WENCE
DIRECTORA GENERAL DE LA
ADMINISTRACIÓN ESCOLAR DE LA U.N.A.M.
P r e s e n t e.**

Por este conducto, me permito comunicar a usted, que el alumno **C. AYAX GUTIÉRREZ VILLASCÁN**, con número de cuenta **310053992**, bajo la supervisión de este Seminario, elaboró la tesis titulada **"REGULACIÓN FISCAL DE LA EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO, EN EL UPSTREAM O EN LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE LOS HIDROCARBUROS. SU ORIGEN, DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN"**, bajo la asesoría de la **SUSCRITA**.

Con fundamento en los artículos 8º fracción V del Reglamento de Seminarios, 19 y 20 del Reglamento General de Exámenes de la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberse realizado conforme a las exigencias correspondientes, se aprueba la nombrada tesis, que además de las opiniones que cita, contiene las que son de exclusiva responsabilidad de su autor. En consecuencia, se autoriza su presentación al Jurado respectivo.

"El interesado deberá iniciar el trámite para su titulación dentro de los siete meses siguientes (contados de día a día) a aquél en que le sea entregado el presente oficio, en el entendido de que transcurrido dicho lapso sin haberlo hecho, caducará la autorización que ahora se le concede para someter su tesis a examen profesional, misma autorización que no podrá otorgarse nuevamente, sino en el caso de que el trabajo recepcional conserve su actualidad y siempre que la oportuna iniciación del trámite para la celebración del examen haya sido impedida por circunstancia grave, todo lo cual calificará la Secretaría General de la Facultad".

**Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"
Directora.**

DRA. MARGARITA PALOMINO GUERRERO



**FACULTAD DE DERECHO
SEMINARIO
DE
DERECHO FISCAL**

A la Universidad Nacional Autónoma de México por permitir mi desarrollo profesional a través del uso de todas sus instalaciones; destacando sus aulas, espacios deportivos y culturales.

A la Facultad de Derecho por darme la oportunidad de desarrollar en su totalidad mis actividades jurídicas y poder culminar mi licenciatura en derecho.

Al Instituto de Investigaciones Jurídicas por fortalecer mis conocimientos académicos, en especial a la Dra. Elvia Lucía Flores Ávalos.

A la Dra. Margarita Palomino Guerrero por guiarme e instruirme en todas las fases del presente trabajo de investigación.

A todos mis profesores de la licenciatura por compartirme sus conocimientos, así como enseñarme las virtudes y obligaciones inherentes en la vida profesional de un abogado.

A los sinodales por el tiempo brindado en el análisis y retroalimentación de mi tesis.

A los comisionados Gaspar Franco Hernández y Sergio Pimentel por sus atenciones e invaluable contribución en la aportación de ideas para mi trabajo de investigación.

A mis abuelas Guadalupe y Luz, así como a mis tías Eva y María por motivarme desde su ausencia a esforzarme para realizar todos mis objetivos.

A mi abuelo Ramón, a mis papás Enrique y Sandra, además de mis hermanos Aquiles, Cynthia, Enrique y Ulises. Por apoyarme día a día en mi desarrollo académico para poder cumplir esta meta familiar.

A toda mi familia y seres queridos por brindarme su cariño en cada etapa de mi vida.

A Karla Elizabeth Montes de Oca Suárez por su apoyo.

A mis amigos por su incesante ánimo y muestras de confianza en mí.

ÍNDICE

SIGLARIO	I
INTRODUCCIÓN	IV
❖ CAPÍTULO I. MARCO REFERENCIAL	1
❖ 1.1 CONCEPTO DE HIDROCARBUROS.....	7
❖ 1.2 CONCEPTO DE EMPRESA PRODUCTIVA.....	21
❖ 1.3 ANTECEDENTES DE LA REFORMA ENERGÉTICA.....	31
❖ 1.4 PEMEX Y SU TRANSFORMACIÓN.....	51
❖ 1.5 ÓRGANOS DE CONTROL EN MATERIA DE HIDROCARBUROS.....	67
❖ CAPÍTULO II. REGULACIÓN JURÍDICA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	89
❖ 2.1 CONTRATOS PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	100
❖ 2.1.1 CONTRATO DE LICENCIA.....	109
❖ 2.1.2 CONTRATO DE UTILIDAD COMPARTIDA.....	113
❖ 2.1.3 CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA.....	116
❖ 2.1.4 CONTRATO DE SERVICIOS.....	119
❖ 2.2 LAS ASIGNACIONES.....	126
❖ 2.3 LAS MIGRACIONES.....	130

❖ CAPÍTULO III. LOS INGRESOS DERIVADOS DE LAS ASIGNACIONES Y SU CARGA TRIBUTARIA.....	137
❖ 3.1 IMPUESTO SOBRE LA RENTA.....	143
❖ 3.2 IMPUESTO POR LA AEEH.....	146
❖ 3.3 DERECHOS.....	152
❖ 3.3.1 DERECHO DE EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS.....	154
❖ 3.3.2 DERECHO DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	156
❖ 3.3.3 DERECHO POR LA UTILIDAD COMPARTIDA.....	157
❖ 3.4 DIVIDENDO ESTATAL.....	161
❖ 3.5 FACULTADES DE FISCALIZACIÓN PARA EL SAT.....	164
❖ 3.5.1 COMPETENCIA DE LA ADMINISTRACIÓN GENERAL DE HIDROCARBUROS DEL SAT.....	167
❖ CAPÍTULO IV. ESQUEMA TRIBUTARIO DE LOS HIDROCARBUROS EN OTROS PAÍSES.....	172
❖ 4.1 MODELOS DE CONTRATACIÓN.....	176
❖ 4.1.1 REGULACIÓN.....	184
❖ 4.1.2 CARGA TRIBUTARIA.....	192
❖ 4.2 ÍNDICES DE PRODUCCIÓN Y RENDIMIENTOS.....	194
❖ 4.3 UBICACIÓN DE MÉXICO EN EL ENTORNO INTERNACIONAL...	202
❖ CONCLUSIONES.....	211
❖ GLOSARIO.....	214
❖ BIBLIOGRAFÍA.....	218
❖ ANEXO 1.....	228
❖ ANEXO 2.....	232

SIGLARIO

AGH	Administración General de Hidrocarburos
Art.	Artículo
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
BMV	Bolsa Mexicana de Valores
BTU	British Thermal Unit
CEE	Contratos de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CENAGAS	Centro Nacional de Control del Gas Natural
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CIEPs	Contratos Integrales de Exploración y Producción
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
COPFs	Contratos de Obra Pública Financiada
CSI	Contratos de Servicio Integrales
CSM	Contratos de Servicios Múltiples
DEXPH	Derecho de Exploración de Hidrocarburos
DEXTH	Derecho de Extracción de Hidrocarburos
DOF	Diario Oficial de la Federación
DUC	Derecho por la Utilidad Compartida
EF	Empresa Filial
EPE	Empresa Productiva del Estado
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
FEFMPH	Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos
FEIEF	Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas

FEIP	Fondo de Estabilización de Ingresos Presupuestarios
FMI	Fondo Monetario Internacional
FMP	Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo
Gas LP	Gas Licuado del Petróleo
IAEEH	Impuesto por la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos
ISO	Organización Internacional para la Estandarización
ISR	Impuesto Sobre la Renta
LFEP	Ley Federal de las Entidades Paraestatales
LH	Ley de Hidrocarburos
LISH	Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos
LISR	Ley del Impuesto Sobre la Renta
LOAPF	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
LORCME	Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
LPEMEX	Ley de Petróleos Mexicanos
mmb	Millones de Barriles
mmbpce	Millones de Barriles de Petróleo Crudo Equivalente
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
PEP	Pemex Exploración y Producción
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PIB	Producto Interno Bruto
PND	Plan Nacional de Desarrollo
SAT	Servicio de Administración Tributaria
SE	Secretaría de Economía
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SCJN	Suprema Corte de Justicia de la Nación

SNCF	Sistema Nacional de Coordinación Fiscal
TESOFE	Tesorería de la Federación
TLCAN	Tratado de Libre Comercio de América del Norte
WIT	West Texas Intermediate

INTRODUCCIÓN

La realización de esta investigación tiene la finalidad de analizar la implementación del actual esquema tributario-energético en el sector de los hidrocarburos, que surgió a raíz de la reforma constitucional en materia energética de 2013. En específico de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; así como su relación con las repercusiones fiscales que se desprenden de estas actividades petroleras llevadas a cabo en México.

El objetivo de la investigación se centra en el estudio de la regulación fiscal empleada en el cobro de impuestos y derechos para las Empresas Productivas del Estado que realicen actividades de *upstream* y también a todas las compañías petroleras participantes en el sector.

Así, desarrollamos 4 capítulos, donde se exponen los conceptos empleados en el desarrollo de hidrocarburos en la industria petrolera. Además se explica en qué consisten las facultades de diversas instituciones reguladoras involucradas en conducir toda la cadena de valor de los hidrocarburos, complementando lo anterior con la explicación del contenido de los instrumentos legales empleados en el sector. Finalizando con la estructura legal y tributaria que tienen las actividades petroleras en el ámbito internacional, contrastando los marcos tributarios sobre hidrocarburos que se emplean en otros países y el esquema fiscal establecido en México para el desarrollo de estos.

En el capítulo 1, desglosamos el panorama histórico de la evolución que han tenido los hidrocarburos en el país, además de exponer los cambios constitucionales y su instrumentación a través de la legislación secundaria del sector.

En el capítulo 2, establecemos las características de los modelos de contratación petrolera establecidos en la legislación energética vigente en México, además de explicar en qué consisten los instrumentos con los que cuentan las EPE para potenciar el desarrollo de hidrocarburos, como lo son las asignaciones y las migraciones.

En el capítulo 3, analizamos el régimen fiscal que rige a las EPE en el desarrollo de las actividades de *upstream*, detallando la estructura que tiene el cobro de impuestos y derechos a estas. Por otra parte, se ejemplifica el actuar que tiene el SAT en específico la estructura y principales atribuciones de su AGH en el sector tributario-energético en México.

En el capítulo 4, realizamos un comparativo entre México y otros países a nivel mundial que realizan actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, contrastando las similitudes y distinciones entre esquemas energéticos; además de presentar el lugar que ocupa México en el desarrollo de actividades petroleras. Por último se establecen las conclusiones y propuestas que planteamos para la mejora del sector energético de México.

Destacando, donde inicia la fase de exploración y extracción que se denomina en el ámbito petrolero internacional como *upstream*, motivo de la investigación y dejando como línea de investigación posterior el *midstream* que no es otra cosa que el traslado de los hidrocarburos en todas sus fases, hasta llegar al *downstream*, es decir, la comercialización de los hidrocarburos. En donde es innegable que en esta primera fase, el Estado mexicano es reconocido por sus procesos licitatorios transparentes y el grado de certeza que brinda en los mismos y en la adjudicación de los contratos.

Agradecemos la valiosa participación de los funcionarios de la CNH, en especial de los comisionados Gaspar Franco Hernández y Sergio Pimentel. Por la generosidad del tiempo brindado al autor para aclarar dudas e inquietudes en temas técnicos y complejos, que con su explicación nos permitieron confirmar criterios, reorientar posturas y fortalecer el trabajo de investigación.

CAPÍTULO I. MARCO REFERENCIAL

La razón de este trabajo se concentra en analizar la regulación fiscal para las empresas productivas del Estado mexicano en las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos también conocidas en el argot petrolero como *upstream*, y su interrelación con los aspectos económicos, políticos, sociales e históricos del sector energético de nuestro país. Es necesario establecer parámetros que sirvan de ejes conceptuales para tener un entendimiento idóneo de los rubros referidos, con la finalidad de proponer planteamientos críticos que propicien una mejora en el esquema jurídico-tributario para las empresas productivas del Estado. Iniciando expresamente con el análisis de la reforma estructural a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia energética de 2013.

Derivado de la decreciente capacidad de extracción y producción de hidrocarburos en México, además del estancamiento logístico y financiero de la entonces entidad paraestatal Pemex, el gobierno federal se vio en la necesidad de modificar el esquema energético plasmado en los artículos 25, 27 y 28 de nuestra Carta Magna para permitir estructurar las nuevas bases que logren primariamente, optimizar el aprovechamiento de los recursos hidrocarburos de la nación y a la par, repuntar la capacidad logística y financiera de Pemex para que se convierta en una institución de vanguardia petrolera, que logre desarrollar eficiencia operativa en todas sus actividades petroleras y administrativas; cuyo objetivo primordial es evitar que continúe con la opacidad de su administración, producción y distribución de hidrocarburos. Lo anterior se logrará haciendo que la empresa productiva del Estado compita o se asocie con sociedades petroleras a nivel mundial para poder obtener el mejor aprovechamiento de los recursos de hidrocarburos y que Pemex contribuya al desarrollo económico del país de manera más eficiente.

“Históricamente, las reformas al sector público han sido, generalmente, influidas por la manera en la cual los gobiernos le dan un sentido a su propia historia y, sobre todo, por el significado que representan los esfuerzos anteriores de modernización.

Esto es, que en todo intento de reforma las transformaciones anteriores logran convertirse en fuentes de aprendizaje para los actuales programas de modernización...

En el nivel más general, el gobierno es el resultado de su historia particular, lo que provee un sentido de identidad. Éste es llevado no sólo entre servidores públicos, sino también en algún tipo de memoria institucional a través de las leyes y regulaciones, tales como la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, el Decreto del Presupuesto de Egresos y los reglamentos internos de cada institución. Estas normas definen y delimitan las arenas para el aprendizaje y las negociaciones, así como para la mayoría de los recursos que las organizaciones públicas poseen...

Sin embargo, la implementación de la reforma tiende a revelar una serie de inconsistencias en la manera como la historia es escrita y entendida por los actores involucrados".¹

La implementación de la reforma energética fue posible debido al desprendimiento de la idiosincrasia que se tenía en materia energética en el país. Esta reforma principalmente contempla el permitir a los particulares, ya sean agentes nacionales o extranjeros, el participar en la exploración, extracción, distribución, almacenamiento y comercialización de los recursos hidrocarburos de la nación, actividades anteriormente exclusivas para Pemex. Además de la reforma energética, se implementaron nuevas disposiciones jurídicas en la materia que complementan de manera coordinada e integral a la reforma estructural de nuestra Carta Magna como la Ley de Hidrocarburos, Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, por mencionar algunas. En las disposiciones energéticas secundarias, se crea un régimen fiscal sui generis por el que se van a regir las empresas productivas del Estado, así como

¹ Culebro Moreno, Jorge, *Aprendizaje y reforma administrativa*, México, UAM, Casa Juan Pablos, 2008, pp. 93 y 143.

todas las sociedades nacionales y extranjeras que participen en todas las actividades energéticas del país.

En el tenor de estas ideas, en México, el actual Gobierno Federal encontró inconsistencias sistemáticas y administrativas en diversos ámbitos de la vida social, política y económica del país; con motivo de esto analizó y planteó un paquete de reformas cuyo objetivo es tratar de subsanar esas inconsistencias y encaminar a la sociedad mexicana a un progresivo desarrollo económico. Para generar este cambio sustancial en el país, se modificaron las bases constitucionales que rigieron por muchos años el sector energético; permeando un cambio de ideología y estrategia energética, abriendo la apertura a los particulares para actividades de exploración y extracción de los recursos hidrocarburos de la nación.

Uno de los móviles y argumentos a la vez más importante para la reforma energética en México, se basa en la homologación de regímenes jurídicos a nivel mundial, ya que esto incrementa las posibilidades y ganancias de las grandes (*majors* como las llaman en inglés) transnacionales petroleras, como Exxon- Mobil, Chevron, Royal Dutch Shell, BP, entre otras, toda vez que ellas no cuentan con reservas de petróleo y necesitan las de las empresas estatales que cuentan con más del 80% de las reservas como consignan varios autores.

Reiteramos que el régimen jurídico en materia energética se fue debilitando al grado de ser prácticamente obsoleto y necesitaba actualizarse, para lo cual se requirió de la modificación de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución, con la finalidad de eliminar la prohibición de contratos (artículo 27) y eliminar el carácter económico estratégico de los hidrocarburos y la electricidad (artículo 28), lo más paradójico es que la modernización vuelve a la redacción del art. 27 a los tiempos de la presidencia del general Lázaro Cárdenas, asunto que ha tratado de ser justificado por los intelectuales promotores de esta reforma.²

² Cfr. Barrios Castillo, Heberto, *“Presente y futuro de México según la reforma energética”*, en Cárdenas Gracia, Jaime (coord.), *Reforma energética análisis y consecuencias*, México, UNAM-Tirant Lo Blanch, 2015, pp. 401-403.

Lo anterior ha implicado una detonación de posturas referentes a la reforma en materia energética. Los que se manifiestan favorablemente, determinan que sin esta serie de modificaciones constitucionales y de leyes secundarias, no serían posibles el desarrollo de las empresas productivas del Estado, la recuperación y mejora de la producción de los recursos hidrocarburos así como la proyección del sector energético nacional; por ende, según esta postura de no haberse implementado la reforma energética, la nación decaería en una crisis petrolera, irreparable para las finanzas de la nación y se frenaría una parte de la actividad económica del Estado mexicano.

La otra postura predominante, es la que se encuentra en plena negación a la reforma energética, la cual genera un sentido de pesimismo, desesperación e impotencia ante la aseveración de que estamos situados en una inminente privatización energética, que va a exprimir las riquezas naturales del país sin beneficio alguno para el Estado y esto va a propiciar un declive económico significativo que refleje y represente la destrucción de la soberanía nacional.

A pesar del panorama claroscuro contrastante entre ambas posturas, lo conveniente es ubicarnos en un estado de reserva, en el cual se analice y estudie minuciosamente cada aspecto de la reforma energética para generar un criterio propicio, adecuado y analítico, donde se resalten los efectos positivos que se presentan en la misma y de qué manera se pueden obtener los mejores beneficios; así como hacer hincapié en las inconsistencias que puede desarrollar la reforma, con el afán de poder realizar advertencias y desarrollar soluciones que contribuyan a evitar una catástrofe en el sector energético en México.

Es de considerar, que para la opinión crítica de la comunidad internacional fueron un logro las modificaciones constitucionales efectuadas en México y un avance ideológico la apertura para que además de Pemex, tanto sociedades extranjeras como nacionales trabajen los recursos naturales del país, pudiendo obtener un beneficio económico conjunto las transnacionales petroleras y el Estado mexicano, donde se procure concurrir en una relación estratégica con toda la comunidad petrolera internacional.

En síntesis, lo que desde afuera se ve como un progreso, desde adentro del país, un sector de la población lo ve como un ultraje a la soberanía nacional y un robo a las riquezas nacionales, que inherentemente dejan desprotegido al futuro del desarrollo petrolero del país. De conformidad con lo anterior, en México se ha permeado por una nueva apertura comercial, en aras de la modernización, el progreso y la eficacia de sus sistema energético, ya que se consideraba anteriormente que en nuestro país la política energética era claramente autoritaria y poco flexible ante la intervención de agentes extranjeros en el sector energético, es decir, el Estado mexicano no permitía la interacción de particulares en las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos. Actualmente esto ha quedado en el olvido ya que con la reforma energética se ha da la pauta para que sociedades extranjeras y nacionales incursionen en estas actividades petroleras antes prohibidas para ellas.

“Así, los campos íntimamente vinculados a la política energética, en particular los referentes a la inversión extranjera, gasto público, competencia económica, comercio exterior, normalización y ecología, están empujando a la política energética para que se convierta en el detonante de la actividad económica, por la vía del mayor valor agregado de los productos petroleros, y sostén de la eficiencia productiva, mediante insumos industriales comparativamente baratos y limpios”.³

Nos adherimos a la idea de que la implementación de la reforma constitucional en materia energética era necesaria. Se tenía que llevar a cabo, por dos motivos: el primero es que los recursos naturales de la nación ya no estaban siendo aprovechados de la mejor manera, propiciado este aspecto principalmente a que Pemex bajó su producción de hidrocarburos, aunado a que la demanda de estos ha ido en aumento progresivamente en el país con el paso de los años y la capacidad logística de refinación y distribución han decaído, al grado de marcar un diferencial negativo en la producción-consumo de los hidrocarburos a nivel nacional.

³ Biebrich Torres, Carlos Armando y Spíndola Yáñez, Alejandro, *Los instrumentos jurídicos de la política energética*, México, Miguel Ángel Porrúa, Instituto Mexicano de Estrategias y la H. Cámara de Diputados LX Legislatura, 2008, p. 308.

La reforma energética constituye un esfuerzo indispensable para poder lograr el resurgir del sector energético en México, en específico en el campo de los hidrocarburos. Existía la necesidad de incrementar la capacidad y velocidad de México para explotar su riqueza petrolera. Con la implementación de la reforma energética, México se ha transformado en un país más atractivo para los agentes petroleros del extranjero ya que se generan grandes oportunidades para empresas transnacionales en el sector energético. Asimismo la participación de agentes nacionales e internacionales distintos a Pemex en las actividades petroleras del país representa ingresos continuos que van directo a las arcas del Estado. Lo anterior refleja un crecimiento continuo en la economía del país. Todo esto repercutirá progresivamente en el aumento de los niveles de inversión en el país y Pemex, permanecerá como el jugador más importante en el sector de los hidrocarburos, con un agresivo plan de inversiones. Por lo tanto, la reforma energética representa intrínsecamente un catalizador para el crecimiento económico de la nación.⁴

Así, consideramos pertinente dividir al sector energético en tres campos: los hidrocarburos, la electricidad, y las energías renovables, en el primero destacando el petróleo y el gas; en el segundo la trasmisión de cargas o impulsos eléctricos a través de medios conductores guiados como cables o no guiados como aparatos inalámbricos y en el tercero abarcando las energías catalogadas como renovables o “limpias” (eólica, hidráulica, geotérmica, entre otras). Tanto los hidrocarburos, la electricidad y las energías renovables a través de sus diversas variantes, son las principales fuentes para generar energía y son el motor del sistema energético de cualquier país; predominando los hidrocarburos a lo largo de la historia no solamente en México sino también a nivel mundial. Establecemos esta división del sector energético debido a que la obtención, tratamiento y regulación de los hidrocarburos es distinto al de la electricidad o al de una energía limpia.

Todo lo referido representa el marco general e introductorio del aspecto energético de nuestra nación, en el cual exponemos nuestras posturas primarias que van a

⁴ Cfr. De la Peña García, Marco Antonio, *Pemex en el entorno de la reforma energética; su naturaleza, transición y evolución de su gobierno corporativo*, México, s.a., p. 17, recuperado de http://sug.unam.mx/docs/publicaciones/cuaderno_2.pdf

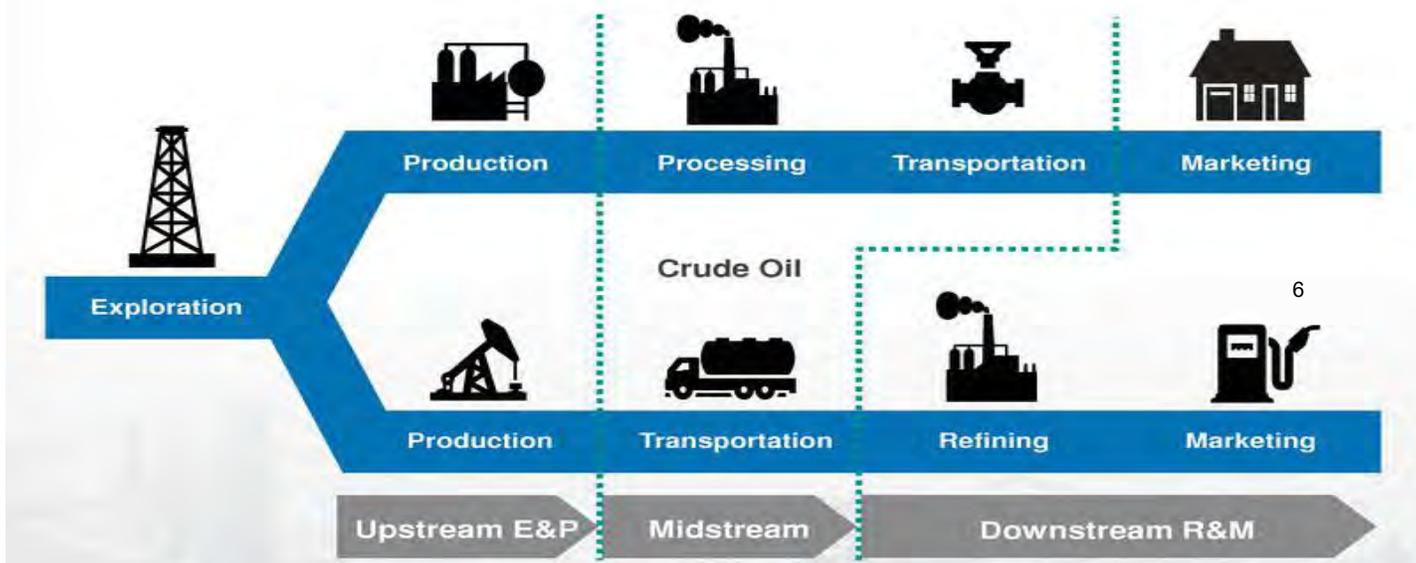
regir como base en el desarrollo del presente trabajo, donde contemplaremos los aspectos históricos, la transformación y el presente de las instituciones, legislación y el resto de componentes del sector energético en México.

1.1 Concepto de Hidrocarburos

El primer concepto a desarrollar es el de los hidrocarburos, ya que este es el elemento principal para que se realicen las actividades de *upstream* en el sector petrolero a nivel mundial. Es de recalcar que la cadena de valor de los hidrocarburos se estipula en tres grandes fases: el *upstream*, el *midstream* y el *downstream*. El primero es el principio de todo: las tareas de exploración y de producción de petróleo y gas natural. El segundo los especialistas se refieren a todos los trabajos de transporte, desde el yacimiento hasta su destino final, es decir involucra parte de lo hecho en el *upstream* y *downstream*. Y el tercero es el último paso: el proceso de refinado del crudo o el tratamiento del gas natural, terminando en la comercialización de los productos hidrocarburos para que se puedan emplear en la vida cotidiana de las personas.⁵

Para poder complementar el entendimiento de esta distribución de fases de los hidrocarburos, presentamos el siguiente diagrama. En el entendido de que el *upstream* es la fase a analizar en el presente trabajo, derivado de la exploración y extracción de los recursos hidrocarburos en México.

⁵ Cfr. Enero de 2016, *Cinco respuestas sobre el upstream*, recuperado de <http://blogs.repsol.com/innovacion/cinco-respuestas-sobre-el-upstream/>



Partiendo de lo anterior, es indispensable comprender el significado e interpretación que se le da a los hidrocarburos.

La Society of Petroleum Engineers (Sociedad de Ingenieros del Petróleo) que es la organización miembro individual más grande a nivel mundial que atiende a gerentes, ingenieros, científicos y otros profesionales en todo el mundo en el segmento del *upstream* de la industria del petróleo y el gas. Estipula en su glosario de términos usados en reservas y recursos de petróleo el siguiente concepto de hidrocarburos: "Hydrocarbons are chemical compounds consisting wholly of hydrogen and carbon".⁷

Traducción: Los hidrocarburos son compuestos químicos que consisten completamente en hidrógeno y carbón.

La Ley de Hidrocarburos (LH, art. 4°, fracciones XX y XXI) define la palabra hidrocarburos como: Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano. Asimismo estipula una propia acepción para los Hidrocarburos en el Subsuelo y esta establece que son: Los recursos totales o cantidades totales de Hidrocarburos con potencial de ser extraídos que se estima existen originalmente en acumulaciones de ocurrencia natural, antes de iniciar su

⁶ Véase en <http://www.petrolmalaysia.com/2016/09/upstream-midstream-downstream.html>

⁷ 2005, *Glossary of Terms Used in Petroleum Reserves/Resources Definitions*, p. 6, recuperado de http://www.spe.org/industry/docs/GlossaryPetroleumReserves-ResourcesDefinitions_2005.pdf

producción, así como aquellas cantidades estimadas en acumulaciones aún por descubrir.⁸

Por su parte la Secretaría de Energía (SENER) los define de la siguiente manera: Son el Petróleo, Gas Natural, condensados, líquidos del Gas Natural e hidratos de metano. Los Hidrocarburos son un grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno. Son los compuestos orgánicos más simples y pueden ser considerados como las sustancias principales de las que se derivan todos los demás compuestos orgánicos.⁹

Concluimos y fijamos que en esencia los hidrocarburos son recursos naturales no renovables, compuestos en su estructura química únicamente por átomos de carbono e hidrogeno, que se encuentran físicamente en estado sólido, líquido o gaseoso en yacimientos de naturaleza convencional y no convencional, en zonas superficiales o marinas; cuya extracción y producción son esenciales para la realización de las actividades productivas de cualquier sociedad y derivan tanto en la generación de energía como en el suministro de la mayoría de los bienes y servicios que el ser humano utiliza durante su vida diaria. Destacando el petróleo y al gas como los principales hidrocarburos.

Por otra parte es vital hacer referencia al estatus técnico que se le da a los hidrocarburos, con el afán de diferenciar las probabilidades para encontrarlos y la disponibilidad para extraerlos ya sea vía terrestre o marítima.

En un principio toda acumulación descubierta se cataloga como recurso prospectivo, partiendo de esto, se efectúan estudios sobre la viabilidad económica, los riesgos y expectativas de recuperación para poder invertir, entre otras. A raíz de esos estudios los recursos prospectivos se pueden catalogar en recursos contingentes o en reservas. Los recursos contingentes son aquellos que por diversas circunstancias no se pueden extraer, aun sabiendo que existen hidrocarburos latentes en esas acumulaciones, pero reiterando que su extracción

⁸ Ley de Hidrocarburos, art. 4 frs. XX y XXI, 2018, México.

⁹ Secretaría de Energía,(2015), *¿Qué son los hidrocarburos?*, recuperado de <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-son-los-hidrocarburos>

se deja pendiente y no es posible efectuarse con base en los estudios realizados. Asimismo si se comprueba y verifica que es óptimo y viable tanto económica como operativamente extraer hidrocarburos en cúmulos terrestres o marinos descubiertos, a esos recursos prospectivos se les cataloga como reservas.

“Las reservas son las cantidades de petróleo crudo, gas natural y sustancias asociadas que pueden ser recuperados comercialmente de yacimientos subterráneos en una cierta fecha y bajo condiciones determinadas.

Deben satisfacer cuatro criterios fundamentales:

- Descubiertas
- Recuperables
- Comerciales
- Remanentes”.¹⁰

Las reservas se determinan cuando en primera instancia se efectúan estudios y registros sísmicos o cualquier otro método geofísico y geológico para posteriormente realizar la perforación de pozos exploratorios que den certeza y exactitud a la determinación e identificación de yacimientos de hidrocarburos; el nivel de certidumbre indica si son probadas, probables o posibles.¹¹

“Los volúmenes de reservas representan una garantía a las compañías, gobiernos e instituciones financieras a realizar altas inversiones en la industria. Para brindar un cierto nivel de confianza a los tomadores de decisión e inversionistas muchas empresas certifican sus volúmenes de reservas bajo criterios reconocidos y aceptados en la industria. Las reservas certificadas permiten a las compañías someter sus planes de ejecución de proyectos para ser aprobados, por el organismo

¹⁰ Orantes López, Rodrigo, (2017), *Evaluación económica de proyectos de ciencias de la tierra 2017*, p. 47, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

¹¹ Cfr. Reyes Heróles, G.G. Jesús, *capítulo I. Reforma para fortalecer a Petróleos Mexicanos*, en de Rosenzweig Mendialdua, Francisco y Lozano Diez, José Antonio (coords.), *La reforma petrolera el paso necesario*, México, Editorial Porrúa-Universidad Panamericana, 2008, pp. 6-8.

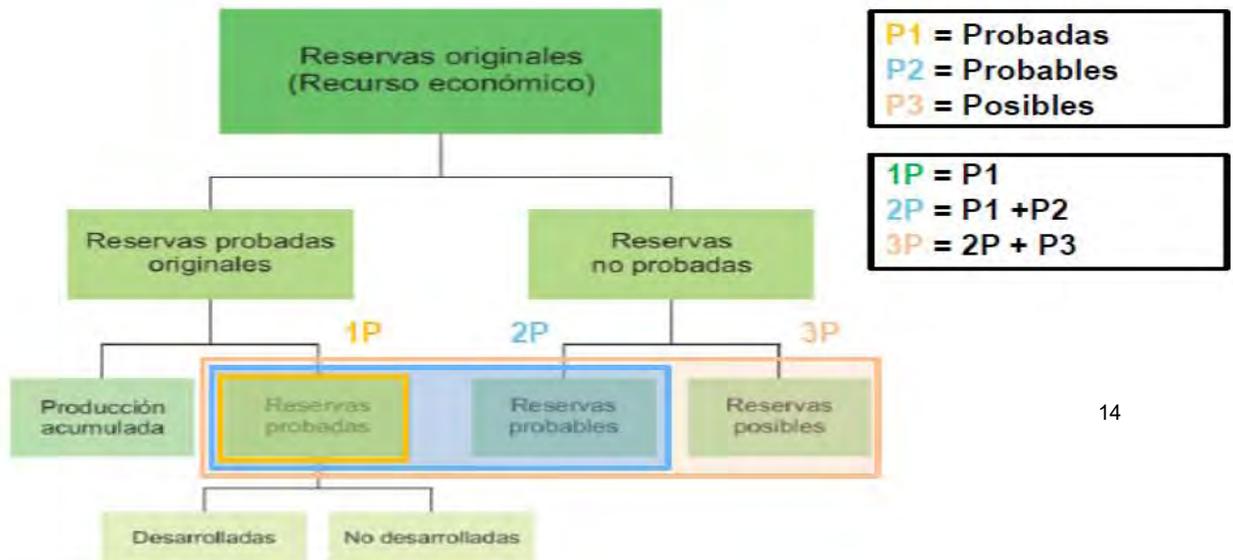
regulador de cada país, y así ejercer el presupuesto y realizar las actividades correspondientes".¹² La clasificación de los recursos hidrocarburos anteriormente explicada, es necesaria que se ilustre con las siguientes tablas:

Recursos y reservas

Volumen original de hidrocarburos total									
Volumen original de hidrocarburos no descubiertos		Volumen original de hidrocarburos descubiertos							
		No económico			Económico				
Rango de incertidumbre	No recuperable	Reservas	Estimación baja	No recuperable	Reservas	Estimación baja	Reservas	Probada	Producción
		Reservas	Estimación central		Reservas	Estimación central		Probada + probable	
		Reservas	Estimación alta		Reservas	Estimación alta		Probada + probable + posible	

13

Reservas



14

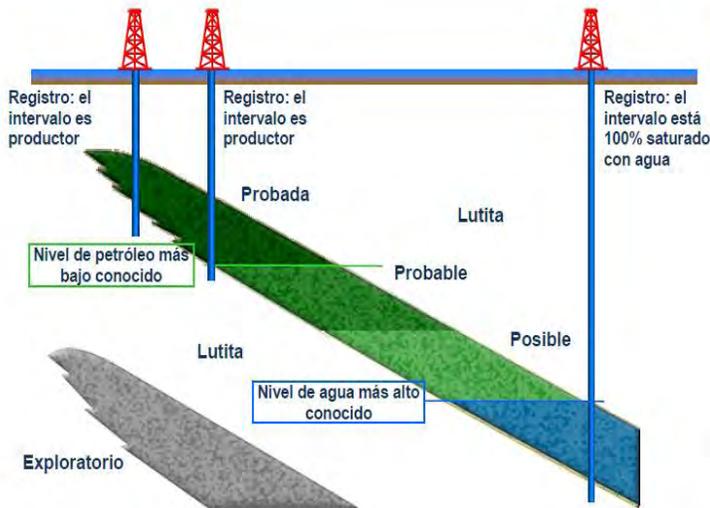
¹² Orantes López, Rodrigo, *op. cit.*, p. 72, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

¹³ *Ibidem*, p. 48.

¹⁴ *Ibidem*, p. 50.

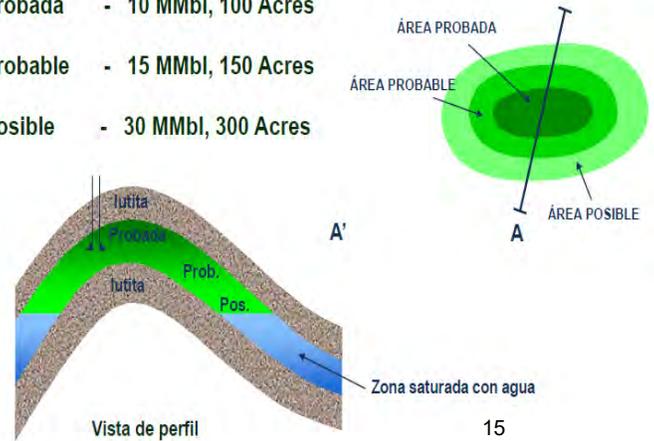
Partiendo de la división de los recursos prospectivos en recursos contingentes y reservas ya referida, debemos priorizar el ejemplificar la categorización de las reservas, porque a raíz de esto, se fija el grado de certidumbre para extraer hidrocarburos en una determinada área ya sea terrestre o marina.

Categorización de reservas



Categorización de reservas

- Probada - 10 MMbl, 100 Acres
- Probable - 15 MMbl, 150 Acres
- Posible - 30 MMbl, 300 Acres



Queda denotado con las gráficas mostradas que las reservas probadas brindan el mayor grado certeza en la industria petrolera para extraer hidrocarburos, continuando con las probables y por último las posibles, donde existe un mayor riesgo y dificultades para conseguir los hidrocarburos.

“Al 1 de enero de 2015, México registró un nivel de reservas remanentes totales (3P) de 37,404.8 millones de barriles de petróleo crudo equivalente (mmbpce). El nivel de reservas en los últimos diez años ha significado una reducción de 9,509 mmbpce en relación a 2005. Las reservas de aceite crudo fueron de 25,825.1 millones de barriles. De acuerdo al tipo de fluido, el aceite es el de mayor contribución con 69.0%”.¹⁶

¹⁵ *Ibidem*, pp. 56-57.

¹⁶ Secretaría de Energía, (2015), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2015-2029*, México, p. 18, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

“Las reservas remanentes totales 3P se integraron por 34.8% de reservas probadas, 26.6% de reservas probables y 38.6% de reservas posibles. En este contexto, las reservas probadas de petróleo crudo equivalente (1P) alcanzaron un volumen de 13,017 millones de barriles (mmb), las reservas probables fueron de 9,966 mmb, y las reservas posibles 14, 421 mmb. Las reservas probadas de aceite crudo alcanzaron 9,711 mmb en 2015. De acuerdo a su clasificación por su densidad, el crudo pesado tiene la mayor contribución con un 62.2%, el crudo ligero aporta el 28.9% y el súper ligero el 8.9%. En cuanto a la distribución regional de las reservas probadas en términos de aceite, de los 9,711.0 mmb, el 56.4% se centra en la región Marina Noreste, el Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap concentró el 65.7% del volumen total de esta región, mientras que el 34.3% correspondió al Activo de Producción Cantarell. El 19.9% de las reservas probadas de aceite crudo del país pertenecen a la región Sur; el 14.9% se ubica en la región Marina Suroeste y 8.9% en la Norte”.¹⁷

Con base en las anteriores imágenes se comprende la importancia de la clasificación de la clasificación y posibilidades de extracción de los hidrocarburos. En razón de esto, es vital el denotar en las siguientes gráficas, parte del historial más destacado en las últimas décadas en torno a las reservas, así como a la producción de hidrocarburos con los que cuenta el país, con la finalidad de ejemplificar la relevancia de los mismos en el desarrollo económico de la nación.

¹⁷ *Idem.*

COMPOSICIÓN DE LAS RESERVAS REMANENTES DE ACEITE POR TIPO 2012-2016¹

(Millones de barriles)

Reserva	Tipo	Datos anuales					tmca
		2012	2013	2014	2015	2016	2012-2016
1P	Extra-pesado	222.1	228.7	262.5	318.5	772.0	36.5
	Ligero	2,004.9	2,008.0	1,932.1	2,025.6	1,559.3	-6.1
	Mediano	1,574.0	1,600.0	1,586.2	1,571.6	1,241.5	-5.8
	Pesado	5,398.0	5,425.2	5,275.9	5,156.0	3,612.1	-9.6
	Súper-ligero	826.1	811.3	755.4	639.2	455.8	-13.8
	Total	10,025.2	10,073.2	9,812.1	9,711.0	7,640.7	-6.6
2P	Extra-pesado	542.0	607.0	625.0	623.4	1,482.3	28.6
	Ligero	4,459.5	4,605.7	4,350.9	4,136.6	2,682.4	-11.9
	Mediano	3,444.1	3,585.5	3,438.1	3,242.7	2,949.8	-3.8
	Pesado	8,619.9	8,307.1	7,796.1	7,340.9	4,375.1	-15.6
	Súper-ligero	1,507.7	1,424.9	1,402.2	1,131.8	705.5	-17.3
	Total	18,573.3	18,530.1	17,612.4	16,475.5	12,195.1	-10.0
3P	Extra-pesado	1,674.0	1,667.1	1,773.3	1,757.9	2,767.6	13.4
	Ligero	8,258.9	8,276.7	7,562.1	6,584.3	3,801.0	-17.6
	Mediano	6,406.0	6,875.5	6,261.7	5,428.4	4,363.1	¹⁸ -9.2
	Pesado	11,589.2	11,194.1	10,884.0	9,972.6	5,261.7	-17.9
	Súper-ligero	2,684.5	2,803.2	2,846.7	2,081.8	1,316.7	-16.3
	Total	30,612.5	30,816.5	29,327.8	25,825.1	17,510.1	-13.0

Apreciamos que se ha generado una disminución considerable en la mayoría de reservas de aceite en los últimos años, y esto representa un diferencial negativo de 2012 a 2016, exceptuando el aceite extra-pesado de reservas 1P.

¹⁸ Secretaría de Energía, (2016), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2016-2030*, p. 37, recuperado https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177673/Prospectiva_de_Petr_Leo_Crudo_y_Petrol_feros_2016-2030.pdf

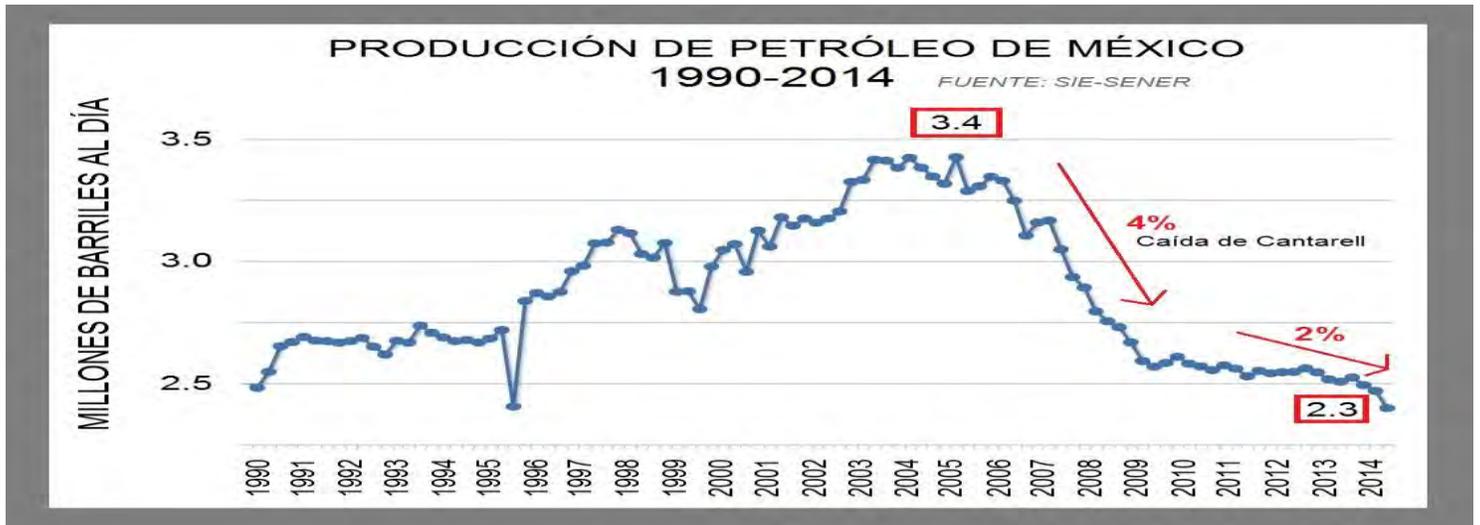
COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1ro. de enero de 2015

Región /Activo	Volumen original 3P		Producción acumulada			Reserva remanente								
	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmboe	Aceite mmb	Gas mmmpc	Petróleo crudo equivalente			Aceite			Gas		
						1P mmbpce	2P mmbpce	3P mmbpce	1P mmb	2P mmb	3P mmb	1P mmmpc	2P mmmpc	3P mmmpc
Marina Noroeste	78,594.0	28,172.6	21,091.5	18,868.4	10,646.1	6,011.9	8,374.3	11,531.9	5,475.3	7,701.9	10,759.2	2,581.6	3,265.2	3,456.6
Cantarell	38,765.5	18,022.3	16,124.4	14,359.6	8,471.3	2,114.7	3,522.2	4,971.9	1,875.8	3,191.8	4,587.6	1,160.3	1,614.2	1,882.5
Ku-Maloob-Zaap	39,828.5	10,150.3	4,967.1	4,508.9	2,174.8	3,897.2	4,852.1	6,560.0	3,600.5	4,510.1	6,171.6	1,421.3	1,650.9	1,568.1
Marina Suroeste	29,338.8	47,036.0	8,666.3	6,902.1	9,428.9	2,227.3	3,736.0	6,000.7	1,442.1	2,308.9	3,454.8	4,065.3	7,550.0	13,408.7
Atzacán-Pol-Chuc	17,561.5	17,421.2	7,115.0	5,852.1	6,969.0	820.3	1,199.6	1,442.8	613.2	928.0	1,127.2	1,128.4	1,478.5	1,727.0
Litoral de Tabasco	11,777.2	29,613.7	1,551.3	1,050.1	2,470.0	1,407.0	2,536.4	4,557.9	828.9	1,380.9	2,327.6	2,936.8	6,073.5	11,681.8
Norte	116,315.5	132,139.5	9,667.2	5,911.6	25,448.8	1,520.2	6,893.2	14,911.3	860.6	4,047.5	8,562.9	3,313.2	13,452.9	29,796.2
Aceite Terciario del Golfo	81,492.4	43,052.4	380.6	271.8	539.8	801.5	5,792.8	12,294.5	601.9	3,650.3	7,493.8	950.8	9,808.4	21,944.0
Burgos	332.9	27,519.8	2,541.3	40.2	13,508.5	319.0	542.2	859.1	7.8	12.7	20.6	1,536.3	2,839.1	4,248.2
Poza Rica-Altamira	33,189.4	54,657.6	5,954.5	5,510.0	7,628.8	233.9	351.9	1,508.2	196.5	303.7	943.8	246.9	355.0	2,853.1
Veracruz	1,300.7	6,909.9	790.9	89.5	3,771.7	185.7	206.3	249.5	54.4	80.6	104.7	579.2	650.3	744.9
Sur	40,637.3	76,932.3	18,099.8	10,791.9	30,777.4	3,258.0	3,980.0	4,961.0	1,933.0	2,417.1	3,046.4	5,330.5	6,338.5	7,846.1
Belkón-Jupo	13,465.5	17,608.0	4,517.6	3,238.7	5,082.6	1,187.3	1,491.3	1,693.1	786.6	1,005.2	1,152.9	1,616.7	1,911.5	2,126.5
Cinco Presidentes	7,333.2	6,731.8	2,336.9	1,916.2	2,386.4	238.0	314.9	414.4	188.6	249.9	327.7	262.4	349.8	481.6
Mecuspana-Muepac	6,225.0	30,421.9	5,678.1	1,885.5	16,120.8	318.8	435.3	647.8	82.8	138.5	219.9	1,028.6	1,312.8	1,884.4
Samaria-Lara	13,613.6	22,170.8	5,548.1	3,713.4	7,207.7	1,504.0	1,738.6	2,205.6	875.2	1,023.5	1,347.8	2,421.8	2,764.5	3,347.7
Nacional	264,885.6	284,279.4	57,505.8	42,434.1	76,301.2	13,017.4	22,983.5	37,464.8	9,711.0	16,475.5	25,825.1	15,290.5	30,806.6	54,889.6

El decrecimiento en la producción del petróleo en México ha derivado recientemente en complicaciones de estrategia energética; se ha tenido que importar una mayor cantidad de petrolíferos como la gasolina ante la demanda interna de estos en la última década.

Asimismo la disminución de producción de grandes yacimientos como Cantarell, ha contribuido a denotar la carencia productiva de petróleo en México, pero se espera que con el descubrimiento y desarrollo de nuevos yacimientos se comience a cambiar esta situación en el futuro inmediato como se demuestra en las próximas gráficas.

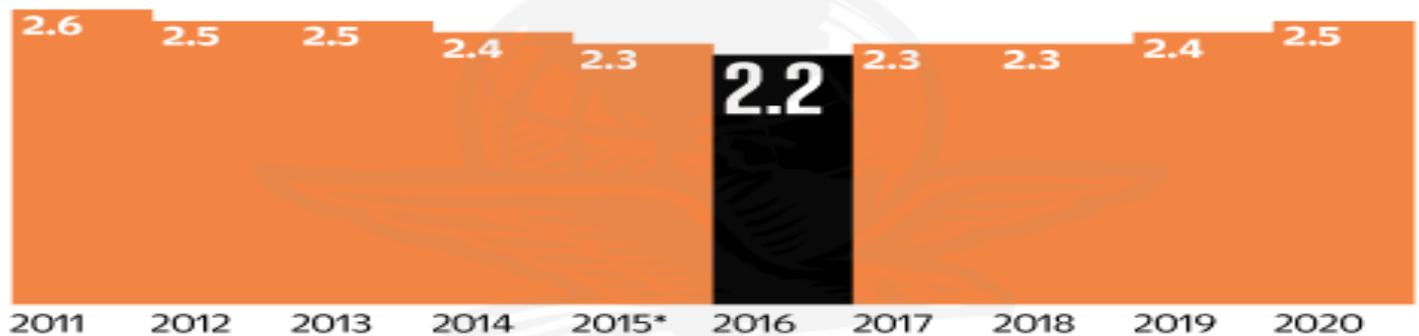
¹⁹ Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Informe de labores 2014-2015*, p. 22, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/65479/informe_labores_14_15.pdf



20

Producción de petróleo en México

(Millones de barriles por día)



21

Se espera que con el actual esquema energético aumenten las inversiones para la exploración y extracción de hidrocarburos, propiciadas estas por la adjudicación de contratos a empresas petroleras transnacionales y conjuntamente con las asignaciones otorgadas a Pemex propiciarán un incremento constante en la producción de petróleo en México.

“En 2013, en el diagnóstico del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Gobierno Federal señaló que aun cuando la actividad exploratoria se incrementó al doble de lo observado en años recientes, los niveles de incorporación de reservas no reflejaron volúmenes de reposición de los barriles producidos, por lo que el nivel

²⁰ Véase en http://3.bp.blogspot.com/-qPLx7xX2Srs/VYnWBnCQRHI/AAAAAAAAAz4/6mNY9MAL_Tg/s1600/prod%2Bmexico.jpg

²¹ Migueles Tenorio, Rubén, (19 de noviembre de 2015), *México con la producción de crudo más baja en 36 años*, recuperado de <http://www.eluniversal.com.mx/articulo/cartera/economia/2015/11/19/mexico-con-la-produccion-de-crudo-mas-baja-en-36-anos>

de producción y el volumen de exportaciones de petróleo crudo observados al cierre de 2012 fueron los menores desde 1990. Asimismo, se dio a conocer la limitada capacidad del Estado Mexicano para detonar nuevos proyectos de inversión en campos no convencionales, como los de aguas profundas, por lo que se planteó un nuevo marco regulatorio que permitiera al Estado aumentar su capacidad de producción, a fin de asegurar el abastecimiento de hidrocarburos”.²²

Ha quedado demostrado que en la primera década de este siglo, Pemex demostró un continuo deterioro operativo, tecnológico, de desarrollo de recursos humanos y financiero. De manera que la capacidad para generar nuevos proyectos se debilitó sustancialmente, en consecuencia a mecanismos de presupuesto y contratación que complicaron la operación y planeación a largo plazo; asimismo, el personal de la empresa a finales de la primera e inicio de la segunda década de este siglo se jubiló, alrededor de 2, 500 empleados de confianza; representando el 46% de los mandos superiores, concluyendo que el personal envejeció y no fue capacitado adecuadamente para los nuevos retos y desafíos del siglo 2000, aunado a que no se procuró el rejuvenecimiento y la búsqueda de perfiles jóvenes y mejor calificados para afrontar esta nueva etapa petrolera del país.²³

Aunado a lo anterior, también debemos considerar que la demanda de hidrocarburos aumentó radicalmente en el país, en específico del gas natural. Eso ha implicado el desabasto y en parte el aumento del precio de los hidrocarburos en nuestro país. Por ende cabe denotar las grandes amenazas y retos en el *upstream* de este tipo de los hidrocarburos.

²² Grupo Funcional Desarrollo Económico, (2014), *Informe del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2014*, p. 2, recuperado de http://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2014i/Documentos/Auditorias/2014_0329_a.pdf

²³ Cfr. Reyes, Heróles, Jesús G.G., *op. cit.*, p. 6.

Demanda de Gas Natural en México 2015

*Datos SENER

Combustible	Demanda Nacional [Millones de pies cúbicos diarios]
Gas Natural	7,504.10
Gasolina*	3,816.20
Diésel*	2,177.40
Combustóleo*	836.90
Gas LP*	1,082.90
Carbón*	1,257.60
Coqué de petróleo*	439.8

Riesgos del Gas Natural en México

- Dependencia significativa de un solo proveedor de gas natural (EUA), así como de un Estado (Texas)
- Solo se cuenta con dos puertos de Importación de Gas
- El desarrollo de gasoductos únicamente con Estados Unidos
- Parte de la Infraestructura se encuentra licenciada a particulares
- Disminución en las inversiones para la exploración y desarrollo de campos de Gas.

Asimismo es vital hacer énfasis en las dificultades que se deben afrontar para desarrollar y mejorar el campo de gas en México y manifestar nuestras propuestas para lograr la eficiencia en la producción y distribución de gas a nivel nacional.

Retos del Gas en México

- El aumento en la Exploración de cuencas de Gas Natural, así como su adición a las Reservas Nacionales y su posterior Producción.
- El incremento de la capacidad para procesar el petróleo y permitir la generación de Gas LP.
- La adición de todos los ductos del país en un sistema integral, mediante los incentivos correctos a los propietarios de los ductos (inclusión a un mercado

más extenso), con el fin de que el suministro de gas esté garantizado y el aprovechamiento de la infraestructura sea la óptima.

En cuanto a la parte marina de hidrocarburos, el año pasado, Pemex reportó su nivel más bajo en materia de desarrollo y exploración en áreas marinas a pesar de que el 83 por ciento de la producción nacional proviene de yacimientos de la zona. Según las estadísticas de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2016 y 2017 registraron el menor número de equipos de perforación, de pozos perforados y de pozos terminados. En contraste, el pico más alto de dicha actividad ocurrió en 2013 cuando el desarrollo marino tuvo alrededor de 50 equipos de perforación marina, cantidad que para diciembre de 2017 se redujo a nueve. Consecuencia de ello, sólo se perforaron 22 de los 34 logrados el año anterior y se terminaron únicamente 24, es decir, 29 por ciento menos. En 2017 la producción de crudo reportó una contracción de diez por ciento.

La tendencia a la baja en los trabajos en aguas someras impedirían que se cumpla la Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2017-2031 de la Secretaría de Energía, en donde en un escenario máximo, la producción debería alcanzar los tres mil 252 millones de barriles diarios para 2031, mientras que, en un escenario mínimo, se reduce un 9.3 por ciento con un volumen de 1.78 millones de barriles diarios para el mismo periodo.²⁴

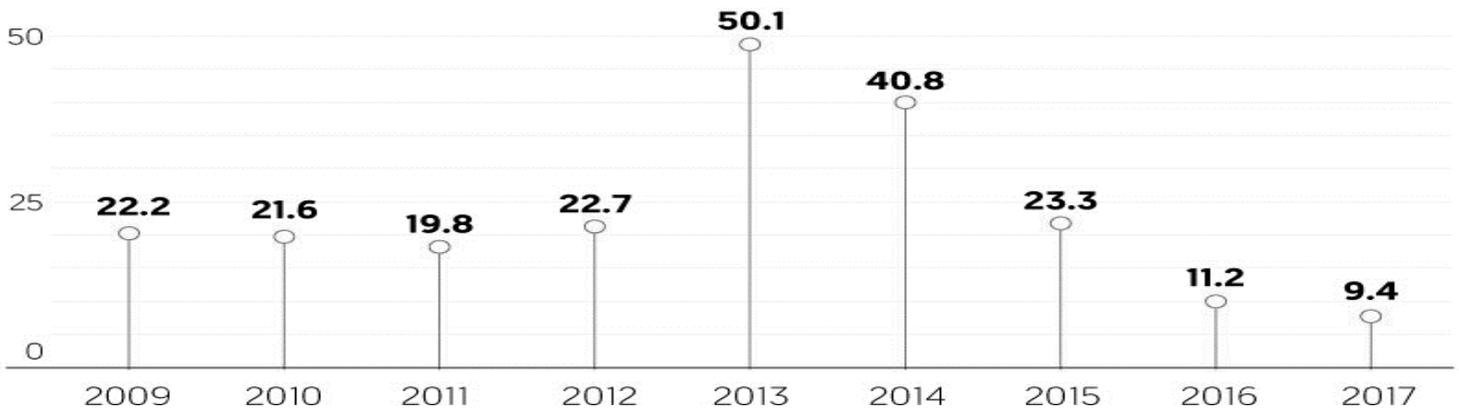
Concluimos que se deben licitar y otorgar más contratos petroleros en las áreas catalogadas como “someras” con la finalidad de contrarrestar la continua disminución de trabajos de exploración y de extracción en esas zonas acuáticas. Con esto se podrán lograr los objetivos de producción trazados por SENER en zonas marinas, en especial en las áreas someras; de lo contrario no aumentará la producción de hidrocarburos, tal como queda denotado en la siguiente imagen.

²⁴ Cfr. Loredó, Daniela, (13 de marzo de 2018), *Pemex reduce al mínimo sus operaciones en aguas someras* recuperado de <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/pemex-reduce-al-minimo-sus-operaciones-en-aguas-someras>

Tendencia a la baja

El número de equipos de perforación en proyectos de desarrollo marinos registró su quinta disminución en 2017.

■ Promedio de equipos en operación



25

Con lo anterior ha quedado denotado el decrecimiento paulatino de la extracción de los hidrocarburos, así como la disminución de reservas en las últimas décadas. Somos enfáticos en que este aspecto se fue propiciando y aumentando su problemática, a raíz del descuido operacional y financiero de Pemex; ya que esto redujo la inversión que se le dio a la hoy EPE y por ende esto generó que disminuyera la capacidad de producción de diversas áreas operadas por Pemex. Asimismo se presentaron dificultades técnico-operativas para extraer hidrocarburos encontrados en yacimientos de difícil acceso por sus características naturales o no convencionales, concluyendo que era inaccesible llegar a estos yacimientos, esto aunado a que tanto la maquinaria de operación como el personal de Pemex quedaron rezagados en tecnología y resultaron incapaces para operar esos nuevos descubrimientos petroleros. Es necesario precisar que con la apertura a las actividades del sector de los hidrocarburos, se espera contrarrestar estas deficiencias económicas, operativas y financieras tanto de Pemex como del sector energético del país. También quedaron denotados los primeros beneficios de la reforma de 2013, al asignar las áreas con yacimientos de mayor potencial a Pemex y al permitir asociaciones de esta EPE con empresas petroleras transnacionales para participar en las licitaciones de otras áreas. Se han podido diversificar tanto las actividades de exploración, como en un futuro las de extracción y producción de

²⁵ *Idem.*

hidrocarburos, derivadas de los contratos de exploración y extracción suscritos con el Estado mexicano. Elevando así el panorama que se proyecta para el crecimiento de reservas y producción de los recursos hidrocarburos en territorio nacional.

1.2 Concepto de Empresa Productiva

Es vital contextualizar las implicaciones que conlleva la creación de la institución jurídica Empresa Productiva del Estado (EPE) en el sistema jurídico mexicano así como determinar en qué parte de la estructura del Gobierno Federal se encuentra. Para lo anterior es necesario analizar los respectivos elementos que caracterizan y conforman a las EPE.

Por un lado, la Administración pública centralizada es aquella adscrita directamente al Presidente de la República, es decir, que tiene como principal característica la dependencia directa e inmediata de los órganos y sub-órganos que realizan dicha función con aquél, con base en un sistema de controles, mando y vigilancia de tipo jerárquico superior-inferior (de manera vertical).

Por el otro, la Administración pública paraestatal se refiere a la que está “alejada” de la relación jerárquica respecto del Gobierno, generalmente órganos de derecho público con personalidad jurídica y patrimonio propios que ejercen funciones públicas.

Es de recordar que antes de la reforma energética de 2013, la naturaleza jurídica de Pemex era la de una paraestatal. En el ámbito jurisdiccional históricamente, dicha diferenciación ha quedado claramente denotada, ya que la interpretación de los Tribunales federales sobre los órganos paraestatales, evidenció que pueden concebirse como instituciones auxiliares de la administración pública centralizada, que actúan paralelamente a ésta, con diversos objetivos importantes para la satisfacción de necesidades colectivas, sin que pueda afirmarse que dichas instituciones sean órganos del Poder Ejecutivo Federal o partes integrantes de la

Federación. Al interpretar lo anterior, se enmarca que se separaba a los órganos paraestatales del Gobierno federal pero además los excluía de manera artificial como parte estructural de la Administración pública.

Más tarde, la SCJN concretó que las razones del desdoblamiento de la administración pública estriban en la circunstancia de que las atribuciones del poder público se han incrementado con el tiempo, es decir, de un Estado de derecho se ha pasado a un Estado social de derecho, donde el crecimiento de la colectividad y, los problemas y necesidades de ésta, suscitaron una creciente intervención del ente público en diversas actividades, tanto en prestación de servicios como en producción y comercialización de productos.

En resumen, la jurisprudencia federal y la doctrina jurídica mexicana establecieron que la Administración pública federal se integra por las dependencias subordinadas directamente al Presidente de la República (centralizada) y por las entidades con personalidad jurídica y patrimonio propios que funcionan como órganos auxiliares en las funciones del Poder ejecutivo y, por tanto, cuya subordinación se relativiza. La transformación de Pemex y CFE en EPE ha generado un impacto en el entero de la organización administrativa federal, ya que, legislativamente incorporan nuevos elementos a dicha organización. De acuerdo con las pautas constitucionales del artículo 90 Constitucional, la Administración centralizada ha sido regulada de manera clara y con una pauta claramente identificable, la posición coordinadora de la Secretaría de Gobernación sobre las demás dependencias federales y la entera subordinación al Presidente de la República, es decir, la expresión directa y vertical del presidencialismo.

Sin embargo, la claridad de la regulación de la Administración centralizada no ha tenido reflejo en el caso de la Administración paraestatal, ya que difumina el repertorio de órganos administrativos paraestatales. El tema consiste en que el actual diseño de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF) excluye a las EPE de su consideración como órganos de la Administración pública paraestatal y, en consecuencia, la Ley Federal de las Entidades Paraestatales (LFEP) en su artículo tercero, si hace referencia a las EPE y sus respectivas

empresas productivas subsidiarias, sin embargo, determina excluirlas de su regulación. Paradójicamente ese artículo de la LFEP no hace referencia a las filiales de una EPE.

Con base en lo anterior, es indudable que las EPE conforman una nueva institución de órganos distintos a las entidades paraestatales, pero, en definitiva, son parte del Estado. Considerando que de acuerdo con la reserva de ley del artículo 90 de la Constitución cada una de las EPE actuales, tiene su propia ley (LPEMEX y LCFE); derivado de su carácter estratégico, autonomía orgánica, objetivos y naturaleza de sus funciones. Por lo que hace a su marco jurídico, las entidades paraestatales están sujetas a la LFEP y sólo en lo no previsto por ésta, a sus propias leyes u otras disposiciones. En el caso de las empresas productivas del Estado, éstas no sólo quedan excluidas de la aplicación de dicha norma, sino que se rigen por su propia ley. En concreto las EPE quedan así excluidas de la observancia tanto de la LOAPF como de la LFEP.²⁶

Ilustramos lo anterior con el siguiente esquema del marco legal que actualmente rige a Pemex y dónde todas sus actividades se encuentran reguladas o contempladas, se especifica que leyes le aplican y cuáles no.

²⁶ Jiménez Dorantes, Manuel, (2015,22 septiembre), *Empresa productiva del Estado y su posición dentro de la Administración Pública federal*, Staff Oil & Gas Magazine, recuperado de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2015/09/empresa-productiva-del-estado-y-su-posicion-dentro-de-la-administracion-publica-federal/>

Marco legal de PEMEX.



27

Así, las EPE son una figura específica que mantiene un mayor grado de desvinculación con los órganos políticos en general y del Gobierno federal, en particular. Esta posición se refuerza en el propio diseño legal de la reforma energética ya que en ningún caso se indica o traslada a las EPE como empresas organizadas bajo el derecho privado o societario. Por tanto, mantienen su posición dentro del entramado orgánico-administrativo federal, bajo la propiedad exclusiva del Gobierno federal, lo que las excluye de la figura de “empresa de participación estatal mayoritaria” en la que existe la participación del capital privado dentro de la empresa (empresas mixtas).

En consecuencia, hay que hacer una distinción en el seno de la Administración pública “paraestatal”, por un lado, los “órganos descentralizados” y las EPE, en el que estas están dotadas de mayores elementos de éxito en su actuación en un entorno empresarial y competitivo para facilitar su actuación en las relaciones contractuales.²⁸

²⁷ Pemex Dirección Jurídica, *Pemex en el entorno de la reforma, su naturaleza, transición y evolución del gobierno corporativo*, Presentación del cuaderno número 2 de las publicaciones empresariales de la Facultad de Contaduría y Administración de la UNAM, México, 2015. p. 12.

²⁸ Cfr. Jiménez Dorantes, Manuel, *op.cit.*, recuperado de <https://www.oilandgas magazine.com.mx/2015/09/empresa-productiva-del-estado-y-su-posicion-dentro-de-la-administracion-publica-federal/>

Uno de los aspectos más destacados de la Reforma Constitucional en materia de energía, fue la transformación de Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en empresas productivas del Estado. El fortalecimiento de estas instituciones se dio fundamentalmente para que contaran con las condiciones necesarias para competir exitosamente en las actividades de sus respectivos sectores energéticos; en el marco de la apertura del sector energético a las nuevas formas de participación del sector privado. En este contexto, el paquete de iniciativas de legislación secundaria buscó reglamentar la actuación de Pemex y CFE como entes del Estado, apegándose a los principios establecidos en la Reforma Constitucional para garantizar su autonomía, eficiencia y transparencia. Lo anterior, reflejó que se establecieran modificaciones a la Ley de Petróleos Mexicanos y la Ley de la Comisión Federal de Electricidad. Con las modificaciones propuestas, las EPE tendrían el mandato de crear valor económico e incrementar los ingresos de la nación con sentido de equidad, responsabilidad social y ambiental. Asimismo se establece una nueva organización corporativa acorde con las mejores prácticas internacionales que garantice su autonomía técnica y de gestión. También se les dota de un régimen especial en diversas materias para la eficaz realización de su objeto. El nuevo esquema bajo el que se rigen Pemex y CFE como EPE está fundamentado en un régimen jurídico especial; es decir, se deja de ver a Pemex y CFE como dependencias gubernamentales y se transforman en auténticas empresas. Son 100% propiedad del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, autonomía técnica, operativa y de gestión. Se les otorga autonomía presupuestaria, estando sólo sujetas a un techo de endeudamiento (balance financiero) y a un techo en materia de servicios personales que establezca el Congreso de la Unión. La elaboración y ejercicio del presupuesto, así como sus adecuaciones las realizará la empresa sin intervención de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Además se les propicia a tener un régimen de remuneraciones especial, únicamente sujeto al techo global de servicios personales, que permita atraer al personal altamente calificado, evite la fuga de capital humano y que sea acorde con otras empresas de la industria con las que competirán. Asimismo se establece un régimen especial para la contratación y

procura de bienes, obras y servicios que les permitirá operar con oportunidad y transparencia en un entorno de competencia. Además se dota a las EPE de flexibilidad para la creación de subsidiarias o filiales que les permitan cumplir con su objeto. Con este nuevo régimen especial Pemex y CFE tendrán las herramientas necesarias para ser empresas más productivas, eficientes y competitivas.²⁹

Así, el Estado tiene un nuevo rol como propietario de estas EPE. En este nuevo enfoque se busca que el Estado deje de ser administrador principal y no participe en la operación cotidiana de la empresa. De acuerdo con las mejores prácticas de gobierno corporativo a nivel internacional. Ahora el Gobierno actuará como dueño de la empresa y como tal no tendrá una participación en la operación diaria; el papel del Estado será el de seleccionar a los administradores de la empresa, quienes serán los que deberán rendir cuentas sobre la operación de la empresa. Así, las decisiones relacionadas con la estrategia empresarial serán tomadas por el Consejo de Administración y no por el Estado. Además como dueño, el Gobierno Federal podrá designar a los funcionarios que integrarán el Consejo de Administración de las empresas; establecer reglas mínimas de organización; designar al auditor externo; proponer al H. Congreso de la Unión el dividendo que habrán de pagar, y evaluar el desempeño general de las empresas y de los integrantes del órgano de gobierno.³⁰

Recalcamos que el objeto primordial es que las EPE se enfoquen al desarrollo de sus actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, dentro de un marco transparente, de honestidad, de eficiencia productiva y, al mismo tiempo, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental, debido a que actuarán mediante un gobierno corporativo de forma que puedan competir con eficacia en la industria energética con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales; o mediante la celebración de contratos, convenios,

²⁹ Cfr. Secretaría de Hacienda y Crédito Público, (2014), *Empresas productivas del estado para beneficiar a sus dueños: los mexicanos*, México, pp. 1-2, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/21766/vocero_21_2014.pdf

³⁰ Cfr. *Idem*.

alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional. A su vez la EPE continuarán con una participación más amplia ya que pueden celebrar con el Gobierno Federal y con personas físicas o morales toda clase de actos, convenios, contratos, suscribir títulos de crédito y otorgar todo tipo de garantías. Para el caso de Petróleos Mexicanos, el Estado Mexicano mantendrá en exclusiva la propiedad sobre los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo, con sujeción a las disposiciones legales aplicables.³¹

De tal forma que el patrimonio de las EPE está constituido por los bienes, derechos y obligaciones que haya adquirido o se le hayan asignado, transferido o adjudicado; por los que adquiriera por cualquier título jurídico, ministraciones presupuestarias o donaciones, así como por los rendimientos de sus operaciones y los ingresos que reciba por cualquier otro concepto. Y por tanto pueden reportar para efectos contables y financieros las asignaciones y contratos que les otorgue el Gobierno Federal, así como sus beneficios esperados, siempre y cuando se afirme, para el caso de Petróleos Mexicanos, en la propia asignación o contrato, que los hidrocarburos que se encuentren en el subsuelo son propiedad de la Nación. Conviene señalar que el artículo 46 de la ley orgánica de la administración pública federal, establece las características que delimitan a una empresa paraestatal, y estas no coinciden con las de las EPE destacando particularmente las siguientes:

- A) Que el Gobierno Federal o una o más entidades paraestatales, conjunta o separadamente, aporten o sean propietarios de más del 50% del capital social.
- B) Que en la constitución de su capital se hagan figurar títulos representativos de capital social de serie especial que sólo puedan ser suscritas por el Gobierno Federal; o
- C) Que al Gobierno Federal corresponda la facultad de nombrar a la mayoría de los miembros del órgano de gobierno o su equivalente, o bien designar al presidente o

³¹ Cfr. Sistema de información estratégica, (2016), *Empresas productivas del Estado*, México, recuperado de <http://www.siemexico.mx/?p=5056>

director general, o cuando tenga facultades para vetar los acuerdos del propio órgano de gobierno.³²

Reiteramos que las EPE cuentan con elementos particulares y únicos que denotan una clara distinción con otros organismos descentralizados y, en general, con cualquier entidad paraestatal; por lo que, al formar parte de la Administración Pública Federal, deberán considerarse en una rama diferente a las tradicionales. Si bien el artículo 90 de la CPEUM establece que la Administración Pública Federal será centralizada y paraestatal, el artículo 25 brinda el sustento constitucional a las EPE como entes públicos que forman parte de la Administración Pública Federal. A pesar de lo anterior, hay quienes afirman que la EPE son organismos descentralizados que simplemente cuentan con un régimen especial, diferenciado del resto. Con esto queda reforzada la distinción entre una EPE y cualquier ente de la administración pública ya sea centralizado o paraestatal. Por ende se debe hacer una interpretación armónica de todos los preceptos constitucionales referidos anteriormente.³³

Sobre este punto existe un precedente importante que resulta relevante mencionar. El texto original de nuestra Carta Magna, en su artículo 90, únicamente establecía la existencia de las secretarías de Estado para el despacho de los negocios del orden administrativo de la Federación. Este artículo no fue reformado sino hasta 1981 para prever que la Administración Pública Federal sería centralizada y paraestatal. Sin embargo, desde 1976 entró en vigor la LOAPF, cuyo objeto era establecer las bases de organización de la Administración Pública Federal, centralizada y paraestatal. Por lo tanto, la rama paraestatal de la administración pública existió en nuestro derecho positivo durante cinco años, sin ningún sustento constitucional, cosa contraria las EPE que desde su creación ya contaban con sustento constitucional.

³² Cfr. *Idem*.

³³ Cfr. Cossío Barragán, José Ramón, (2015, diciembre), *Naturaleza jurídica de Petróleos Mexicanos como empresa productiva del Estado en el sector hidrocarburos*, Revisión legal y económica, p. 38, recuperado de rle.itam.mx/wp-content/uploads/2016/02/RLE-digital.pdf

Por lo que para poder determinar la naturaleza jurídica e integración de un ente en la estructura gubernamental de un Estado, es necesario analizar y determinar sus características o atributos sustantivos y no meramente formales. La relación de tutela con los órganos centrales varía mucho del de las entidades paraestatales. Asimismo, y como también ya mencionamos, las empresas productivas del Estado no se encuentran sujetas a la coordinación sectorial, sino a un modelo de colaboración institucional, que permita a la Secretaría de Energía (SENER) ejercer debidamente sus funciones en la presidencia de los consejos de administración de estas empresas y contar con información para realizar la planeación y programación sectorial. En cuanto a su objeto y funciones, las entidades paraestatales pueden llevar a cabo las actividades estratégicas o prioritarias que determinen su ley o decreto de creación al igual que las empresas productivas del Estado. Sin embargo, en el caso de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, únicamente podrán ser llevadas a cabo por empresas productivas del Estado, excluyendo por lo tanto a las entidades paraestatales.

Derivado de lo anterior estamos en posibilidad de dar una definición completa del concepto de empresas productivas del Estado aplicado a Pemex, al cual de manera categórica definimos como: una institución de derecho público, que forma parte de la estructura de la Administración Pública Federal; que, sin tener el carácter de entidad paraestatal, tiene personalidad jurídica y patrimonio propios, aunado a contar con autonomía técnica, operativa y de gestión, y cuyo objeto es desarrollar la actividad estratégica del Estado que le sea conferida, mediante el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor agregado y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario, con sentido de equidad y responsabilidad social y ambiental.³⁴

³⁴ Cfr. *Ibidem*, pp. 38-40.

Lo anterior reiteramos enmarca una nueva forma de integración de una institución en el esquema de la administración pública federal, tal como se denota en la siguiente imagen.



En este orden de ideas, consideramos fundamental comprender el sentido intrínseco de la palabra empresa. Partiendo de que en economía, la empresa se caracteriza por ser un sistema artificial, diseñado por el hombre para alcanzar objetivos, en constante intercambio de recursos con su entorno; la empresa precisa un sistema de retroalimentación consistente en un orden superior, formado por diferentes subsistemas. La empresa desde un punto de vista macroeconómico, destaca su papel como creadora de riqueza y generadora de rentas, la teoría de sistemas permite entender a la empresa como un sistema abierto a su entorno, que persigue fines y con capacidad de controlar el cumplimiento de los mismos.³⁶

En un sentido jurídico, se desprende que la empresa es el conjunto de cosas y derechos que está armónicamente ordenado y sistematizado, que es objeto de reconocimiento y protección legal. Así la titularidad y organización de todos los elementos de la empresa corresponden al empresario o comerciante.³⁷

³⁵ Pemex Dirección Jurídica, *op. cit.*, p. 9.

³⁶ Cfr. Vázquez Ordás, Camilo J. (coord.), *Introducción a la administración de empresas*, 3ra. ed., España, Editorial Civitas, 1999, pp. 31 y 51.

³⁷ Cfr. Díaz Bravo Arturo, *Derecho Mercantil*, t. 1, s.f., México, Iure editores, 2014, p. 48.

Planteamos que jurídicamente el término empresa es mal empleado para referirse a un ente o institución del gobierno federal, ya que como hemos analizado en las definiciones anteriores, la empresa es un acervo de cosas y derechos que no cuenta con personalidad jurídica; cosa contraria a una sociedad, enfatizando que la sociedad como empresario, es titular de la empresa y esta genera todos los factores de producción, riqueza y recursos a la sociedad.³⁸

Por lo que determinamos que la denominación ya sea para Pemex o CFE debe de ser sociedades nacionales productivas del Estado, siguiendo el criterio de Arturo Díaz Bravo, considerando a los factores desarrollados anteriormente, y reiterando que en sus actividades empresariales operan y funcionan como cualquier sociedad con una estructura sólida, cuya función principal es contribuir desde sus respectivas sociedades energéticas al desarrollo de la economía nacional.

Asimismo consideramos conveniente que se origine otra EPE abocada a las energías sustentables o “limpias”, con esto se tendría completo el esquema energético del país en todas sus vertientes; por lo que consideramos sería más eficiente tener tres EPE reiterando que una ya trabaja los hidrocarburos, otra el sector eléctrico pero falta una que se concentre únicamente en las energías limpias. Propiciando una especialización en cada una y desarrollando una correcta diversificación de todos los recursos energéticos del país.

1.3 Antecedentes de la Reforma Energética

Partimos de la premisa de que los artículos constitucionales base del sector energético, en específico de los hidrocarburos, son el 25 párrafo quinto, el 27 párrafos cuarto y séptimo, y el 28 párrafos cuarto, sexto y octavo.

Las bases constitucionales en las que se fijan los recursos naturales de la nación, históricamente han permeado sobre la exclusividad del Estado mexicano para la

³⁸ Cfr. *Ibidem*, p. 49.

exploración y extracción de los mismos, dejando prácticamente en el olvido la apertura a sociedades extranjeras para participar en las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos.

Los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, originalmente se forjaron con el establecimiento de dos principios trascendentales en el sector de hidrocarburos de la nación: a) El primer principio es el de la propiedad originaria de la nación sobre las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, el cual vino a trastocar la naturaleza individualista de la propiedad privada a fin de someterla al interés general de la sociedad.

b) El segundo principio es el del dominio directo, inalienable e imprescriptible de la nación sobre los hidrocarburos y los demás recursos naturales del subsuelo.

Posteriormente se agregaron dos principios más, que complementaron la solidez de los dos originales en materia energética.

c) El tercer principio es el de la extracción exclusiva y directa de los hidrocarburos por parte de la nación, que complementa la prohibición expresa de otorgar concesiones. Con él se robustece la eficacia del principio del dominio directo a través de la exclusividad de la nación para desarrollar y disfrutar de los beneficios de la industria petrolera nacionalizada.³⁹

d) El cuarto principio expresa que los hidrocarburos y la petroquímica básica constituyen un área estratégica de la economía nacional y que el sector público lo tendrá a su cargo de manera exclusiva (reformas a los artículos 25 y 28 constitucionales).⁴⁰

³⁹ Cfr. Jiménez Vázquez, Raúl, *Marco jurídico constitucional de la industria petrolera nacionalizada*, en Almazán González José Antonio (Coord.), *Exclusividad de la nación en materia de petróleo*, México, Centro de producción editorial, grupo parlamentario del PRD Cámara de Diputados Congreso de la Unión LX Legislatura, 2008, p. 12.

⁴⁰ Cfr. Cárdenas Gracia, Jaime, *Constitución y reforma petrolera*, en Almazán González José Antonio (coord), *El debate constitucional sobre la reforma de PEMEX: Conclusiones y propuestas*, México, Centro de producción editorial, grupo parlamentario del PRD Cámara de Diputados Congreso de la Unión LX Legislatura, 2008, p. 21.

Sintetizando lo anterior, los dos primeros principios constitucionales provienen de los párrafos primero, cuarto y sexto del artículo 27 del Constituyente de Querétaro. El tercero fundamentalmente fue consecuencia de dos reformas trascendentales al párrafo sexto del artículo 27 constitucional, la primera como parte de la expropiación petrolera decretada por el presidente Lázaro Cárdenas a fines de 1938, y la segunda, por el presidente Adolfo López Mateos, a principios de 1960.⁴¹ Finalmente el cuarto, con la reforma constitucional promovida por el presidente Miguel de la Madrid.⁴²

“Durante el porfiriato se promulgaron diversos ordenamientos legislativos estableciendo que el dueño del suelo también lo era del subsuelo. Tal es el caso del Código de Minas de 1884, el Código Civil del mismo año, el Código de Minas de 1892, la Ley del Petróleo de 1901 y la Ley Minera de 1909”.⁴³

En esta época no se vislumbraban las ideas y principios nacionalistas que a la postre se establecieron para la actividad petrolera del país. Por el contrario el trato que se daba a los recursos naturales era absolutista para los particulares que fueran dueños de las tierras y tuvieran la capacidad para extraer los recursos petroleros del suelo y subsuelo, reflejando la nula intención del gobierno porfirista por proteger la exclusividad que en esencia debiera tener el Estado mexicano sobre los recursos naturales inherentes a la nación.

Los primeros esfuerzos tributarios en el sector petrolero del país se llevaron a cabo a través de Francisco I. Madero, cuando estableció un primer impuesto al timbre de 3 centavos por barril de petróleo, secundado por otro gravamen de 20 centavos por tonelada de petróleo extraído, asimismo se expidió un decreto obligando a las empresas petroleras a inscribirse en un registro gubernamental.

⁴¹ Cfr. Jiménez Vázquez, Raúl, capítulo VI, *Conformación histórica de los principios constitucionales en materia de hidrocarburos y los efectos desnacionalizantes de la reforma energética*, en Ángeles Cornejo, O. Sarahí (coord. y comp.), *Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante*, México, t. 2, Cosmos editorial, 2011, p. 324.

⁴² Cfr. Cárdenas Gracia, Jaime, *op. cit.*, p. 21.

⁴³ Jiménez Vázquez, Raúl, *op. cit.*, p. 13.

Venustiano Carranza incorporó el asunto de los hidrocarburos al insertar en el artículo 2° de las Adiciones al Plan de Guadalupe la revisión de las leyes relativas a la explotación del petróleo.

En marzo de 1915 se creó la Comisión Técnica del Petróleo, organismo gubernamental que emitió un informe que derivaba en la restitución a la nación de las riquezas del subsuelo. Continuo a estas acciones en el seno del Congreso Constituyente de Querétaro, un puñado de diputados radicales encabezados por el general Francisco Mújica, insertaron el artículo 27 constitucional con los principios que lograron la reivindicación de los recursos petrolíferos de la nación mexicana: i) el principio de la propiedad originaria de la Nación sobre las tierras y aguas comprendidas dentro del territorio nacional, ii) el principio de dominio directo, inalienable e imprescriptible, del dominio radical, del dominio absoluto de la Nación sobre todos los recursos ubicados en el subsuelo. Así, la creación y redacción del artículo 27 constitucional, derivó en el desconocimiento del artículo por parte de las compañías petroleras y del gobierno de los E.U.A. A lo que Carranza respondió con la promoción de disposiciones fiscales tendientes a proporcionar efectividad al principio del dominio directo de la nación sobre sus recursos naturales, como lo fueron el decreto tributario de abril de 1917 y el decreto reglamentario del artículo 27 constitucional de febrero de 1918.

Sin embargo, en el gobierno de Álvaro Obregón se accedió a una negociación secreta con el gobierno estadounidense, mejor conocida como los "Tratados de Bucareli" de 1923, en la que se pactó que el artículo 27 constitucional no fuera aplicado en forma retroactiva a los títulos de propiedad de los estadounidenses generados al amparo de las leyes porfiristas, a cambio de que el gobierno estadounidense reconociera al mexicano.

A la promulgación el 25 de diciembre de 1925 del entonces presidente Plutarco Elías Calles, de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, se siguieron reconociendo los derechos adquiridos de las compañías petroleras con base en los "Tratados de Bucareli". El verdadero paso legislativo de auxilio y protección al principio de propiedad del artículo 27 constitucional se dio con

la expropiación petrolera decretada por el presidente Lázaro Cárdenas el 18 de marzo de 1938, donde el Gobierno Federal determinó que la Nación debía tener el control absoluto de todas y cada una de las fases o etapas inherentes a la extracción de los recursos petroleros, gestándose con esa acción la idea estratégica de la nacionalización integral de los hidrocarburos.⁴⁴

Por otra parte, la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo promulgada el 30 de diciembre de 1941 por el presidente Manuel Ávila Camacho. En su artículo 5° estableció que la industria petrolera comprendía la explotación, exploración, transporte, almacenamiento, refinación, distribución del petróleo y del gas artificial.⁴⁵

Cabe recordar que a pesar de estos logros nacionalistas, en 1949 y 1951 se otorgaron a empresas petroleras pertenecientes al grupo CIMA-Pauley diversos “contratos de riesgo” que consistían en remunerar a los contratistas en el reembolso total, sin plazos de vencimiento, de los gastos e inversiones por trabajos ejecutados más el valor de 50 por ciento de los hidrocarburos producidos por los pozos perforados, más una compensación de entre 15 y 18.25 por ciento del valor de la producción, por un periodo de 25 años. Lo anterior llevó al presidente Adolfo López Mateos a promover en enero de 1960 una segunda reforma al párrafo sexto del artículo 27 de la Constitución, prescribiéndose que en materia de petróleo no se otorgarían contratos ni subsistirán los que se hayan otorgado.⁴⁶

En 1983 el sentido de nacionalización del petróleo, intrínseco a los principios insertos en el artículo 27 de la Constitución, quedó completo con una tercera reforma constitucional promovida por el presidente Miguel de la Madrid. Con esto se dio origen al capítulo económico contemplado en los artículos 25 y 28 de nuestra Carta Magna, donde se asigna al Estado la rectoría del desarrollo nacional, facultándolo para planear, conducir, coordinar y orientar la actividad económica del país; definiéndose en forma clara y precisa las áreas estratégicas de la economía

⁴⁴ Cfr. *Ibidem*, pp. 13-15.

⁴⁵ Cfr. Jiménez Vázquez, Raúl, *op. cit.*, p. 343.

⁴⁶ Cfr. *Ibid*, p. 18.

nacional, reservadas exclusivamente al Estado, incluyendo dentro de las mismas a los hidrocarburos y la petroquímica básica y disponiéndose que las áreas estratégicas no constituyen monopolios y serían desarrolladas exclusivamente a través de organismos públicos en los que el Estado mantendría siempre la propiedad y el control.⁴⁷

Después, en 1996 en el marco de los planes de desarrollo del potencial gasífero de la Cuenca de Burgos aparecieron en el país los Contratos de Servicio Integrales (CSI), consistentes en que una compañía petrolera (Pemex) le encarga a una compañía de servicios (Schlumberger), la realización de un conjunto de actividades. Mientras la primera se encargaría de las actividades —medulares planeación de la exploración, explotación de los yacimientos y operación de la producción—, el proveedor atendería los servicios del subsuelo e ingeniería que se insertan entre las actividades medulares. La compañía petrolera da instrucciones precisas; determina el objetivo de la exploración, interpreta la información geológica y geofísica adquirida, define dónde y cómo perforar; cómo y cuándo dar mantenimiento a los pozos.

Un ejemplo de los CSI es un contrato para perforar 200 pozos y entregarlos listos para producir. Puntualizando que eran una modalidad extrema de un contrato de servicio. La primera licitación de este esquema de contratación, se dio en diciembre de 1996 y el falló en abril de 1997, resultando ganador el consorcio conformado por la empresa Schlumberger, Perforadora México y Compañía Mexicana de Exploraciones (Comesa), Filial de Pemex; quién justificó la integración de paquetes de servicios como medida para elevar la eficiencia de producción y extendió este esquema de los CSI a otras regiones para ampliarlos servicios contratados para las actividades medulares como la planeación de la extracción de hidrocarburos.⁴⁸

⁴⁷ Cfr. *Ibidem*, p. 19.

⁴⁸ Cfr. Hickman Sandoval, Alfonso, Capítulo II, *La reconversión industrial: inicio de las reformas neoliberales privatizadoras en Pemex previas a la reforma energética 2008*, en Ángeles Cornejo, O. Sarahí (coord. y comp.), *Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante*, México, t. 1, Cosmos editorial, 2011, pp. 75-76.

“E.U.A obtuvo del gobierno del presidente Zedillo, el Acuerdo Marco para hipotecar los ingresos provenientes de las exportaciones petroleras y contar con toda la información del funcionamiento de PEMEX y de las reservas de petróleo del país, las actividades de transporte, distribución, comercialización y almacenamiento del gas natural. Por su parte el gobierno de Fox abrió la extracción de gas natural a la inversión privada, entregando a empresas extranjeras bloques de la Cuenca de Burgos para la explotación del gas no asociado con los Contratos de Servicios Múltiples. Con lo que fortaleció la creación y desarrollo del mercado de gas natural cuyos agentes participantes son fundamentalmente empresas transnacionales”.⁴⁹

“Los Contratos de Servicios Múltiples (CSM), son utilizados por compañías petroleras privadas o públicas para luego adquirir servicios de proveedores especializados en geociencias, ingeniería petrolera y otras materias. No son acuerdos o convenios de explotación. El contratista no adquiere ni la propiedad de los hidrocarburos in situ, ni derechos de extracción ni derechos sobre la producción. El contratista no asume ni el riesgo geológico ni el de mercado. El pago no está atado a las reservas descubiertas, la producción o las ventas.

El contrato dura el tiempo que exige la realización de la obra o la prestación del servicio”.⁵⁰

En el gobierno de Vicente Fox se otorgaron siete CSM y en los primeros años del gobierno de Felipe Calderón fueron suscritos dos. Pemex entregó al Congreso copia de los cinco primeros contratos como muestra de transparencia y confianza en el nuevo instrumento, en contraste, la administración del presidente Calderón se negó a proporcionar copia de los contratos que otorgó.

Los CSM contemplan obras de “desarrollo, infraestructura y mantenimiento”, que permiten a firmas nacionales y extranjeras explorar, extraer, producir, transportar, procesar y elaborar gas natural y petroquímicos básicos, en un área predeterminada denominada “bloque”. Es decir, permiten al contratista subcontratar todas las obras,

⁴⁹ Ángeles Cornejo, O. Sarahí, *op. cit.*, Introducción, pp. XV y XVI.

⁵⁰ Rodríguez Padilla, Víctor, *Contratos de servicios múltiples en Pemex: ¿Le convienen a PEMEX? ¿Le convienen a México?*, pp. 142-143, recuperado de <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/6/2508/14.pdf>

compartir decisiones fundamentales con Pemex y participar de los resultados de la explotación. Por lo que el contratista asume las inversiones necesarias y se le paga con los ingresos que genera la venta de la producción; realiza todos los trabajos petroleros con su propio personal o el de los subcontratistas (el personal de Pemex está excluido).

En síntesis un CSM es un contrato de servicios operativos mediante el cual una firma privada sustituye a Pemex Exploración y Producción (PEP) en la exploración y extracción de hidrocarburos.⁵¹

A continuación, presentamos la tabla que refleja las características principales de los CSM suscritos por las administraciones de Vicente Fox y Felipe Calderón, donde firmas petroleras nacionales y extranjeras se encargaron de todos los trabajos de exploración y extracción de gas natural no asociado.

Con este sistema de contratación de actividades petroleras, se colocó a Pemex como un intermediario obligado entre el Estado (dueño y administrador del subsuelo) y las compañías petroleras (operadores de las actividades de exploración y extracción).

⁵¹ Cfr. Hickman Sandoval, Alfonso, *op. cit.*, p. 76.

ÁREAS CONTRATADAS POR PEMEX BAJO EL ESQUEMA CONTRATOS DE SERVICIOS MÚLTIPLES			
Nombre de los bloques	Fecha de adjudicación	Contratista	Área (km ²)
Reynosa-Monterrey	14/11/2003	Repsol Exploración México	3538
Misión	30/10/2003	Servicios Múltiples de Burgos (Tecpetrol (Arg), Industrial Perforadora de Campeche (Mex), Techint (Arg))	1972
Cuervito	21/11/2003	PTD Servicios Múltiples (Petrobras (Bra), Diavaz (Mex), Teikoku (Jap))	231
Fronterizo	08/12/2003	PTD Servicios Múltiples (Petrobras (Bra), Diavaz (Mex), Teikoku (Jap))	231
Olmos	08/02/2004	Lewis Energy (USA)	358
Pandura-Anáhuac	09/11/2004	Industrial Perforadora de Campeche (Mex), Desarrollo y Servicios Petroleros (Mex)	1580
Pirineo	24/02/2005	Monclova Pirineos Gas (Constructora Industrial Monclova (Mex), Materiales la Gloria (Mex), Alianz Petroleum (Mex), Steel Serv (Mex), Suelopetrol y NCT (Ven), Estudios y Proyectos (Ven), Petrotesting Colombia (Col))	3840
Monclova	22/03/2007	GPA Energy (Construcciones Mecánicas Monclova (Mex), Administradora de Proyectos de Campo (Mex) y Production Testing Services (Col))	3358
Nejo	15/03/2007	Monclova Pirineos Gas (Mex) e Iberoamericana de Hidrocarburos (Esp)	1165

52

“Este sistema fungió como una estrategia para evadir la restricción constitucional para que particulares participaran de manera plena en actividades estrictamente reservadas para el Estado mexicano; se utilizó bajo el argumento principal de recuperar y acrecentar la producción de hidrocarburos en los yacimientos

⁵² Rodríguez Padilla, Víctor, *op. cit.*, p. 386.

anteriormente operados por Pemex. Ese procedimiento de contratación ha sido utilizado en otros países como Venezuela o Kuwait”.⁵³

Por tanto, coincidimos en que los CSM son la referencia anterior inmediata a los modelos de contratación actuales, establecidos a raíz de la reforma energética de 2013. Sin embargo contemplamos que hay una distinción importante entre el manejo que se le dio a los CSM con la reforma de 2008 y a los modelos de contratación de hidrocarburos actuales. En 2008, las modificaciones a las bases constitucionales en materia energética, no fueron tratadas de manera propicia, aunado a que la legislación secundaria también careció de un correcto y profundo análisis para ser modificada, puesto que los CSM intrínsecamente cuentan con varios elementos privatizadores aun cuando estaban contemplados correctamente en la legislación nacional, es decir, manifestamos que los CSM fueron el primer paso a una vanguardia petrolera, en vísperas al mejor tratamiento de los hidrocarburos, sin embargo ese primer paso fue mal dado ya que reiteramos, no se efectuó una correcta modificación legislativa y práctica de las iniciativas energéticas propuestas en 2008.

Situación contraria a lo plasmado actualmente tanto en nuestra Carta Magna como en toda la legislación energética secundaria, ya que ambas contemplan a cabalidad los términos, modelos y condiciones jurídico-energéticas necesarias para no violentar los principios rectores en materia energética, así como propiciar la actualización al esquema petrolero nacional e internacional, que ha comenzado a reflejar un panorama más claro y óptimo para aprovechar al máximo los recursos hidrocarburos de la nación.

Por décadas en la actividad petrolera del país, desde su inicio, pasando por la fundación de Pemex en 1938, hasta hoy en día, observamos que la intervención de agentes extranjeros siempre ha estado presente en nuestro país; ya sea de manera directa mediante contratos o indirecta a través de prestación de servicios u otras actividades. De hecho en la época de la defensa nacionalista y proteccionista del

⁵³ *Idem.*

petróleo promovida por Lázaro Cárdenas, a través de la extinta Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional de 1940, se promovía activamente la participación de capital privado en este sector energético.⁵⁴

Sin embargo esto no lo consideramos un atropello a la soberanía nacional ni a los recursos hidrocarburos del país, por el contrario somos de la opinión, que el Estado mexicano no debió ser tan extremista y tratar de cortar todo vínculo con agentes extranjeros en la industria petrolera. Sustentando lo anterior en que esta industria históricamente se ha basado en la mutua cooperación entre empresas de distintos países, las cuales se asocian y compiten en pro tanto individual como colectivo por el bien del sector de los hidrocarburos a nivel mundial.

Aunado a esto, manifestamos que la verdadera razón de la expropiación fue a causa de un fallo de la SCJN en esos tiempos, en favor de los trabajadores mexicanos a causa de las pésimas condiciones en las que trabajaban para las empresas petroleras extranjeras y esto desencadenó una “guerra” entre las empresas extranjeras y el gobierno mexicano. Sin embargo a nuestro entender con los años no se pudo comprender la verdadera esencia de aquella expropiación petrolera, ya que establecemos que lo correcto fue no depender en su totalidad de las condiciones en las que operaban los agentes extranjeros de aquella época y hacer valer que trabajaran conforme al rigor de las leyes mexicanas. Pero esto no significaba el nulo trato con agentes extranjeros, ya que esto notablemente provocaría un decrecimiento paulatino en las actividades petroleras de Pemex así como en su gestión operativa.

Por lo anterior, no debe ser mal visto la actividad conjunta entre Pemex y empresas extranjeras, debido a que es de comprenderse que durante estos años aquellas actividades en las que Pemex fue incapaz de obtener el máximo de los recursos en hidrocarburos, se requirió del apoyo y contratación de empresas que si contaban con los avances tecnológicos, la infraestructura y capacitación idónea para darle el mejor trato a estos recursos; de no ser así el país ya hubiera caído en un desabasto

⁵⁴ Cfr. López Velarde Estrada, Rogelio, *op. cit.*, p. 148.

de hidrocarburos severo desde hace tiempo. Por lo que reiteramos que la participación indirecta de agentes extranjeros siempre ha existido y esto no representa privatización, ya que la privatización sería que las empresas extranjeras tomaran el control y marcaran el rumbo del sector energético del país, situación que nunca ha acontecido ni se ha propuesto.

En otro contexto, durante el sexenio del presidente Felipe Calderón, se realizaron el 28 de noviembre de 2008 una serie de reformas a diversas leyes en el ámbito energético del país, estas reformas son el antecedente inmediato a la reforma energética de 2013. En las que destacan modificaciones a la abrogada Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo, en específico a que la exploración y extracción de hidrocarburos en yacimientos transfronterizos se hará conforme a tratados internacionales en los que el Estado mexicano sea parte, además de la participación de particulares en el transporte, almacenamiento y distribución del gas asociado a los yacimientos de carbón mineral.

Además se contempla la creación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos como instancia reguladora de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos así como la ampliación de atribuciones de la Comisión Reguladora de Energía creada en 1993 como parte de los cambios institucionales para regular las actividades de la industria eléctrica que fueron privatizadas como resultado de las negociaciones del TLCAN. Recordemos que en 1995 extendió su función reguladora a las actividades de la industria del gas natural y lo referente al transporte, distribución, almacenamiento y comercialización del mismo. Las anteriores reformas propiciaron en parte el reforzamiento del marco regulatorio del sector petrolero y energético del país.⁵⁵

Respecto a las abrogadas Ley de la Comisión Reguladora de Energía y Ley de la Comisión Reguladora de Energía, estas sentaron las bases y facultades en el sector energético de ambas comisiones. La primera, restringió la función de PEMEX a la de operador, reforzó el papel de dueño a la Secretaría de Energía como

⁵⁵ Cfr. Ángeles Cornejo, O. Sarahí, *op. cit.*, pp. 266, 267, 269, y 273.

representante de la nación y determinó a la CNH como ente regulador, pero solamente de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos lo que en la industria petrolera se conoce como la etapa de “*upstream*”. En la segunda, se aumentaron las actividades a regular por parte de CRE ya que se abarcaron en su totalidad las etapas petroleras de “*midstream*” y “*downstream*” que incluyen el transporte, distribución, almacenamiento y comercialización de hidrocarburos.⁵⁶

Bajo este contexto, el 20 de diciembre de 2013 el Ejecutivo Federal emitió el Decreto por el que se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, como eje de la denominada Reforma Energética. Misma que consistió en las siguientes modificaciones constitucionales:

Artículo 25. Se fortaleció a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) al transformarlas de organismos públicos descentralizados a EPE. Dichas EPE llevarán a cabo las actividades estratégicas de la exploración y extracción del petróleo; así como la planeación y control del sistema eléctrico nacional y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Respecto del artículo 27. Se estableció otorgar asignaciones de exploración y extracción del petróleo y demás hidrocarburos a PEMEX o a cualquier otra EPE; así como abrir la inversión petrolera a la participación privada. Esta modificación constitucional sentó las bases para que las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos no fueran exclusivas de la Nación, ya que podrían asignarse áreas petroleras a EPE mediante asignaciones y a las empresas particulares por medio de contratos de exploración y extracción.

Estos contratos podrían ser celebrados con PEMEX, EPE y/o entes privados, de manera individual o conjunta. Recalcando que lo anterior no traspasa a los agentes internacionales el dominio directo, imprescriptible e inalienable que tiene la Nación sobre sus recursos en hidrocarburos. Enfatizando que en la actualidad no se entregan concesiones sobre los recursos hidrocarburos del país.

⁵⁶ Cfr. *Ibidem*, pp. 310, 313, 314 y 315.

Así, se suscriben distintos modelos de contratación estipulados en nuestra Carta Magna y en las leyes secundarias en materia energética.

En el artículo 28. Se crea el Fondo Mexicano del Petróleo. Además, se establece a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como órganos reguladores coordinados en materia de energía.⁵⁷

A su vez para complementar las citadas modificaciones constitucionales, se modificaron como hemos visto anteriormente diversas leyes secundarias y se crearon otras que robustecieron y fortalecieron la reforma constitucional de 2013, como la ley de hidrocarburos, la ley de ingresos sobre hidrocarburos, la ley de órganos coordinados en materia energética, por mencionar algunas.

Todo esto nos permite afirmar que la ley de órganos coordinados en materia de energía, en la que se estipulan las atribuciones primarias de la CNH y de la CRE, es producto de la unificación de las abrogadas leyes de la CNH y de la CRE creadas en la reforma de 2008. Lo anterior queda denotado con el siguiente esquema.

⁵⁷ Cfr. De la peña García, Marco Antonio, *PEMEX en el entorno de la reforma energética; su naturaleza, transición y evolución de su gobierno corporativo*, pp. 17-18, recuperado de http://sug.unam.mx/docs/publicaciones/cuaderno_2.pdf

MODIFICACIONES AL MARCO JURIDICO DEL SECTOR ENERGETICO

	Leyes Promulgadas	Leyes Reformadas	Leyes Derogadas
Industria de Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Inversión Extranjera • Ley Minera • Ley de Asociaciones Públicas Privadas 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo
Petróleos Mexicanos	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Petróleos Mexicanos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Federal de Entidades Paraestatal • Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público • Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionadas • Ley General de Deuda Pública • Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Petróleos Mexicanos
Ingresos sobre Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Coordinación Fiscal • Ley Federal de Derechos 	<ul style="list-style-type: none"> • Reglamento de la Ley Minera en Materia de Gas Asociado a los Yacimientos de Carbón Mineral
Protección Industrial, de Seguridad, y Ambiental del Sector	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección del Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos 		
Agencias de Regulación del Sector	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley Orgánica de la Administración Pública Federal 	<ul style="list-style-type: none"> • Ley de la Comisión Reguladora de Energía • Ley Nacional de la Comisión Nacional de Hidrocarburos
Fondos del Petróleo Mexicano	<ul style="list-style-type: none"> • Ley del Fondo Mexicano del Petróleo Mexicano para la Estabilización y Desarrollo 		

58

- En la última columna de la tabla se hace alusión a la palabra leyes derogadas, sin embargo, el término correcto es el de leyes abrogadas, debido a que la totalidad del contenido de estas leyes ya no es vigente.

Con todos estos cambios legislativos secundarios, se forjó un marco jurídico más sólido que abarca en su totalidad el campo de los hidrocarburos y en general del sector energético del país. Que en lo particular consideramos se integró un cerco legal que brinda de certidumbre plena a todos los participantes y reguladores del sector energético nacional. Por otra parte, es importante resaltar con el siguiente esquema legislativo actual en materia energética, correspondiente a cada ente del Estado que participa en la dirección, regulación y vigilancia de los hidrocarburos en México.

⁵⁸ Secretaría de Energía, (2015), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2015-2029*, México, p. 25, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

MARCO JURÍDICO EN MATERIA DE HIDROCARBUROS



59

Con esto, se fijaron las competencias de cada institución gubernamental en el sector de los hidrocarburos, que a su vez la complementación de todas estas tiene como finalidad el proteger jurídicamente la parte fáctica de todas las actividades petroleras que se desarrollen en México. En el siguiente esquema se denota que la ley de hidrocarburos está presente en el desarrollo de toda la actividad petrolera en México, es decir, regula desde la exploración hasta la comercialización de los hidrocarburos.

⁵⁹ Secretaría de Energía, (2016), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2016-2030*, México, p. 20, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177673/Prospectiva_de_Petr_leo_Crudo_y_Petrol_feros_2016-2030.pdf

REGULACIÓN DE LA LEY DE HIDROCARBUROS



Además, con la citada reforma constitucional, se modificó al sector energético, dotándolo de una nueva estructura institucional con una clara distinción de los roles del Estado, separando sus funciones de dueño, regulador y administrador; distinguiéndolo de las empresas encargadas de la operación y ejecución. Al respecto, se resalta que la Secretaría de Energía (SENER) es quien determina la política energética y coordina a los reguladores a través del Consejo Coordinador del Sector Energético. Bajo este contexto, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determina los aspectos fiscales y económicos de los Contratos. Y el Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo (el Fondo), recibe y administra los ingresos petroleros del Estado.

Cabe señalar que se ampliaron las facultades a los órganos reguladores energéticos, en específico a la CNH para regular actividades de exploración y extracción (*upstream*) y a la CRE para actividades permitidas de transformación de hidrocarburos (*midstream* y *downstream*). En paralelo se creó la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente (ASEA), como

⁶⁰ *Idem.*

órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).⁶¹

Por otra parte, se establecieron centros gestores, dos organismos públicos descentralizados, el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), encargado de la operación del sistema nacional de ductos de transporte y almacenamiento, y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional, operación del mercado eléctrico mayorista, el acceso a la red de transmisión y redes de distribución.

Por último se dotó a Pemex y CFE una nueva naturaleza jurídica y ocupación en el esquema de la administración pública federal al brindarles el estatus de Empresas productivas del Estado.⁶² Otro aspecto esencial en la reforma de 2013 fue que el Estado dio un trato preferencial por disposición constitucional a Pemex, el cual catalogamos como privilegiado para el resurgimiento energético de nuestro país con la denominada “ronda cero”, con la cual se reiteró que Pemex es y seguirá siendo el agente petrolero más relevante para las actividades petroleras en México.

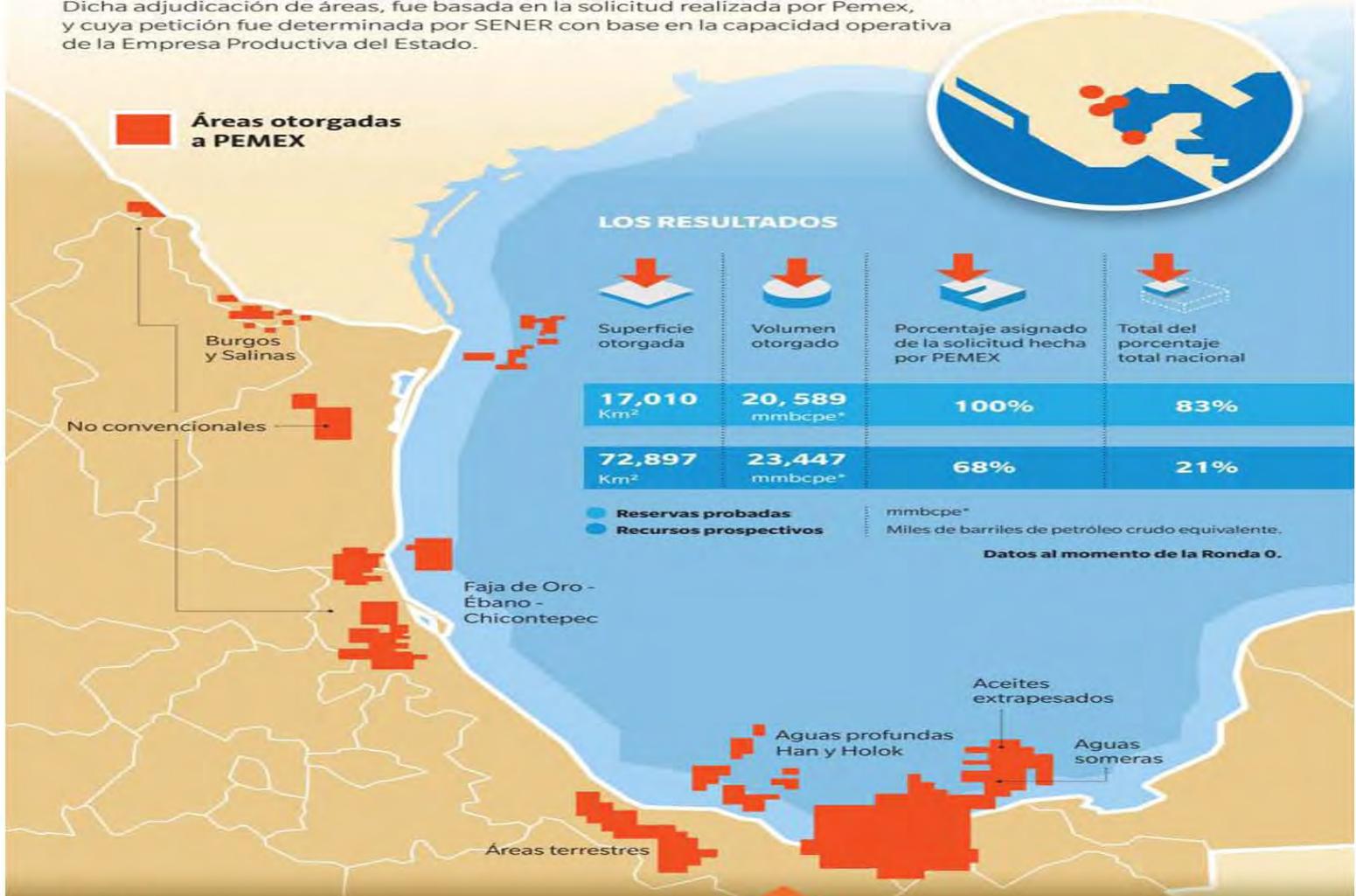
La referida ronda cero, marcó un precedente importante para el desarrollo del sector petrolero en el país, ya que se demostró la determinación del Estado mexicano por impulsar a Pemex y que esta tomara la delantera ante la apertura de este sector a agentes nacionales y/o extranjeros. Tal y como se demuestra en el siguiente diagrama el propósito y la importancia de la ronda cero para Pemex.

⁶¹ Cfr. De la peña García, Marco Antonio, *op. cit.*, p. 19.

⁶² Cfr. *Ibidem*, p. 20.

¿QUÉ FUE LA RONDA 0?

La Ronda 0 constituyó el primer acto de implementación de la Reforma Energética, en donde la Secretaría de Energía, con la asistencia técnica de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, adjudicó a PEMEX a través de Asignaciones Directas, áreas para exploración y campos en producción para extracción. Dicha adjudicación de áreas, fue basada en la solicitud realizada por Pemex, y cuya petición fue determinada por SENER con base en la capacidad operativa de la Empresa Productiva del Estado.



marzo
21
2014

PEMEX preparó su solicitud a partir de la Reforma de diciembre de 2013, y hasta el 21 de marzo de 2014.

agosto
13
2014

El 13 de agosto de 2014, se dieron a conocer los resultados del proceso de Ronda Cero.



EXTRAS

Pemex podrá además, participar en las siguientes rondas de licitaciones de contratos y recibir nuevas asignaciones en los términos de lo establecido en la Ley de Hidrocarburos.



NUEVO MODELO

Como resultado de la Ronda 0, PEMEX cuenta desde un inicio con un portafolio balanceado de proyectos, que se estima le permitirá producir un promedio de 2.5 millones de barriles diarios por los próximos 20.5 años. PEMEX deberá cumplir con un programa mínimo de trabajo en cada asignación para poder mantenerla vigente.

ASIGNACIONES

PEMEX puede solicitar la migración de asignaciones a nuevos contratos, siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. Para asociarse con otras compañías en estos nuevos contratos, PEMEX deberá solicitar a la CNH la realización de una licitación pública.

En adición, PEMEX puede solicitar la migración de asignaciones en las cuales haya firmado contratos bajo los esquemas previos a la reforma, e incluir una participación en los contratos migrados para las compañías con las cuales se habían firmado dichos contratos.

⁶³ Véase en <http://www.amexhi.org/wp-content/uploads/2017/10/image001-5.jpg>

En el diagrama anterior quedó demostrada la oportunidad que el Estado le brindó a Pemex para el otorgamiento de áreas estratégicas que representaron ventajas técnicas y operativas para la producción de hidrocarburos.

A este procedimiento se le denominó Ronda Cero, mediante el cual la SENER con el apoyo técnico de la Comisión Nacional de Hidrocarburos le asignó a Petróleos Mexicanos áreas para la explotación y la extracción de hidrocarburos, con dos objetivos específicos: 1) fortalecer a Pemex dotándolo de los recursos necesarios para asegurar sus niveles de producción de forma eficiente y una adecuada restitución de reservas, constituyendo el primer paso para convertirse en empresa productiva del Estado; y 2) multiplicar la inversión en exploración y extracción de gas y petróleo en el país mediante rondas de licitación en las que participará la industria petrolera, y en las cuales PEMEX podrá competir. Asimismo, la Ronda Cero tiene como premisa lograr un balance entre los recursos que PEMEX operará y los que el Estado administrará y otorgará en las rondas posteriores, así PEMEX cuenta con recursos petroleros necesarios para mantener un nivel de inversión en exploración, desarrollo y extracción sustentable.

En 2014, la SENER otorgó a PEMEX 489 títulos de asignaciones petroleras, de los cuales el 22.1% (108) correspondió a áreas de exploración y el 77.9% (381) a campos de producción de hidrocarburos. Con las 489 asignaciones se otorgó a PEMEX el 83.0% de las reservas 2P y el 21.0% del recurso prospectivo de México, con lo cual se sientan las bases para que Pemex pueda producir 2.5 millones de barriles por día de petróleo (mmbd) en los próximos 20.5 años, a fin de que se consolide como una empresa económica del Estado que contribuya al compromiso nacional de asegurar el abastecimiento de petróleo crudo, gas natural y petrolíferos que demanda el país.⁶⁴

Esta evolución constitucional del sector petrolero de nuestro país, ha sido el reflejo de las experiencias negativas que tuvieron que ser afrontadas para tratar de proporcionar un esquema jurídico de verdadera protección a los recursos

⁶⁴ Cfr. Elizalde M., Juan, (2014), *Reforma energética: Sobre la "Ronda Cero"*, recuperado de <http://estrategia.vepormas.com/2014/04/03/reforma-energetica-sobre-la-ronda-cero/#close-modal>

hidrocarburos propiedad del Estado mexicano. Sin embargo en cada administración presidencial, se violentaron los principios constitucionales en materia energética, si bien lo anterior no se dio de manera directa otorgando contratos o concesiones de exploración y extracción a particulares; si se pactaron permisos a particulares para verse involucrados en diversas partes de la cadena de valor de los hidrocarburos, cuando todo este proceso de la cadena de valor, estaba exclusivamente reservado para el Estado mexicano.

Por lo que el proteccionismo cualquiera que sea la materia en la que se aplique, ha demostrado que complica y limita las posibilidades de un sector determinado para desarrollarse y crecer, puesto que en la actualidad es muy difícil no hacer partícipes a otras naciones de la actividad energética del país y viceversa otras naciones, requieren a su vez hacernos parte de sus propios sistemas energéticos, ya sea mediante el intercambio de productos, de personal, a través de la participación conjunta para explorar y extraer hidrocarburos en distintos territorios, o simplemente facilitar información y aprender de los procesos de la industria petrolera entre agentes particulares o gubernamentales; por lo que la apertura es fundamental en este sector.

1.4 PEMEX y su Transformación

El 20 de julio de 1938 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se creó Petróleos Mexicanos como institución pública. Desde entonces, el marco jurídico de Pemex ha sufrido diversas modificaciones y, como consecuencia, su naturaleza se ha ido transformando.

Así, con la creación de la creación de Pemex, el Gobierno Federal ha influido en su administración mediante controles ejercidos por distintas dependencias de la Administración Pública Centralizada. Su injerencia en las decisiones de la paraestatal, que en muchas ocasiones atendían a intereses políticos y no necesariamente técnicos, degeneró en un impacto negativo en el desarrollo de su

objeto. Aunado a esto, malos manejos en la administración de Pemex. Así como la disminución en la producción de petróleo (la cual alcanzó su zenit en 2004 y desde entonces ha decaído) y la creciente importancia de los yacimientos en aguas profundas (para cuya explotación Pemex no cuenta con capacidad técnica suficiente), tuvieron como consecuencia su deterioro operativo y financiero. Independientemente de lo anterior, es innegable la importancia que Pemex tiene y ha tenido en el desarrollo nacional. Tan sólo en 2013, los ingresos petroleros del sector público representaron el 8.3% del PIB y el 40% del presupuesto federal total.

Por lo que buscando solucionar algunos de los problemas mencionados, el 20 de diciembre de 2013 se publicó en el DOF el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía. Esta reforma modificó los artículos 25, 27 y 28; y adicionó veintiún artículos transitorios en los que, entre otras cosas, se estableció la transformación de Pemex en una empresa productiva del Estado.

Como consecuencia de la reforma constitucional en materia energética, el Congreso aprobó nueve leyes y la modificación de otras 12. Entre ellas destaca la nueva Ley de Petróleos Mexicanos, la cual establece que Pemex es una empresa productiva del Estado, de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propio, con autonomía técnica, operativa y de gestión, y cuenta con un régimen especial en materia de empresas productivas subsidiarias y filiales; remuneraciones; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; bienes; responsabilidades; dividendo estatal; presupuesto, y deuda.⁶⁵

Inicialmente Pemex se creó como un organismo descentralizado del Estado, actualmente es una EPE; pero siempre se ha constituido como la empresa petrolera nacional, lo que significa, una entidad del sector público cuya organización corresponde a la de una empresa petrolera, sin importar su estatus constitucional. Su objetivo principal siempre ha sido aprovechar al máximo la extracción y potencializar la producción de los recursos hidrocarburos del país, esto a través de

⁶⁵ Cfr. Cossío Barragán, José Ramón, *Naturaleza jurídica de PEMEX como empresa productiva del Estado*, recuperado de <http://rle.itam.mx/naturaleza-juridica-de-pemex-como-empresa-productiva-del-estado/>

la materialización de la renta petrolera, conforme al régimen constitucional y disposiciones secundarias establecida a lo largo de la historia petrolera de México.⁶⁶

Partiendo de que la renta es una ganancia extraordinaria, que proviene usualmente de la extracción de un recurso catalogado como no renovable, en el cual la interacción entre oferta y demanda da como resultado precios de mercado que generalmente pueden ir por encima de los costos de producción.⁶⁷

Tenemos que la renta petrolera está constituida por la diferencia que se da entre el valor del petróleo y el costo de extraerlo. Sin embargo, para que el Estado mexicano pueda aprovechar sus hidrocarburos y recibir la renta petrolera, es necesario extraer el petróleo del subsuelo, para lo cual se deben pagar distintos costos como la mano de obra, la renta de la maquinaria que tuvo que emplearse, el costo de la tecnología, y cualquier otro costo financiero.⁶⁸

“Por ejemplo, si un barril de petróleo puede venderse en 100 dólares, pero el costo para Pemex de extraerlo fue de 20 dólares, entonces la renta petrolera es de 80 dólares por cada barril; es decir, la renta petrolera es igual al valor del barril de petróleo menos el costo de extraerlo. Es claro que si no se hubiera extraído, de nada hubiera servido el petróleo y no se hubiera materializado el beneficio para el país que se conoce como la renta petrolera, por lo que es necesario incurrir en el costo de extracción para recibir el beneficio”.⁶⁹

Como toda organización productiva, Petróleos Mexicanos, ha vivido etapas de crecimiento así como de declive tanto financiero, estratégico y de producción.

En los años sesenta, se consolidó como una empresa petrolera integrada, ampliando sus actividades incluso hasta la petroquímica. Es importante resaltar, que en materia petroquímica, varios de los proyectos realizados durante esos años

⁶⁶ Cfr. Reyes Heróles, Jesús G.G., *op. cit.*, pp. 3-4.

⁶⁷ Cfr. Werner Wainfeld, Alejandro M., *op. cit.*, p. 73.

⁶⁸ Cfr. Presidencia de la República, *Pero ¿qué es la renta petrolera?*, recuperado de <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/pero-que-es-la-renta-petrolera>

⁶⁹ *Idem.*

fueron producto de la asociación de Pemex con empresas internacionales que contaban con tecnologías.

Así, en la década de los setenta se forjó un periodo de expansión, en gran parte al descubrimiento y desarrollo del mega yacimiento Cantarell. Puesto que ese yacimiento marcó la pauta para que Pemex se convirtiera en una de las principales empresas petroleras a nivel mundial. En los ochenta, Pemex sorteó la gran volatilidad del mercado petrolero internacional y sus efectos sobre la economía y las finanzas nacionales. De la expansión se pasó a la astringencia financiera y complicación de las labores y tareas de la entonces paraestatal.

Durante la década de los noventa, Pemex estuvo sujeto a factores que actuaban en sentidos opuestos y en ocasiones ambiguos. En un contexto de reducciones presupuestales, en 1993 Pemex concertó con la empresa petrolera holandesa Shell la conversión de una refinería para procesar crudos pesados. Por otra parte, en 1996 se lanzaron e instrumentaron los proyectos Cantarell II, para incrementar la producción de dicho campo a dos millones de barriles por día, y Burgos para producir gas seco. Tras un periodo de estabilidad, el precio del crudo volvió a descender sustancialmente hacia fines de la década.

A principios de la primera década del 2000, se observó que, a pesar de la recuperación del precio de los hidrocarburos, Pemex mostró un estancamiento operativo, como muestra de esto, en 2004 se alcanzó un máximo en la producción de crudo, contrastando que la producción de petrolíferos quedó estancada desde 1993. En síntesis, Pemex no supo llevar conjuntamente el crecimiento financiero, operacional y de producción de sus actividades.⁷⁰

Es vital entender que las asociaciones de Pemex con agentes petroleros externos se dieron desde hace décadas, lo anterior consideramos se ha buscado con el afán de evitar rezagos y buscar la prosperidad del sector de los hidrocarburos; pero no debemos enfocarlo como algo negativo el que Pemex se haya asociado y siga con esta relación de cooperación y trabajo conjunto con empresas extranjeras.

⁷⁰ Cfr. Reyes Heróles, Jesús G.G., op. cit., pp. 4-5.

Reiteramos que el aspecto negativo a lo largo de las cooperaciones petroleras, fue que las reformas constitucionales e implementación de nuevos instrumentos jurídicos, se llevó a cabo de manera parcial y obtusa entre las diversas administraciones presidenciales y legislativas, ya que nunca se pudo alcanzar la armonía entre los principios constitucionales energéticos con la práctica petrolera.

La falta de estrategia orgánica para fortalecer a Pemex durante las últimas décadas, derivaron en un rezago petrolero en comparación con otras compañías petroleras, tanto de la llamadas estatales o nacionales ya que su participación estatal es mayoritaria como de las internacionales cuya participación es en gran parte de capital privado. Denotando que, en solo siete años, Pemex pasó del 6° lugar al 11° entre las compañías petroleras a nivel mundial.⁷¹

A continuación, presentamos una tabla en la que se identifican las compañías petroleras con mayor relevancia a nivel internacional en los últimos años.

⁷¹ Cfr. *Idem*.

EMPRESAS PETROLERAS INTEGRADAS MÁS IMPORTANTES									
2000		2004		2007		2015		2017	
Posición	Empresa	Posición	Empresa	Posición	Empresa	Posición	Empresa	Posición	Empresa
1	Saudi Aramco*	1	Saudi Aramco*	1	Saudi Aramco*	1	Saudi Aramco*	1	Saudi Aramco*
2	PDV (Venezuela)*	2	ExxonMobil	2	NIOC (Irán)*	2	Gazprom	2	Gazprom
3	ExxonMobil	3	NIOC (Irán)*	3	ExxonMobil	3	NIOC (Irán)*	3	NIOC (Irán)*
4	NIOC (Irán)*	4	PDV (Venezuela)*	4	BP	4	ExxonMobil	4	ExxonMobil
5	Shell	5	BP	5	PDV (Venezuela)*	5	Rosneft	5	Rosneft
6	PEMEX*	6	Shell	6	Shell	6	CNPC (China)*	8	PEMEX*
7	BP	7	Chevron	7	CNPC (China)*	7	BP		
8	Total	8	Total	8	Conoco Phillips	8	Royal Dutch Shell		
9	CNPC (China)*	9	PEMEX*	9	Chevron	9	PEMEX*		
10	Petramina (Indonesia)*	10	CNPC (China)*	10	Total	10	Kuwait Petroleum Corp.*		
				11	PEMEX*				

* Son empresas petroleras Estatales

72

“La petrolera saudita Aramco no cotiza en ninguna bolsa de valores. Por lo que no aparece en listas que clasifican a las grandes petroleras por su valor en el mercado

⁷² Cfr. <http://forbes.es/listas/7391/las-petroleras-mas-grandes-del-mundo-en-2015/>, <http://www.bbc.com/mundo/noticias-39633225> y Jesús Reyes Heróles G.G., p. 5.

bursátil, precisamente donde Exxon/Mobil es la más valiosa del mundo, de acuerdo con algunos estimados”.⁷³

Derivado de los datos descritos anteriormente, apreciamos que durante las décadas más recientes, la clasificación de Pemex dentro de las petroleras más importantes a nivel mundial ha sido muy volátil; a principios de este siglo, alcanzó su mejor nivel, pero conforme avanzaban los años llegó a quedar fuera del top 10. Sin embargo a raíz de la apertura energética de participación privada en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el país, Pemex ha ido recuperando en los últimos años posicionamiento en diversos rubros tanto económicos como de gestión y funcionamiento, que por ende han derivado en un progresivo avance en la clasificación petrolera a nivel mundial.⁷⁴

Como apreciamos en la tabla anterior y en las gráficas mostradas, ha quedado evidenciado el rezago petrolero que Pemex presentó en los últimos años en todas sus áreas. Perdiendo capacidad de producción y distribución en la demanda del mercado nacional, así como una reducción en el protagonismo e interés de los participantes petroleros a nivel internacional.

Los primeros esfuerzos por cambiar el panorama de Pemex, se dieron en 2008, cuando se propuso un modelo de cambio sobre 6 ejes.

- Dar a Pemex autonomía financiera y de gestión.
- Dotar a Pemex de una nueva estructura administrativa, con mayores capacidades de decisión y contratación.
- Incorporar contrapesos en materia de transparencia y rendición de cuentas acorde con las mejores prácticas internacionales.
- Ampliar las capacidades de operación de Pemex a lo largo de la cadena de valor de los hidrocarburos, manteniendo siempre el control de los mismos y la propiedad de sus activos.

⁷³ Resumen Latinoamericano/Cuba debate, (2017), *¿Cuáles son las petroleras más poderosas del mundo?*, recuperado de <http://www.resumenlatinoamericano.org/2017/05/29/cuales-son-las-petroleras-mas-poderosas-del-mundo/>

⁷⁴ Cfr. Reyes Heróles, Jesús G.G., *op. cit.*, p. 6.

- Adecuar el régimen fiscal.
- Fortalecer la estructura regulatoria para garantizar la óptima administración de los hidrocarburos.⁷⁵

Estos seis ejes representaban modificaciones en materia presupuestal que permitirían a Pemex administrar su recursos y erogarlos de manera oportuna en atención a sus necesidades, con base en lo que determinarán sus órganos de dirección y administración. Al permitir esa flexibilidad para administrar sus recursos, se contemplaba que sería más fácil reaccionar oportunamente ante los cambios en las condiciones de la industria petrolera. Por otra parte, en materia de contratación de obras o servicios, el régimen especial para Pemex aplicaría exclusivamente a las actividades sustantivas de carácter productivo, mientras el resto de las actividades se mantendrían sujetas a la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas y a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. Por último en materia de deuda, se buscaba liberar a Pemex de los principales trámites o autorizaciones realizados ante la SHCP.⁷⁶

Es importante explicar que Pemex cuenta con empresas productivas subsidiarias y filiales, las cuales auxilian a Pemex en la realización de actividades operativas, logísticas, financieras, entre otras. Por medio de una correcta delegación de tareas. Esta materia se encuentra regulada en los artículos 59 a 71 de la Ley de Petróleos Mexicanos (LPEMEX). De acuerdo a dichos preceptos, Petróleos Mexicanos podrá contar con empresas productivas subsidiarias (EPS) a través de las cuales realizará las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, sin perjuicio de que realice estas actividades en asociación o alianza con terceros, mediante la creación o participación en empresas filiales o la participación minoritaria en otras sociedades. El órgano responsable de determinar las actividades objeto de las EPS es el Consejo de Administración de Pemex, así como de supervisarlas, dar seguimiento y verificar que realicen sus actividades y operen conforme a su régimen especial, para lo cual podrá establecer los mecanismos de información y control, medidas disciplinarias y demás medidas que estime convenientes. Las empresas

⁷⁵ Cfr. Budebo, Mario Gabriel, *op. cit.*, p. 33.

⁷⁶ Cfr. *Ibidem*, pp. 34-35.

productivas subsidiarias (EPS) están sujetas, además, al mismo marco jurídico que Pemex, así como a lo relativo a las personas con las que puede realizar actos jurídicos y la celebración de Contratos para la Exploración y Producción. De igual forma, les es aplicable el régimen especial en materia de presupuesto; deuda; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; responsabilidades administrativas; remuneraciones; bienes, y dividendo estatal. El funcionamiento de las distintas EPS ha de ser de manera coordinada, consolidando operaciones en la utilización de recursos financieros, contabilidad general e información y rendición de cuentas, de conformidad con lo que acuerde el Consejo de Administración, bajo la política de un solo Pemex.⁷⁷

Actualmente Pemex cuenta con siete EPS:

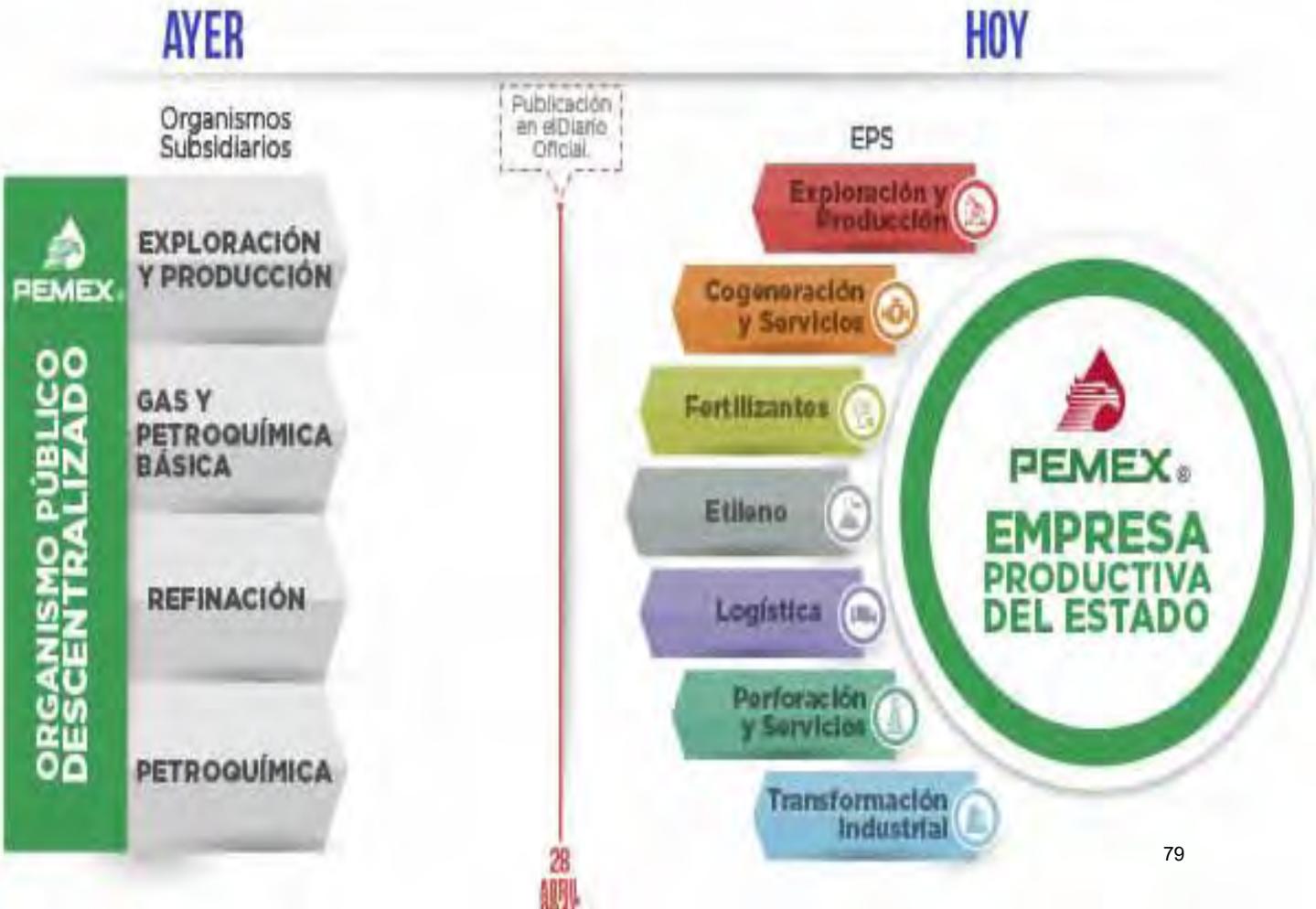
- 1.- Pemex Perforación y Servicios: Lleva a cabo los servicios de perforación.
- 2.- Pemex Cogeneración y Servicios: Cuyo objetivo será maximizar el uso de la energía utilizando el calor y el vapor generado en los procesos industriales.
- 3.- Pemex Fertilizantes: Empresa que asume ciertos activos de Pemex Petroquímica (PPQ), a fin de integrar la cadena de producción de amoníaco hasta el punto de venta de fertilizantes.
- 4.- Pemex Etileno: Encargada de separar el negocio de etileno de PPQ.
- 5.- Pemex Logística: La cual proveerá a PEMEX y a terceros de transporte por tierra y marítimo, así como ductos.
- 6.- Pemex Exploración y Producción: PEP lleva a su cargo las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.
- 7.- Pemex Transformación Industrial: Realiza la transformación, procesamiento y comercialización de los hidrocarburos.⁷⁸

⁷⁷ Cfr. Cossío Barragán, José Ramón, *op. cit.*, p. 27.

⁷⁸ Cfr. Tiburcio Celorio, Alberto, *op. cit.*, pp. 53 y 54, recuperado de http://sug.unam.mx/docs/publicaciones/cuaderno_2.pdf

Esta expansión de EPS en Pemex muestra una mayor especialización en su organigrama, así como una mejora sustancial en la distribución de sus actividades que propiciarán el correcto desempeño de Pemex en todas sus divisiones.

Lo anterior queda reflejado con las siguientes imágenes, en las cuales se aprecia la evolución interna de Pemex y se explican las funciones primarias que tiene cada EPS durante el desarrollo de toda la cadena de valor de los hidrocarburos.



⁷⁹ Véase en <https://www.gob.mx/pemexinvierte/descargables/186/i>



80

Apreciamos que la creación de las EPS es parte de la transformación de Pemex, agregando así valor a Pemex. Esta reorganización corporativa de Pemex se basó en la transformación de 4 organismos subsidiarios en 2 EPS y la creación de 5 nuevas EPS.⁸¹

Así, Pemex cuenta con empresas filiales (EF), con el propósito de realizar por medio de ellas las demás actividades que no efectúe directamente. Más específicamente, se entiende por empresas filiales aquellas en las que Pemex participe, directa o indirectamente, en más del 50% de su capital social, independientemente de que se constituyan conforme a la legislación mexicana o a la extranjera. Estas empresas no son entidades paraestatales y su naturaleza jurídica y organización corresponden al derecho privado del lugar en que se creen o constituyan. Igualmente, se le permite a Pemex tener participación minoritaria en empresas, directa o indirectamente, o mediante cualquier figura de asociación o alianza que no sea contraria a la ley o bien, puede aportar a las filiales bienes, derechos u obligaciones de las EPS.⁸²

⁸⁰ *Idem.*

⁸¹ Cfr. Pemex Dirección Jurídica, *op. cit.*, p. 23.

⁸² Cfr. Cossío Barragán, José Ramón, *op. cit.*, p. 27.

Cabe destacar que en la nueva Ley de Petróleos Mexicanos, ha quedado establecido un nuevo modelo de gobierno corporativo. Se estableció que PEMEX será dirigida y administrada por un Consejo de Administración y un Director General. El Consejo de Administración será el órgano supremo responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de PEMEX, sus empresas productivas subsidiarias y filiales. El Consejo de Administración está integrado por diez consejeros, a saber: el titular de la SENER, quien lo presidirá y tendrá voto de calidad; el Titular de la SHCP; tres Consejeros del Gobierno Federal designados por el Ejecutivo Federal, quienes podrán ser servidores públicos o no; cinco Consejeros Independientes designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República, quienes ejercerán sus funciones a tiempo parcial y no tendrán el carácter de servidores públicos.⁸³ A continuación, se ilustra en los siguientes diagramas como está conformado el consejo de administración de Pemex y su sustento legal inserto en la ley de petróleo mexicanos, así como la estructura administrativa actual bajo la que opera esta EPE.

Consejo de Administración

Integración



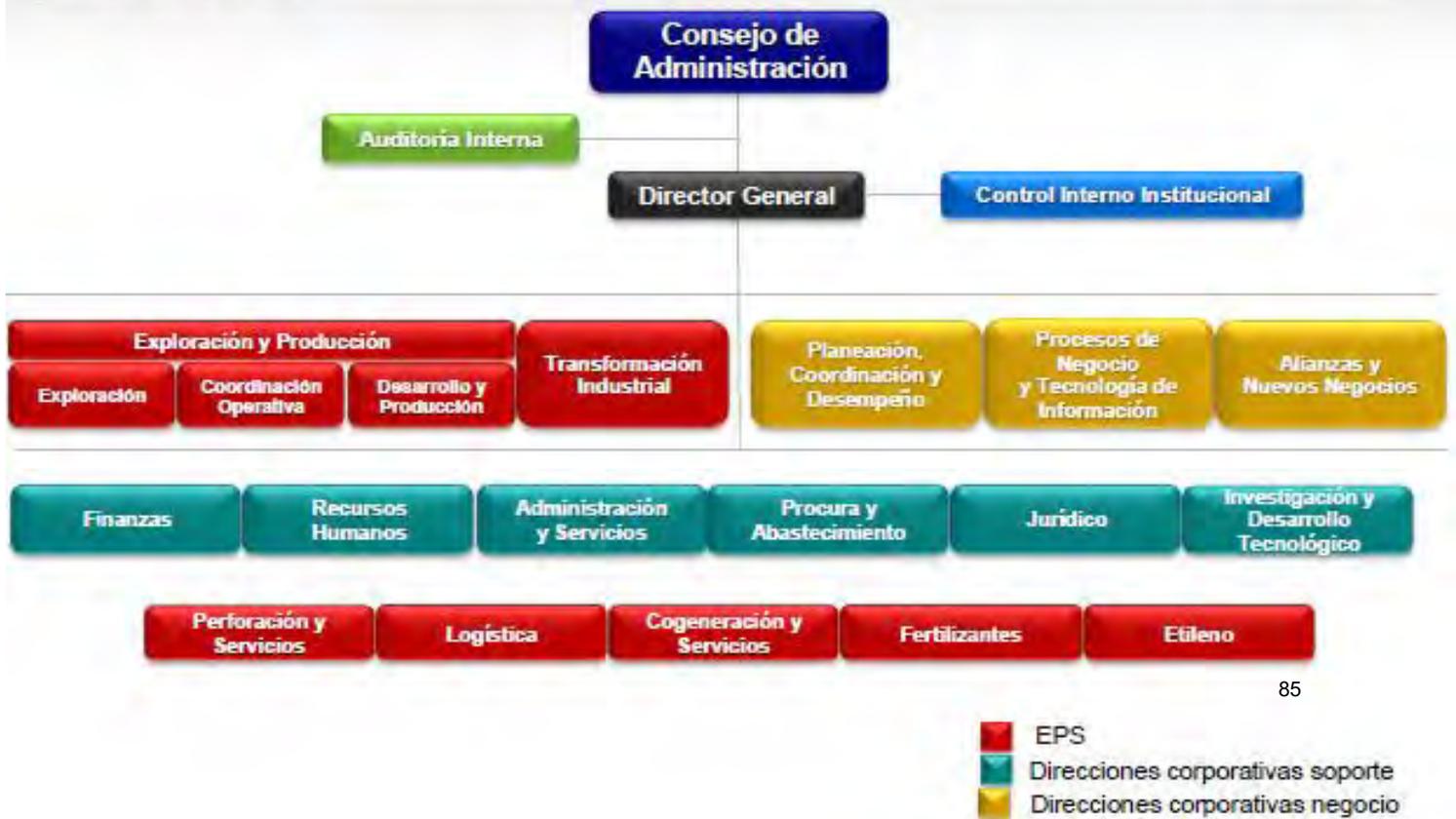
Ley de Petróleos Mexicanos

Artículo 13

El Consejo de Administración, órgano supremo de administración de Petróleos Mexicanos, es responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de Petróleos Mexicanos, sus empresas productivas subsidiarias y sus empresas filiales.

⁸³ Cfr. De la Peña García, Marco Antonio, *op. cit.*, p. 41.

⁸⁴ Pemex Dirección Jurídica, *op. cit.*, p. 47.



La reforma buscó dar a PEMEX una estructura que le permitiera adoptar prácticas empresariales (equiparables a las de las empresas con las que competirá en el futuro), dotándola de una mayor autonomía presupuestal y de gestión de la que tenía en el pasado. La empresa queda sólo sujeta al balance financiero y límite de servicios personales (costo laboral) que apruebe el Congreso. Debe destacarse que la nueva Ley establece que PEMEX deberá actuar “de manera transparente, honesta, eficiente”. Aun cuando esto no es algo que no fuera aplicable en el pasado, es digno de mención que la ley vigente destaca expresamente desde su inicio que espera la mayor rectitud, transparencia y eficiencia en la gestión y operación de esta nueva empresa.⁸⁶

Por último, en cuanto a la sustentabilidad financiera se buscó de diferentes maneras enfrentar las grandes dificultades económicas, debido a la disminución de la producción petrolera ya que, para estabilizarla e incrementarla, se requiere de

⁸⁵ *Ibidem*, p. 24.

⁸⁶ Cfr. Tiburcio Celorio, Alberto, *op.cit.*, p. 52, recuperado de http://sug.unam.mx/docs/publicaciones/cuaderno_2.pdf

inversiones productivas importantes en un entorno económico de severas complicaciones y con precios internacionales del petróleo muy deprimidos. A cambio de ello, la empresa tiene activos muy importantes para hacer frente a los tiempos que enfrenta. Tiene reservas de hidrocarburos que garantizan su sustentabilidad por varios años; cuenta con activos significativos que puede monetizar para inversiones productivas que incrementen sus actividades de exploración y producción de crudo y gas y renovación de plantas; tiene la posibilidad de efectuar alianzas rentables con terceros y se tiene la voluntad y la capacidad de introducir estas mejoras que a pesar de la debilidad actual de precios, le de sustentabilidad en el corto, mediano y largo plazo.⁸⁷

Es de destacar que el plan de negocios de Pemex 2013-2017, estuvo basado en 4 principios base:

- 1.- Eficiencia operativa.- Consistente en obtener niveles de eficiencia en aprovechamiento de gas y costos de operación por encima de los estándares internacionales, así como alcanzar un desempeño operativo superior al promedio de la industria petrolera.
- 2.- Responsabilidad operativa.- Garantizar la seguridad y confianza en el desempeño ambiental y la sustentabilidad del negocio.
- 3.- Modernización de la gestión.- Desarrollar y proveer recursos humanos especializados con la finalidad de mejorar la productividad laboral; además de incrementar la generación de valor y la eficiencia del proceso de suministros para fortalecer la proveeduría nacional. Todo esto para fortalecer la gestión de procesos y ejecución de proyectos.
- 4.- Crecimiento.- Incrementar el inventario de reservas y la producción de hidrocarburos, además del aumento de la capacidad de transformación industrial para maximizar el suministro y el valor económico. Por último impulsar el desarrollo

⁸⁷ Cfr. *Ibidem*, p. 82.

de la petroquímica nacional con inversión propia y complementaria con lo que se va a optimizar la capacidad logística y acondicionamiento de los hidrocarburos.⁸⁸

Por lo que hay que cuidar que PEMEX no quede rezagado en las licitaciones de áreas de exploración y extracción; así como optimizar las asociaciones que realice para actividades petroleras con sociedades extranjeras. Por tanto, se debe ser más estricto con la operabilidad de campos o áreas contractuales y asignaciones que tenga a su cargo PEMEX para evitar inconsistencias en la administración de las mismas como pueden ser no cumplir con las metas de perforación de pozos y la extracción mínima de hidrocarburos.

Finalmente, el actual presidente de la CNH, instó al Gobierno a colocar una participación minoritaria de la empresa petrolera estatal Pemex en la Bolsa Mexicana de Valores. Ya que Pemex tiene los derechos para explotar campos en México con grandes reservas probadas de crudo, pero carece de fondos suficientes para explorar y desarrollar adecuadamente los activos, destacó el regulador de un sector que se ha abierto a la inversión extranjera en los últimos cuatro años. Sostuvo que se requieren cambios a la Constitución para permitir que se venda una porción de Pemex con la condición de que se mantenga bajo control estatal.

"Independientemente del partido político, del Gobierno, no hay otra manera (...) No hay otra alternativa para hacer que Pemex tenga éxito. Si la petrolera no coloca una participación en el mercado para levantar capital, "Pemex seguirá deteriorándose".⁸⁹

En torno a esta idea, manifestamos que es necesario implementar una reforma que permita a Pemex cotizar en la BMV ya sea a través de alguna de sus subsidiarias o filiales, para que pueda obtener recursos financieros adicionales que le permitan invertir más en el desarrollo de sus actividades y no depender tanto del presupuesto que le otorga el Gobierno Federal; anexo a lo anterior, se debe continuar con en el

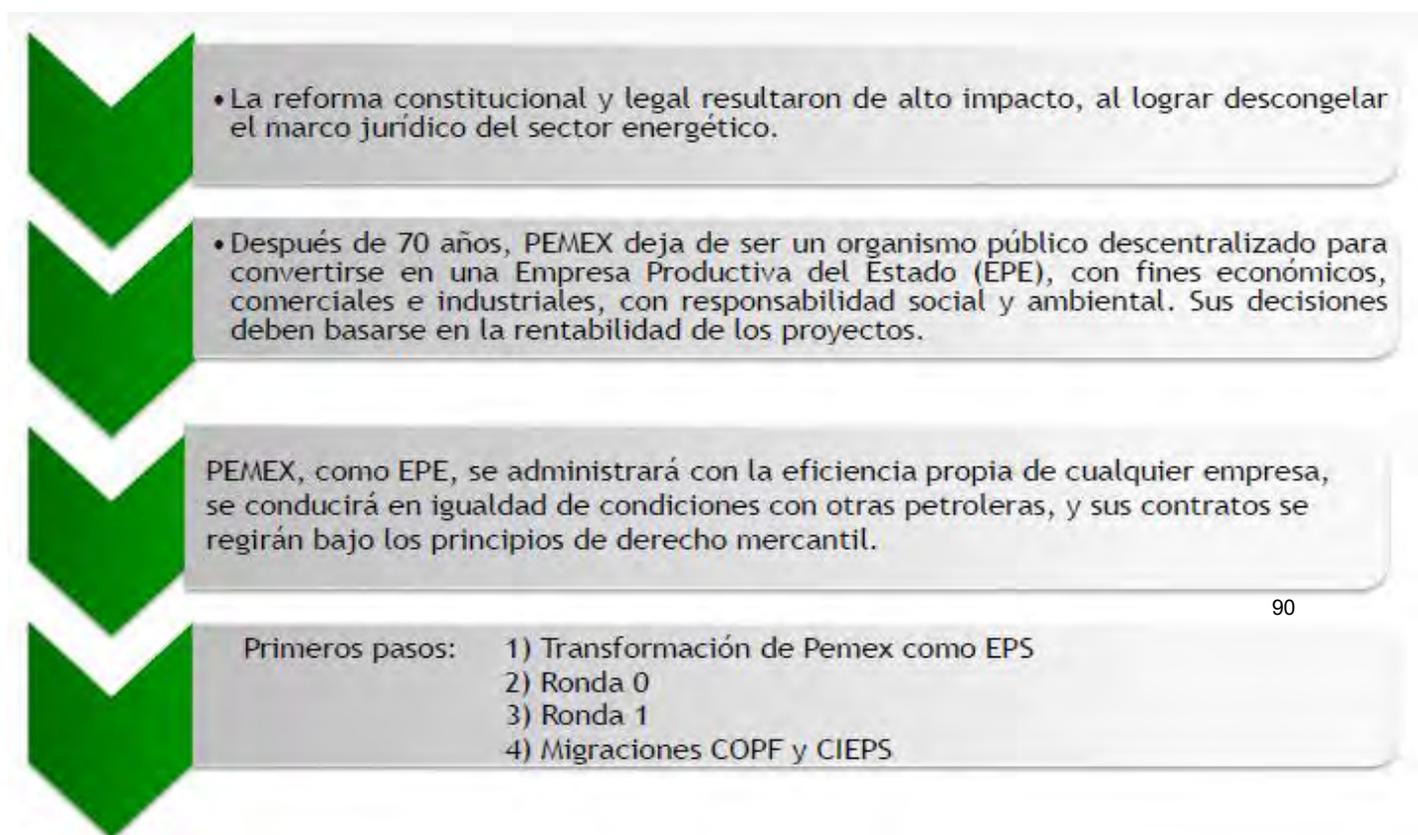
⁸⁸ Cfr. Orantes López, Rodrigo, *op. cit.*, p. 13, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

⁸⁹ Reuters, (21 de marzo de 2018), *CNH pide al Gobierno colocar participación de Pemex en bolsa*, recuperado de <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/cnh-pide-al-gobierno-colocar-participacion-de-pemex-en-bolsa>

estricto seguimiento financiero de todas las estrategias operativas de Pemex, con la finalidad de repuntar y mejorar año con año su situación económica. Lo anterior, considerando el invertir parte de los activos de Pemex en distintos instrumentos financieros, lo que a largo plazo generará una diversificación de rendimientos anexas a los obtenidos en sus actividades petroleras.

Concluimos que la conformación actual de la estructura orgánica de Pemex es la ideal para el desarrollo de sus actividades, lo anterior a partir de cada una de sus EPS y EF que se encuentran enfocadas en una o varias tareas bien distribuidas y eso maximiza el rendimiento que puedan tener al presentar cuentas a Pemex. Por lo que ejemplificado y sintetizando el tema de Pemex y su transformación de gestión, presentamos las siguientes imágenes que esclarecen lo referido.

Lo anterior se denota con los siguientes esquemas, las principales características operativas y de gestión atribuibles a Pemex; derivadas del nuevo esquema energético en México.



90

⁹⁰ Pemex Dirección Jurídica, *op. cit.*, p. 27.

Empresa productiva del Estado, 100% mexicana con personalidad jurídica y patrimonio propios. Lleva a cabo actividades de exploración, extracción, almacenamiento, transporte, comercialización, exportación e importación de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.

1. Desarrolla actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en los campos asignados durante la Ronda Cero.



2. Puede ampliar su portafolio de proyectos de exploración y extracción mediante asignaciones, otorgadas por la SENER, o contratos, de forma individual o en asociación con terceros, adjudicados mediante licitaciones (Ronda Uno y subsecuentes).

3. Pagará, a través del Fondo Mexicano del Petróleo, los derechos y/o contraprestaciones correspondientes al Estado de acuerdo con lo establecido en las asignaciones y/o contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.



4. Pagará los derechos de extracción de hidrocarburos y otros impuestos relacionados con la actividad empresarial vinculados a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, como cualquier otra empresa.



5. Puede participar en actividades de transformación industrial, la venta de hidrocarburos, y la venta al público en general de petrolíferos y petroquímicos, cumpliendo con las disposiciones establecidas por los órganos reguladores y el pago de las contribuciones respectivas.



6. Cuenta con un Consejo de Administración que está compuesto por representantes del Gobierno Federal y consejeros independientes, que le brinda flexibilidad y autonomía para la toma de decisiones.

91

Las modificaciones legislativas, administrativas y operativas de Pemex han fortalecido a esta EPE y continuamente va a seguir mejorando su actuar en todas las actividades petroleras. Logrará dejar en el pasado su opacidad en la producción de hidrocarburos y subsanará paulatinamente los déficits financieros que ha mostrado en los años recientes, esto es lo que en nuestra opinión sucederá.

1.5 Órganos de Control en Materia de Hidrocarburos

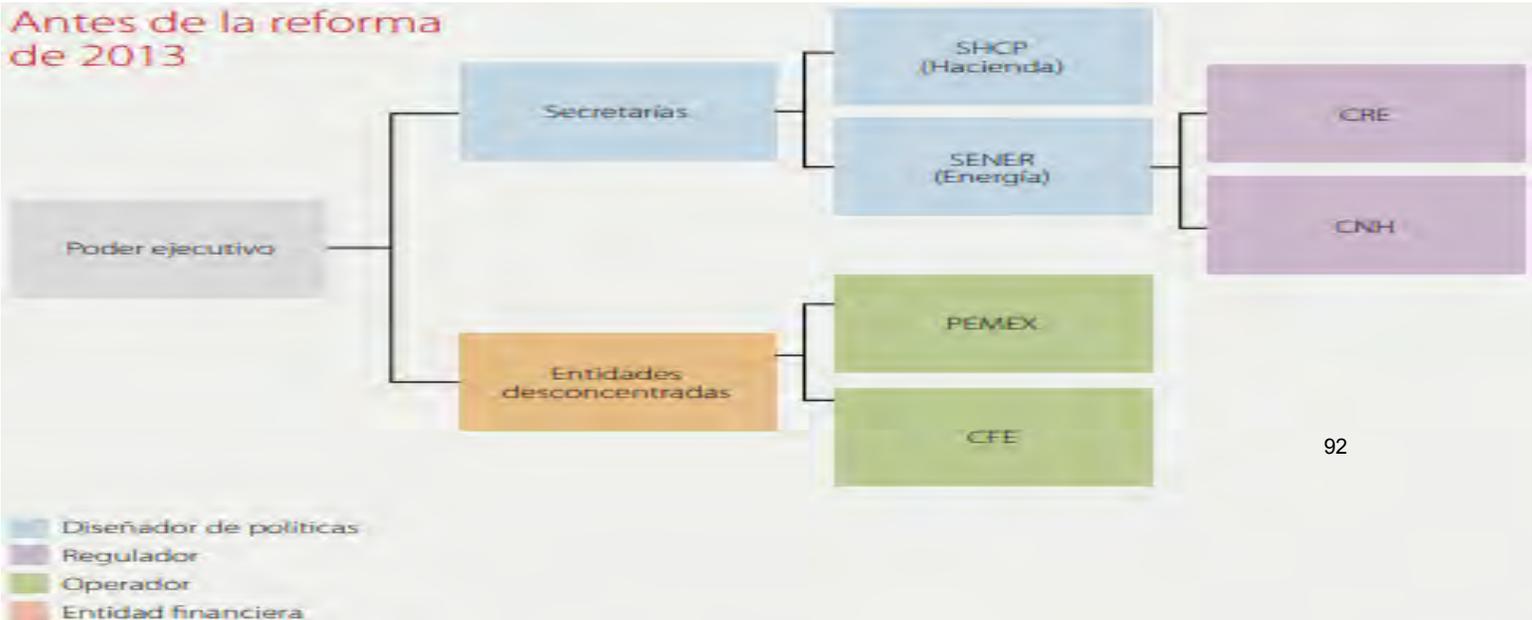
México, al igual que la mayoría de los países del mundo, sustenta en gran medida su desarrollo económico y social en el uso de los recursos energéticos, en especial de los hidrocarburos. El sector energético tiene un papel decisivo en el desarrollo

⁹¹ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Reforma energética ¿Cómo se administran los ingresos petroleros de México?, p. 9, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BDFD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

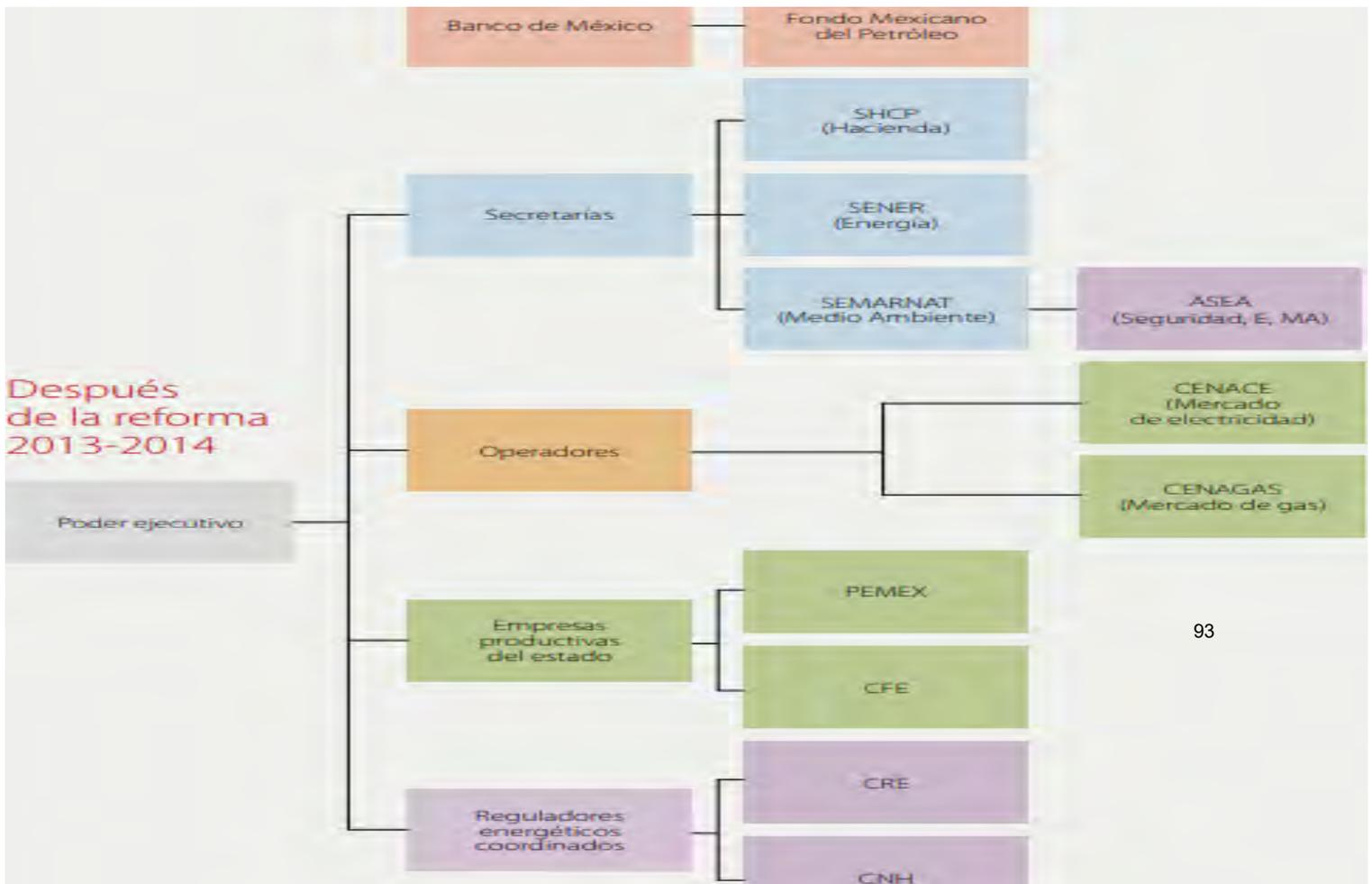
de la vida nacional. Genera energía, bienes y servicios, también propicia los insumos necesarios para fortalecer en su sector a la economía mexicana, además de aportar importantes contribuciones a los ingresos fiscales del Estado y por último contribuye a generar millones de empleos.

Consideramos que los órganos de control en el sector de hidrocarburos, son entes del Estado que se interrelacionan entre sí con la finalidad de dirigir, regular, vigilar y auxiliar cada uno desde su respectivo ámbito de competencia, todos los aspectos tendientes al sector de los hidrocarburos en el país, abarcando toda la cadena de valor de estos, es decir, desde que se extraen hasta que se comercializan.

La estructura gubernamental y el actuar de funciones de los entes de control en materia energética, cambio sustancialmente después de la reforma de 2013. Inicialmente previo a la reforma existía una mayor concentración de actividades y poca delegación de competencias entre los órganos de control energéticos. Esto cambió radicalmente al crearse nuevos órganos de control, modificar la naturaleza de otros, así como el nacimiento de nuevas competencias y modificaciones a las ya existentes para cada órgano de control. El postulado lo reforzamos con los siguientes diagramas:



⁹² Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), *Gobernanza de reguladores. Impulsando al desempeño de los órganos reguladores en materia energética de México*, p. 2, recuperado de <http://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Mexico-Energy-brochure%20-ESP-.pdf>



93

En nuestra opinión se creó un sistema de contrapesos muy completo, con funciones específicas para cada órgano de control, se suprimió la concentración de actividades energéticas a regular y se dio paso a la delegación de competencias especializadas.

En virtud de lo anterior, es necesario analizar la naturaleza jurídica de cada órgano de control, sus actividades y competencia dentro del actual esquema del sector energético en el país.

Iniciando con el órgano rector del sector energético que es la Secretaría de Energía, esta secretaría de Estado es la encargada de regir y dirigir la actividad energética en México.

⁹³ *Ibidem*, p. 3.

“En 1917 con la expedición del Decreto publicado por la Presidencia de la República, el día 31 de marzo se da origen a la Secretaría de Industria y Comercio, con atribuciones para el despacho de los asuntos relacionados con el comercio, industria en general, cámaras y asociaciones industriales y comerciales, enseñanza comercial, minería, petróleo, propiedad mercantil e industrial, estadística minera, entre otros.

El día 28 de diciembre de 1994, como resultado de la reforma a la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal propuesta por el Ejecutivo Federal y aprobada por el H. Congreso de la Unión, la Secretaría de Patrimonio y Fomento Industrial se transformó en la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (Semip) se transforma en Secretaría de Energía (Sener), y se le confiere la facultad de conducir la política energética del país, con lo que fortalece su papel como coordinadora del sector energía al ejercer los derechos de la nación sobre los recursos no renovables: petróleo y demás hidrocarburos, petroquímica básica, minerales radiactivos, aprovechamiento de los combustibles nucleares para la generación de energía nuclear, así como el manejo óptimo de los recursos materiales que se requieren para generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público.

En el año 2001, los cambios en un mundo cada vez más globalizado incidieron en el rumbo de la economía de nuestro país e hicieron necesario modernizar y fortalecer la estructura de la dependencia. El proceso de reestructuración buscó principalmente la especialización de la Secretaría en subsectores: hidrocarburos y electricidad, sin perder de vista el importante y necesario papel de la formulación de la política energética nacional”.⁹⁴

⁹⁴ Secretaria de Energía, *¿Qué hacemos?*, México, recuperado de <https://www.gob.mx/sener/que-hacemos>

La iniciativa de reforma energética de 2008, sentó las bases para establecer un correcto equilibrio energético, donde coexistieran agentes extranjeros, Pemex y las autoridades reguladoras del sector de los hidrocarburos. Además se forjó el primer intento de un sistema de contrapesos entre diversas instituciones participantes en la regulación del sector de los hidrocarburos en el país. Este sistema de contrapesos, iba a ser liderado por SENER quien fungiría como la autoridad rectora en todo el sistema energético en México, su principal atribución era conducir y marcar los ejes centrales de las actividades energéticas en el país, destacando principalmente el elaborar planes estratégicos de mediano y largo plazo en la exploración y extracción de hidrocarburos.⁹⁵

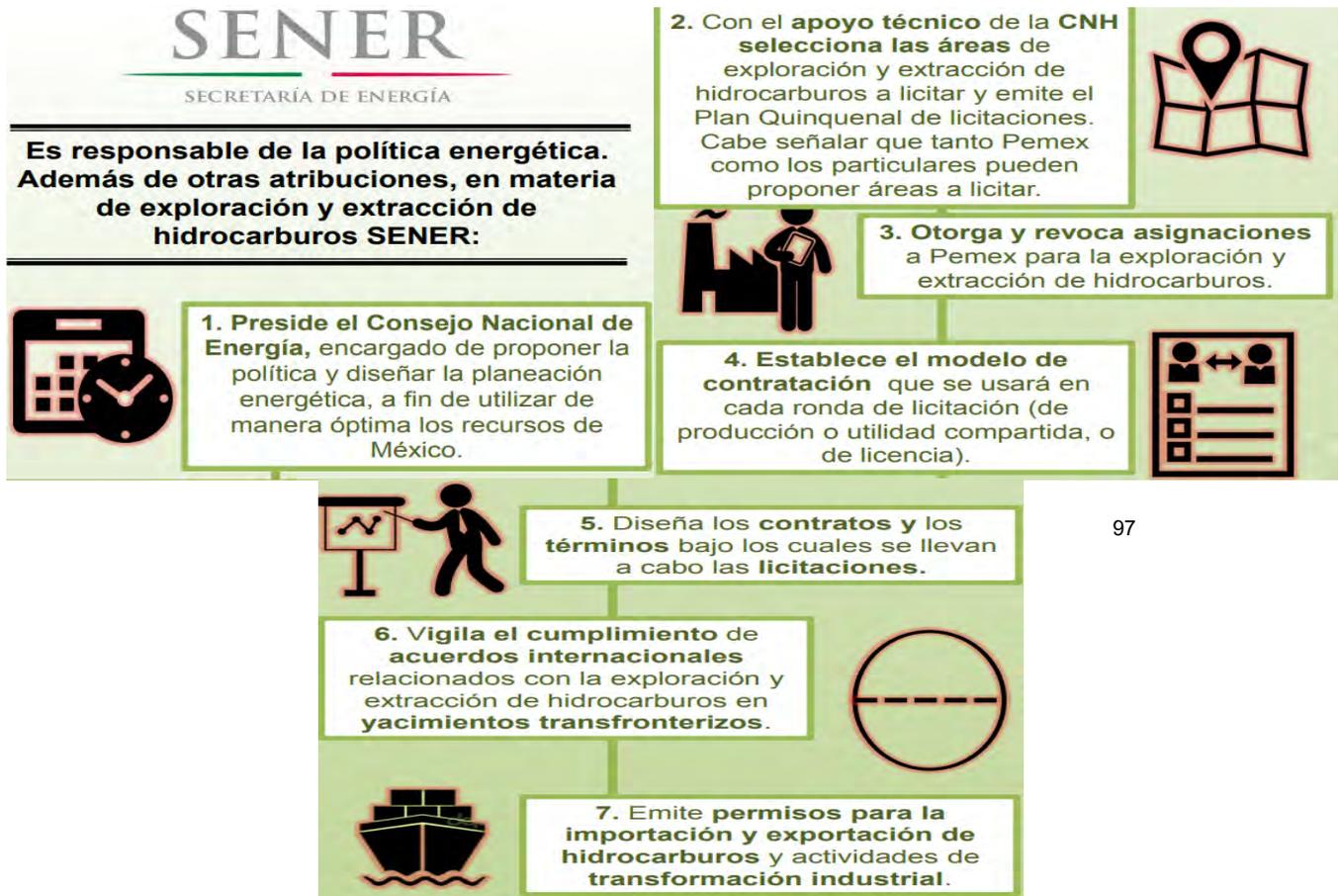
Tiempo después, en diciembre de 2013, el Congreso aprobó un Decreto para reformar los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Mexicana, así como la inclusión de 21 transitorios. Con ello, se dio inicio al mayor proceso de modernización del sector de los últimos ochenta años: la Reforma Energética.

Durante el año siguiente, se continuó la construcción del actual marco regulatorio con la publicación de 21 leyes secundarias, 24 reglamentos y 1 ordenamiento. Estos cambios dieron origen a un nuevo arreglo institucional que implicó la creación de un fondo y tres instituciones, el fortalecimiento de los órganos reguladores y la transformación de las empresas estatales de hidrocarburos y electricidad.

Actualmente, corresponde a SENER conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo, suficiente, de alta calidad, económicamente viable y ambientalmente sustentable de energéticos que requiere el desarrollo de la vida nacional. Una población con acceso pleno a los insumos energéticos, a precios competitivos; con empresas públicas y privadas de calidad mundial, operando dentro de un marco legal y regulatorio adecuado. Con un firme impulso al uso eficiente de la energía y a la investigación y

⁹⁵ Cfr. Budebo, Mario Gabriel, *op. cit.*, pp. 40-41.

desarrollo tecnológicos; con amplia promoción del uso de fuentes alternativas de energía; y con seguridad de abasto.⁹⁶



97

“La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) es la dependencia del Poder Ejecutivo Federal que tiene como misión proponer, dirigir y controlar la política económica del Gobierno Federal en materia financiera, fiscal, de gasto, de ingresos y deuda pública, con el propósito de consolidar un país con crecimiento económico de calidad”.⁹⁸

⁹⁶ Cfr. Secretaría de Energía, *op.cit.*, recuperado de <https://www.gob.mx/sener/que-hacemos>

⁹⁷ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op. cit.*, p. 2, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BD8FD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

⁹⁸ Secretaría de Hacienda y Crédito Público, *¿Qué hacemos?*, México, recuperado de <https://www.gob.mx/shcp/que-hacemos>

En materia de hidrocarburos a la SHCP le compete establecer los términos fiscales de las licitaciones y de los contratos de exploración y extracción, así como participar en las auditorías y fiscalización de los mismos en cuanto a términos fiscales se refieran.

Lo anterior con la labor del Servicio de Administración Tributaria (SAT) a través de su Administración General de Hidrocarburos (AGH).



99

En el diagrama se ve reflejado que la SHCP no solamente cuenta con facultades de comprobación en materia de hidrocarburos, además es quien fija las variables fiscales en la adjudicación de los procesos de licitación y emite opinión en términos fiscales para cada modelo de contratación que se usará en las distintas rondas licitatorias.

⁹⁹ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op. cit.*, p. 3, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BD8FD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

“La misión genérica de la Secretaría de Economía es fomentar la productividad y competitividad de la economía mexicana mediante una innovadora política de fomento industrial, comercial y de servicios, que mejore las condiciones de vida de los mexicanos”.¹⁰⁰



“La SE en materia de hidrocarburos es la encargada de establecer y verificar la metodología para medir el contenido nacional en Asignaciones y Contratos para la Exploración y Extracción”.¹⁰¹

Además, en coordinación con SENER establecer la política nacional de fomento de a las compras de proveedores nacionales en los sectores de hidrocarburos y electricidad.



102

¹⁰⁰ Secretaría de Economía, *¿Qué hacemos?*, México, recuperado de <https://www.gob.mx/se/que-hacemos>

¹⁰¹ Ley de Hidrocarburos, art. 46, 2018, México.

¹⁰² Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op. cit.*, p. 4, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BDFD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

El antecedente inmediato de la CNH consideramos fue la Comisión del Petróleo, contemplada su creación en la iniciativa de reforma de 2008. Se estipulaba como otro contrapeso en el sector energético en México. Esta nueva institución tenía propuesto apoyar a SENER en sus tareas de planeación y programación sectorial, tendría funciones en el *upstream* petrolero, además de la determinación de reservas de hidrocarburos y emitir dictámenes técnicos de los proyectos de exploración y extracción de Pemex. Asimismo se ocuparía de realizar visitas de inspección a instalaciones petroleras, requerir información a Pemex y sancionar en el ámbito de su competencia las violaciones a su normatividad. Estas funciones anteriormente descritas, son muy similares a algunas de las llevadas a cabo actualmente por la CNH. Reiteramos que desde el 2008 se buscó la creación de otro organismo federal que desahogara el saturamiento de actividades que tenía la CRE y a su vez auxiliara a SENER en actividades petroleras especializadas como el *upstream* de los hidrocarburos del país.¹⁰³



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

“La Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) se creó el 28 de noviembre de 2008 como un organismo con autonomía técnica para regular y supervisar la exploración y extracción de hidrocarburos en México. La CNH es una dependencia del Poder Ejecutivo Federal, con personalidad jurídica, autonomía técnica y autosuficiencia presupuestaria.

La CNH realiza sus funciones en estricto apego a los principios de máxima transparencia y rendición de cuentas. Estos principios, establecidos en la Constitución, en la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, así como en su normatividad interna, marcan un nuevo referente en el plano nacional e internacional.

¹⁰³ Cfr. Budebo, Mario Gabriel, *op. cit.*, p. 39.

Sus objetivos Estratégicos son:

1. “Promover el conocimiento del subsuelo y la evaluación del potencial petrolero.
2. Incrementar la capacidad de respuesta, la eficiencia y la transparencia de las licitaciones de contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos.
3. Contar con un sistema robusto y transparente de administración de asignaciones y contratos.
4. Contar con regulación eficiente, apegada a las mejores prácticas internacionales y verificar su cumplimiento.
5. Apoyar la correcta selección de áreas, el manejo eficiente de las licitaciones, asignaciones y contratos y la evaluación eficiente de los planes de exploración y extracción para impulsar el incremento de la producción y las reservas.
6. Consolidar a la institución con procesos eficientes, sistematizados y con una estructura organizacional definida.

Su misión es regular de manera eficiente y confiable la exploración y extracción de hidrocarburos en México para propiciar la inversión y el crecimiento económico”.¹⁰⁴

¹⁰⁴ Comisión Nacional de Hidrocarburos, *¿Qué hacemos?*, México, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/que-hacemos>



Comisión Nacional
de Hidrocarburos

Es el órgano encargado de regular las actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos.



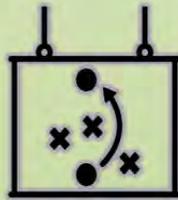
1. Propone a SENER el Plan Quinquenal de las áreas a licitar para la exploración y extracción de hidrocarburos, asiste a dicha Secretaría en la selección de áreas a licitar y opina sobre el modelo de contrato.

2. Lleva a cabo las licitaciones y adjudica los contratos. Suscribe el contrato con la empresa ganadora, y administra y supervisa los contratos a nombre del Estado.



3. Autoriza la perforación de pozos de exploración y extracción.

4. Dictamina y supervisa los planes de exploración y de desarrollo relacionados con los contratos para exploración y extracción.



5. Autoriza la realización de estudios de sismica y administra la información técnica relativa a los campos y yacimientos.

105

“Uno de los mandatos de la reforma a la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en 1992 fue la constitución de un órgano administrativo desconcentrado de la entonces Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal, para resolver las cuestiones derivadas de la interacción entre el sector público y el privado producto de dicha reforma. En consecuencia, la Comisión Reguladora de Energía fue creada mediante Decreto Presidencial publicado en el DOF el 4 de octubre de 1993, mismo que entró en vigor el 3 de enero de 1994, según lo dispuesto en el artículo Primero Transitorio de dicho Decreto.

Posteriormente, y seguido a la reforma estructural al sector gasista en 1994, el Poder Legislativo aprobó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, misma que se publicó en el DOF el 31 de octubre de 1995 y que convirtió a la institución en un órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía (SENER) con autonomía técnica y operativa y con atribuciones que previamente se encontraban dispersas

¹⁰⁵ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op. cit.*, p. 5, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BDFD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

en la SENER, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y la Secretaría de Economía (SE).

En 2008, se publicaron en el DOF los diversos decretos que representaron los acuerdos alcanzados en el Congreso de la Unión en torno a cómo debía modificarse el funcionamiento del sector energético y sus instituciones. Estas reformas fortalecieron a la CRE en cuanto a su naturaleza, estructura y funcionamiento, además de que le confirieron mayores atribuciones para regular no sólo el sector de gas y electricidad que ya tenía bajo su responsabilidad, sino también el desarrollo de otras actividades de la industria de los hidrocarburos, así como la generación con fuentes renovables de energía.

Finalmente, en 2013 se determinó que la CRE es una dependencia de la Administración Pública Federal centralizada, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, como se establece en el párrafo octavo, del artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.



En la actualidad, la CRE se ocupa de regular principalmente las siguientes actividades:

- 1.- Las de transporte, almacenamiento, distribución, compresión, licuefacción y regasificación, así como el expendio al público de petróleo, gas natural, gas licuado de petróleo, petrolíferos y petroquímicos;
- 2.- El transporte por ductos, almacenamiento, distribución y expendio al público de bioenergéticos, y

3.- La generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad”.¹⁰⁶

La CRE tiene más de una década realizando actividades de regulación en el *midstream* y *downstream* de los hidrocarburos. En ese lapso, se ha desempeñado como una autoridad reguladora que busca el mayor beneficio para los usuarios finales o consumidores al determinar los términos y condiciones para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos a través de la vigilancia y verificación en el ámbito de su competencia.¹⁰⁷



108

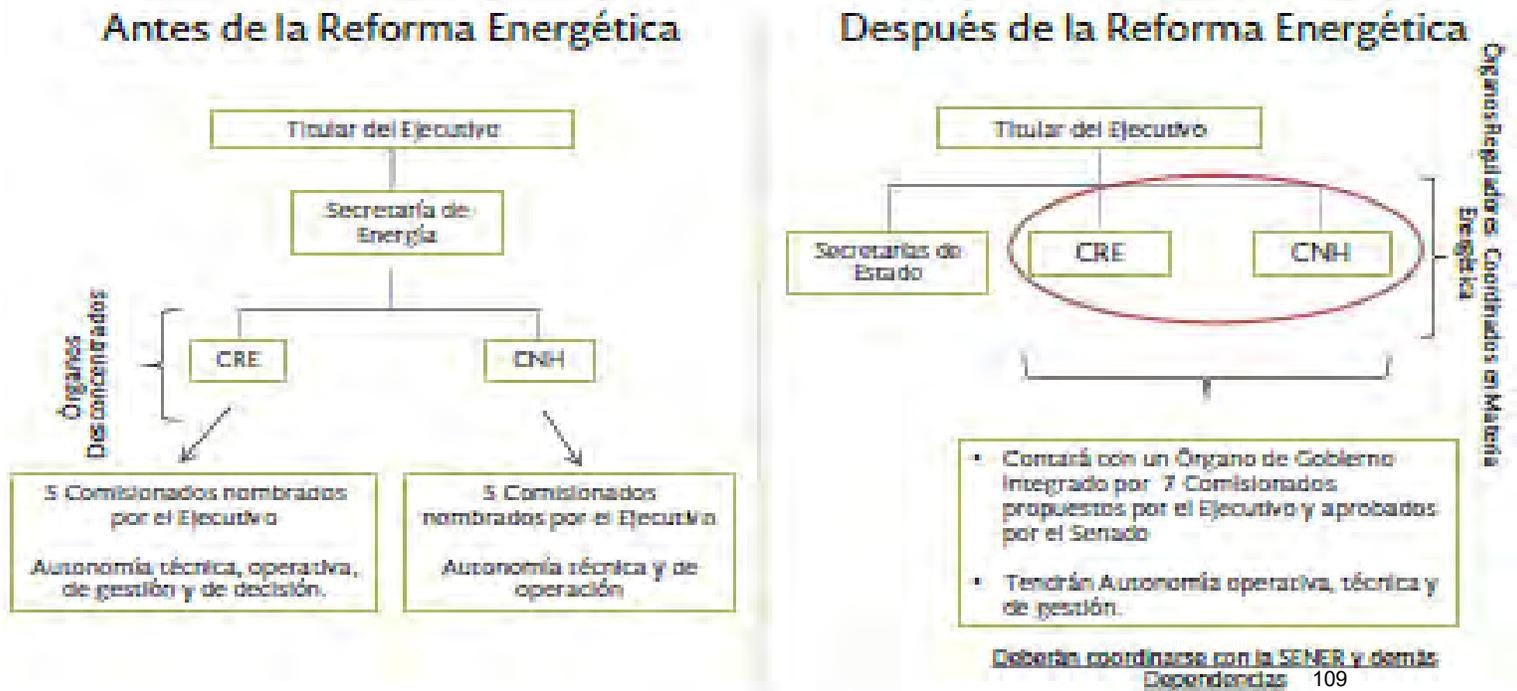
Así, resaltamos que el nuevo estatus constitucional de órganos reguladores en materia energética de CNH y CRE es vital porque se desvinculan de la injerencia directa de otro ente superior a ellos, tal como pasaba con anterioridad a la reforma cuando ambas dependían de SENER.

¹⁰⁶ Comisión Reguladora de Energía, *¿Qué hacemos?*, México, recuperado de <https://www.gob.mx/cre/que-hacemos>

¹⁰⁷ Cfr. Budebo, Mario Gabriel, *op. cit.*, p. 40.

¹⁰⁸ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op. cit.*, p. 6, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BD5FD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

FIGURA 1.1
COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA Y COMISIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS



Consideramos que el rango actual de órganos reguladores es bueno en principio, mientras se desarrollan los primeros años de la reforma y se ven materializados los primeros resultados de la misma. Sin embargo al pasar esta primera etapa su naturaleza jurídica debe elevarse a ser órganos constitucionales autónomos; esto implicaría una mayor responsabilidad de ambos órganos reguladores, pero a la vez ejercerían y coadyuvarían a dirigir una rectoría especializada del sector energético del país. Tal como pasa actualmente en otros sectores como las telecomunicaciones o la competencia económica, dónde las instituciones (Instituto Federal de Telecomunicaciones y la Comisión Federal de Competencia Económica respectivamente) fijan las directrices de estos sectores, y son el claro ejemplo de la magnitud e importancia de funciones inspeccionadas, correcto desarrollo de regulación de actividades de los participantes en sus sectores y el compromiso que conlleva ser órganos constitucionales autónomos.

¹⁰⁹ Secretaría de Energía, (2015), *Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2015-2029*, México, p. 28, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

Sintetizando que la CNH y la CRE al tener este nuevo estatus constitucional, reforzaran sus atribuciones otorgadas por la constitución y legislación secundaria, mejorarán sus competencias al ampliarse sus facultades de vigilancia y sanción y por último, fijarán un parámetro a nivel internacional al ser dos órganos constitucionales que controlen y dirijan la totalidad del sector energético de un país.

La Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) nació el 2 de marzo de 2015, ya que en el artículo 19 transitorio de la Reforma Energética se establecieron las bases para la creación de una agencia gubernamental encargada de regular y supervisar las instalaciones y actividades del sector hidrocarburos en seguridad industrial, operativa y protección al medio ambiente.



Es un nuevo órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales que regula y supervisa la seguridad industrial, seguridad operativa y protección al ambiente respecto de las actividades del sector de los hidrocarburos, incluyendo el desmantelamiento y abandono de instalaciones, así como el control de residuos.

Su objetivo es garantizar la seguridad de las personas y la integridad del medio ambiente con certidumbre jurídica, procedimental y de costos en el sector hidrocarburos.¹¹⁰

¹¹⁰ Cfr. Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), *¿Qué es ASEA y qué regula?*, recuperado de <https://www.gob.mx/asea/articulos/que-es-asea-y-que-regula?idiom=es>



Agencia de Seguridad,
Energía y Ambiente

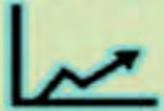
Es el órgano encargado de regular y supervisar las actividades del sector hidrocarburos a fin de procurar la seguridad industrial y la protección al medio ambiente.



1. Promueve la seguridad industrial, seguridad operativa y la protección al medio ambiente. Regula, supervisa y sanciona todas las actividades del sector desde esta perspectiva.

2. Define medidas técnicas y protocolos para mitigar riesgos y hacer frente a derrames, fugas y accidentes:

- medidas de prevención y contención,
- diseño y atención a planes de emergencia,
- investigaciones ante incidencias y accidentes,
- adopción y cumplimiento de estándares internacionales y
- diseño de **herramientas financieras** para hacer frente a contingencias.



3. Propone medidas para el control y seguimiento de las operaciones de desmantelamiento y restauración de campos de extracción.

4. Establece medidas para el manejo integral y disposición final de residuos relacionados con las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.



111

“El Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo fue creado mediante reforma constitucional, con el fin de administrar y transparentar el origen y destino de los ingresos petroleros, administrar los aspectos financieros de los contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos, así como constituir y administrar una reserva de ahorro de largo plazo”.¹¹²

“El Fondo fue diseñado para ser una pieza integral en el nuevo arreglo institucional que garantiza que la administración de la riqueza petrolera nacional se realice con la máxima transparencia y con una visión de largo plazo en beneficio de todos los mexicanos”.¹¹³

¹¹¹ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op.cit.*, p. 7, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BDFD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

¹¹² Véase en <http://www.fmped.org.mx/>

¹¹³ Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo, *¿Qué es el Fondo Mexicano del Petróleo?*, México, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/que-es-fmp.html#antecedentes>



114

Sus funciones sustantivas consisten en:



1.- "Recibir los ingresos derivados de las asignaciones y contratos de exploración y extracción de hidrocarburos y posteriormente, transferirlos a la Tesorería de la Federación, a los fondos de estabilización y fondos sectoriales conforme a las disposiciones aplicables.

¹¹⁴ *Idem.*

2.- Administrar los aspectos financieros de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, es decir, aquellos relacionados con el cálculo y pago de las contraprestaciones para el Estado y los contratistas.

3.- Constituir y administrar una reserva para el ahorro de largo plazo con recursos remanentes que resulten de efectuar las transferencias antes mencionadas al Gobierno Federal una vez que éstas rebasen en un año calendario el 4.7% del PIB, conforme al artículo 16, fracción III, de la Ley del Fondo, o bien, con los excedentes que determine la Secretaría de Hacienda y Crédito Público en términos del artículo 93, último párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria”.¹¹⁵

Estas funciones definen tres roles para el FMP:

1. Fondo receptor y distribuidor de los ingresos por la renta petrolera. El papel del FMP en la administración de la renta petrolera difiere para los contratos y las asignaciones:

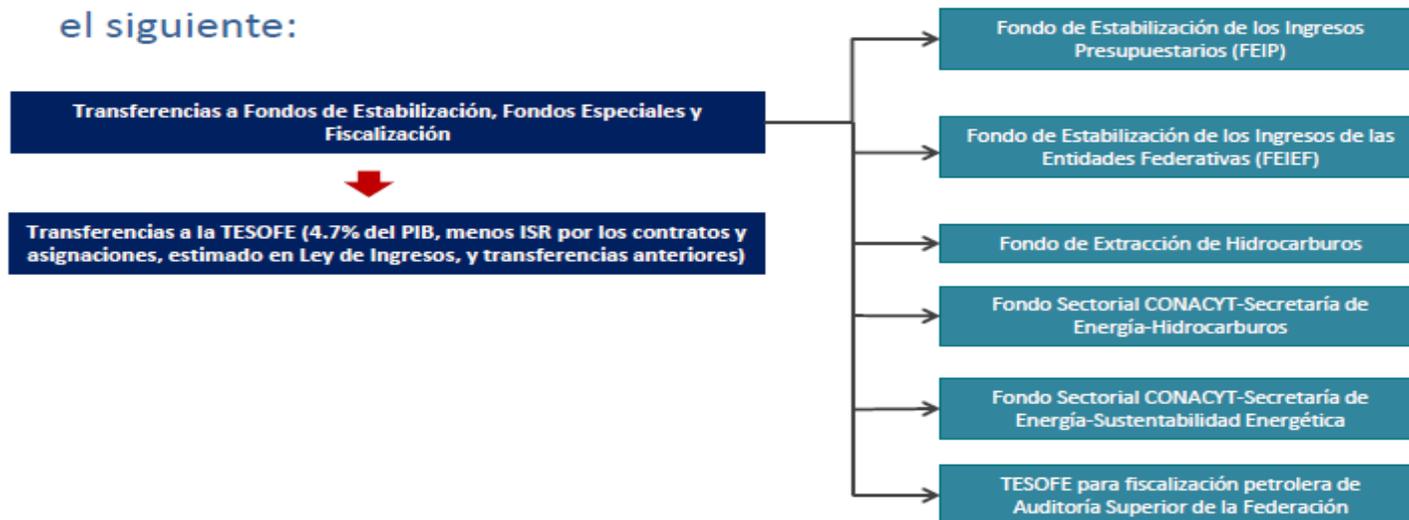
-En el caso de los contratos, calculará y realizará los pagos correspondientes a los contratistas y al Estado.

-En el caso de las asignaciones, recibirá los derechos de los asignatarios y los transferirá al Estado.

- Además, el FMP efectuará las transferencias a la Tesorería de la Federación (TESOFE).

¹¹⁵ *Idem.*

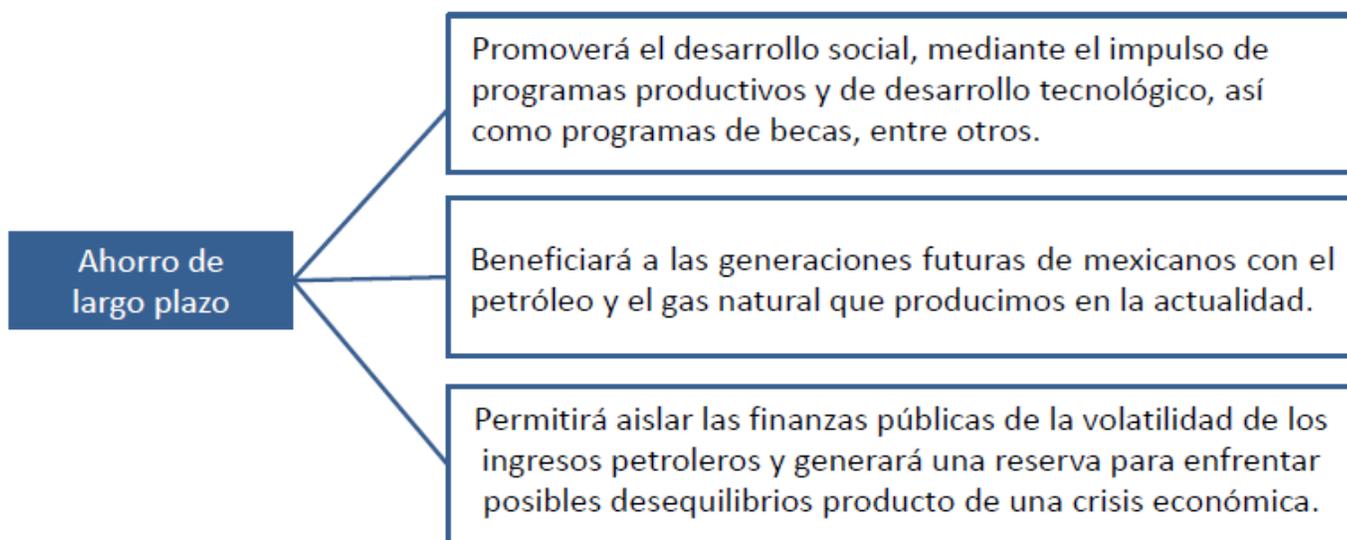
- El orden de prelación para realizar las transferencias ordinarias será el siguiente:



- Las transferencias que se realicen a la TESOFE deberán mantener los ingresos petroleros del Gobierno Federal en 4.7% del PIB.

2. Fondo soberano de ahorro de largo plazo.

Una vez realizados los pagos derivados de las asignaciones y de los contratos, así como las transferencias ordinarias, el FMP podrá administrar los recursos remanentes en la Reserva del Fondo con el fin de generar el ahorro de largo plazo.

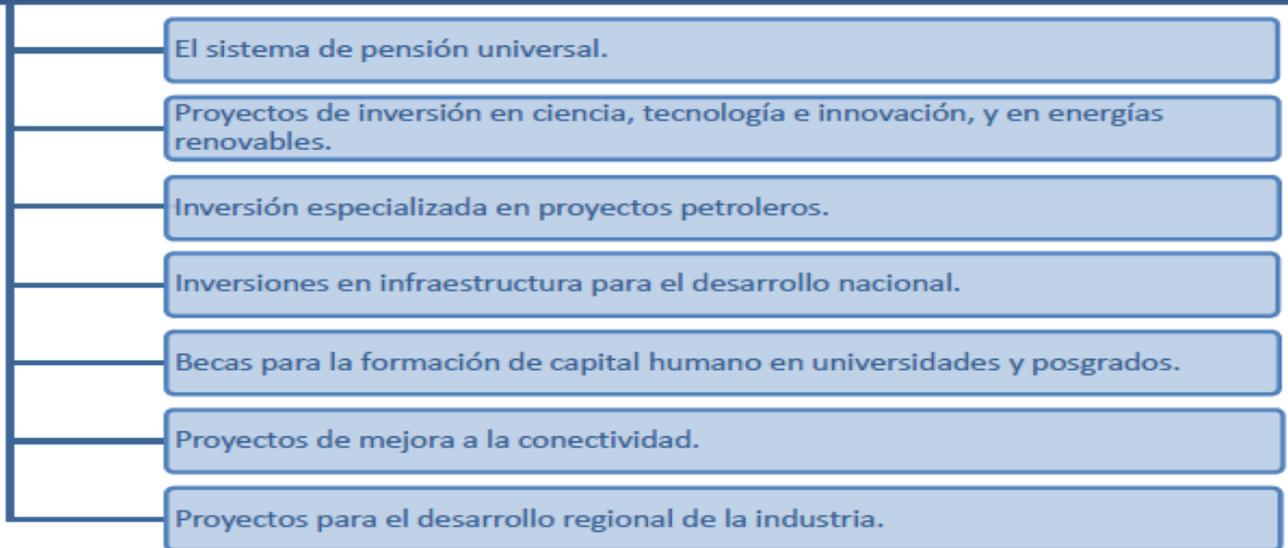


El ahorro a largo plazo conlleva a planificar en que otros sectores el Estado debe invertir. Asimismo este ahorro permite volver a invertir en infraestructura y material humano para el sector petrolero para seguir capitalizando mayores ingresos petroleros mientras se continúan generando más intereses de los ya obtenidos.

Es importante destacar que cuando el ahorro a largo plazo logre superar el 3% del PIB, se podrán cubrir erogaciones efectuadas por el Estado en otros sectores.

Ahorro mayor o igual al 3% del PIB

Cuando el ahorro de largo plazo sea $\geq 3\%$ del PIB, los ingresos adicionales podrán ser transferidos a la TESOFE para cubrir erogaciones en los siguientes rubros:



A su vez, cuando el ahorro supere el 10% del PIB se podrán cubrir cada vez más erogaciones y transferir mayores recursos a diversos campos como el educativo, agrario, salud, entre otros.

Ahorro mayor o igual al 10% del PIB

Asimismo, cuando la Reserva del Fondo sea mayor o igual a 10% del PIB, se harán transferencias adicionales a la TESOFE:



Concluyendo que entre mayores ingresos deje la renta petrolera en el país y estos sean invertidos a largo plazo, se podrá generar mayor riqueza y con esto se logrará apoyar a otros sectores estratégicos para el país.

3. Fondo de estabilización de los ingresos públicos.

En caso de una reducción significativa en los ingresos públicos debido a una disminución en el PIB, en el precio del petróleo o en la plataforma de producción del petróleo y una vez agotados los recursos del Fondo de Estabilización de Ingresos Presupuestarios (FEIP) y del Fondo de Estabilización de los Ingresos de las Entidades Federativas (FEIEF), de manera extraordinaria, el ahorro de largo plazo podrá ser destinado para cubrir erogaciones del Presupuesto de Egresos de la Federación.

Lo referido anteriormente nos permite afirmar lo siguiente:

- El Fondo Mexicano del Petróleo se constituyó como una herramienta para transparentar y rendir cuentas a todos los mexicanos sobre el origen y el destino de los ingresos petroleros.
- Los recursos que el FMP destine al ahorro de largo plazo beneficiarán a las generaciones presentes y futuras, ya que con ello se reduce la dependencia de las finanzas públicas de los ingresos petroleros, se fomenta la inversión en la formación de capital físico y humano, lo que a su vez redundará en un desarrollo sostenible de la economía en el largo plazo.¹¹⁶

En el siguiente esquema se sintetizan las principales funciones financieras que lleva a cabo el FMP con los ingresos obtenidos de la renta petrolera, exceptuando los impuestos.

¹¹⁶ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, (2015), *El FMP y la administración de los ingresos petroleros*, pp. 13-21.



Fondo Mexicano del Petróleo
para la estabilización y el desarrollo

Fideicomiso público donde el Banco de México es el fiduciario y la SHCP el fideicomitente. Es responsable de recibir, administrar y distribuir los ingresos del Estado provenientes de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

1. Mantiene un **registro actualizado de todas las asignaciones y contratos** (áreas, producción, planes de desarrollo) adjudicados por SENER y la CNH, respectivamente.



2. **Recibe y administra los ingresos** del Estado derivados de los contratos y asignaciones de exploración y extracción de hidrocarburos siguiendo **estrictas reglas de transparencia y rendición de cuentas.**



3. Determina y realiza los **pagos de las contraprestaciones** correspondientes al Estado y los Contratistas, respectivamente.



4. **Transfiere** cada año recursos a diversos **fondos de estabilización y fondos sectoriales**, así como al **presupuesto federal** (hasta 4.7% del PIB). Ante situaciones extraordinarias que impliquen una reducción significativa de los ingresos públicos, hace transferencias adicionales al presupuesto federal.



5. **Invierte la reserva de ahorro de largo plazo** con el objeto de contribuir al desarrollo del país y **beneficiar a las generaciones futuras.**

117

Proponemos que los órganos de control participantes en el esquema energético del país, se estructuren de la siguiente forma: SENER como el órgano rector, la CNH y la CRE como los órganos reguladores, la SHCP y la SE como los órganos auxiliares de control en sus respectivas áreas, la ASEA como el órgano especializado ambiental de los hidrocarburos y el FMP como el instrumento financiero en el que se depositan los ingresos obtenidos de los hidrocarburos. Estos órganos de control integran una balanza de contrapesos, cuya función primordial es regular de la mejor manera el sector energético en México.

¹¹⁷ Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, *op. cit.*, p. 8, recuperado de <http://www.fmped.org.mx/general/%7BDFD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>

CAPÍTULO II. REGULACIÓN JURÍDICA PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

La exploración y extracción de hidrocarburos como toda actividad del ser humano que se desarrolla a través de recursos naturales requiere de un esquema normativo que estipule entre otras cosas; el dominio, la regulación de las actividades, los agentes participantes y las sanciones en el *upstream* de los hidrocarburos, es decir, que se necesita implementar un régimen petrolero para el correcto funcionamiento de lo anterior.

México, a raíz de la apertura de su sector petrolero, despertó interés por parte de las empresas petroleras privadas, debido a que los países o áreas donde estas producían petróleo han ido agotando sus reservas de hidrocarburos, como E.U.A. o Gran Bretaña. En contraste con esto, en los años recientes, las reservas mundiales de petróleo están dominadas por los países que cuentan con empresas petroleras estatales como Arabia Saudita, Rusia, Irán y México, ya que estos países controlan aproximadamente el 90% de las reservas petroleras a nivel mundial. De tal manera que lo anterior obliga a México a forjar y aplicar eficientemente su nuevo esquema energético a fin de proteger las reservas con las que cuenta, impulsar el desarrollo de su EPE, otorgándole ventaja operativa y técnica a la misma; además de que conjuntamente permita la participación de agentes petroleros privados en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el país.¹¹⁸

Ya que la industria del petróleo y sus derivados se mantendrá como la principal oferente de insumos a diversos sectores como el de transporte, industrial y residencial. De aquí que las naciones que tengan una mayor cantidad de reservas de petróleo y con la capacidad apropiada de refinación y de petroquímica, habrán de obtener ventajas comparativas en mercado internacional de los hidrocarburos.¹¹⁹

¹¹⁸ Cfr. Jalife-Rahme, Alfredo, *La desnacionalización de Pemex*, México, Orfila, 2009, p. 144.

¹¹⁹ Cfr. Instituto Mexicano del Petróleo, *Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025*, 2da ed., México, s/e, 2001, p. 34.

En virtud de esto, la existencia de un régimen petrolero en nuestro país; tiene como objetivo principal el proteger y garantizar el correcto desarrollo de los hidrocarburos en México. El esquema jurídico de estos en México queda consagrado desde la Constitución, en ella se establece la directriz para el desarrollo energético del país, en específico de los hidrocarburos.

En nuestro régimen petrolero, la Constitución fija a la nación como titular de los recursos como hidrocarburos; además establece y otorga facultades para el actuar de distintas entidades u órganos de gobierno en diversas disciplinas jurídicas interrelacionadas con el sector de los hidrocarburos.

Por otra parte, en el régimen petrolero mexicano existe una legislación energética donde se incluye el sector petrolero que complementa los principios constitucionales de los hidrocarburos. En la legislación petrolera se estipulan los derechos y obligaciones de todos los participantes nacionales y extranjeros involucrados en el sector petrolero.

Por último, en nuestro régimen petrolero se determinó que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos se llevarán por medio del otorgamiento de contratos petroleros previo proceso de licitación que se efectúa a través de rondas petroleras para la suscripción de los distintos modelos de contratación vigentes. Todo esto a través de un correcto balance entre los diversos instrumentos jurídicos implementados para regular el sector de los hidrocarburos en México.

Para comprender lo anterior, presentamos en los siguientes esquemas, el desarrollo de todo el procedimiento que se realiza en México para el otorgamiento de los CEE, así como las principales facultades que tiene el Estado para organizar las licitaciones petroleras y los requisitos que deben cumplir todas las empresas nacionales o extranjeras que buscan participar en el sector petrolero del país.

— ¿Qué es una Ronda? —

Una ronda es un conjunto de licitaciones. Cada licitación contiene diversas áreas (o bloques). Las empresas interesadas, que cumplan con los criterios técnicos, financieros y de operación segura que las autoridades establecen en cada caso (precalificación), pueden competir por uno o más bloques en una licitación, y lo pueden hacer solos o en



— ¿Quién gana una licitación? —

Las licitaciones de cada bloque se ganan ofreciendo mejores términos que la competencia. Hasta el momento, la CNH ha establecido dos parámetros para determinar el licitante ganador:

- Mayores inversiones comprometidas en el proyecto.
- Una regalía (un tipo de impuestos que se pagan al Estado mexicano), o una participación en la producción más alta.
- Distintas licitaciones le han dado un peso diferente a estas variables.



¿Qué hace el gobierno en una Ronda?

La Ronda implica mucho más trabajo que lo que se observa el día del concurso. En términos generales, se puede pensar en una Ronda completa como un año de trabajo o más, de principio a fin. Desde la perspectiva del gobierno, la ronda implica:

¿Qué hace una empresa en una Ronda?

Desde la perspectiva de la empresa, tan sólo participar en una ronda (que es el primer paso formal del proceso) implica mucho trabajo. Algunos de los principales pasos para que una empresa participe en una licitación petrolera son:

De estos esquemas, se desprende que, para el otorgamiento de los CEE en México, se requiere previamente la realización de la licitación de diversas áreas petroleras mediante rondas. A continuación, en los siguientes esquemas se detallará el procedimiento de las rondas petroleras en México.

- Realizar la selección y delimitación final de los bloques.
- Escoger el modelo de contrato que se va a usar.



- A la fecha, se han usado contratos de licencias y de producción compartida.
- Los primeros implican mayor flexibilidad y menos carga administrativa.
- Los contratos de producción compartida, como dependen de la deducibilidad de costos, pueden ser atractivos en algunos casos, pero generan una mayor carga administrativa.

- Definir qué variables van a determinar el licitante ganador.



- En términos generales, se han usado tres: regalías o participación en producción adicionales, programa de trabajo y bono en efectivo.

- Un valor mayor en el programa de trabajo implica que la empresa se compromete a invertir más, incrementando las posibilidades de que el proyecto sea exitoso (y que el gobierno tenga un ingreso mayor durante la producción).



- Un mayor valor en las regalías o de participación en la producción implica que le corresponde al gobierno un mayor porcentaje de los ingresos del proyecto. Si no se consigue éxito comercial, aún los proyectos en los que este parámetro se haya licitado a un alto nivel pueden implicar muy pocos ingresos para el Estado.



- Un valor alto en bono en efectivo, además de que garantiza ingresos para el gobierno, genera incentivos a que la empresa haga el mayor esfuerzo por ser exitosa y recuperar su inversión. Esta variable sólo se ha usado en el farmout de Pemex.



Preparar la información geológica que las empresas podrán consultar en cuartos de datos para esa licitación en específico.

Emitir la convocatoria oficial y publicar un primer borrador de las bases de licitación

- Invertir en información geológica regional para determinar áreas y rondas de mayor interés.



- Inscribirse en la licitación.

- Pagar los derechos para entrar al cuarto de datos de una ronda.



- Analizar la información geológica para evaluar el atractivo de cada bloque.



- En algunos casos, acercarse a otras empresas para aliarse para el desarrollo del proyecto, mediante un consorcio.



- Este proceso implica firmar un acuerdo sobre áreas de interés mutuo, que eventualmente se puede convertir en un acuerdo de operación conjunta (JOA).



- Llenar las solicitudes con información técnica y financiera y de operación segura para poder precalificar.



 Procesar las solicitudes de precalificación. Esto implica verificar que las empresas cumplen con los criterios técnicos, financieros y de orientación segura establecidos para esa licitación particular.

 Fijar los valores mínimos de los parámetros de licitación.

 Recibir los comentarios de la industria sobre las bases y el modelo de contrato y, en su caso, hacer ajustes pertinentes.

 Publicar las bases finales de licitación.

 Ser anfitrión de la apertura de propuestas de la licitación, que se transmite en vivo y de forma transparente.

 Verificar la documentación aportada por los ganadores aparentes
Firmar el contrato con los ganadores de cada licitación.

 Dar retroalimentación al gobierno sobre el contrato que se pretende utilizar y las condiciones generales de la licitación

 Hacer preguntas para aclarar distintas partes de los contratos o del proceso de licitación para despejar dudas que después den lugar a malos entendidos.

 Pagar los derechos para participar en los concursos.

 Presentar sus ofertas el mismo día que se van a abrir.

 Aportar al gobierno las garantías de seriedad. Participar como observadores en la apertura de sobres de la licitación.

 En caso de ganar, aportar la documentación requerida y firmar el contrato en los mismos términos establecidos antes de la apertura de ofertas.

En estos esquemas se detallan las actividades que lleva a cabo el Estado para preparar adecuadamente todos los elementos fiscales, económicos, ambientales, entre otros, insertos en las licitaciones. Y por su parte de esclarecen las acciones que deben realizar las empresas petroleras interesadas en participar en las licitaciones con la finalidad de adjudicarse CEE en México.

En el último esquema, se describe el cambio entre el antiguo esquema petrolero donde Pemex era el único participante del sector y el nuevo esquema, en el cual se buscan mayores participantes que desarrollen los hidrocarburos del país y esto a su vez derive en mayores ingresos para el Estado.



120

De los esquemas anteriores, observamos que la complejidad en las licitaciones, inicia con la preparación por parte del Estado de los estudios técnicos, económicos y fiscales de las áreas que va a ofertar. Aunado a esto resalta la correcta coordinación que debe de existir entre todas los entes del Estado que intervienen en el desarrollo petrolero en México. Por último, se denota la apertura del sector petrolero con la reforma energética, y esto derivó en despertar el interés de empresas petroleras privadas para ser parte de este nuevo esquema energético en México.

Así, las normas jurídicas secundarias que regulan el actuar petrolero en la exploración y extracción de hidrocarburos son las siguientes: ley de hidrocarburos, ley de ingresos sobre hidrocarburos, ley de los órganos reguladores coordinados en materia de energética y ley de petróleos mexicanos.

¹²⁰ Véase en <https://pulsoenergetico.org/wp-content/uploads/2017/03/acceso/lasrondas.pdf>

1.- La LH: regulará los contratos petroleros, así como todos los aspectos sustantivos sobre las nuevas formas de desarrollar toda la cadena productiva de los hidrocarburos en nuestro país, en sus diversas actividades:

<i>UPSTREAM</i>	<i>MIDSTREAM</i>	<i>DOWNSTREAM</i>
Reconocimiento, exploración superficial, y no superficial y extracción de hidrocarburos.	Transporte, almacenamiento, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural.	Distribución y expendio al público de los diferentes hidrocarburos.

121

En esta ley se establecen las facultades de cada ente de gobierno involucrado en el control de los hidrocarburos y la interrelación que debe existir entre los mismos, estipula el trato que se le debe dar a las asignaciones y a los contratos petroleros, como se otorgan y pueden revocar ambos; además prevé las obligaciones generales de los contratistas en el actuar petrolero en el país.

El Reglamento de esta ley, define las alternativas para que las empresas productivas del Estado y los particulares lleven a cabo los procesos relacionados con la exploración y extracción de hidrocarburos. Como es en todos los países petroleros del mundo, la industria petrolera en México será especialmente regulada, por lo que era de esperarse, el Reglamento de la Ley es muy extenso y cubre una gran variedad de procedimientos.

En la siguiente tabla se describen los principales procedimientos mencionados en el reglamento de la ley de hidrocarburos, los cuáles veremos a continuación:

¹²¹ Cfr. Ramírez, Sergio A., (1 de julio de 2014), *El régimen fiscal de los contratos petroleros*, recuperado de <https://www.energiaadebate.com/el-regimen-fiscal-de-los-contratos-petroleros/>

Procedimiento	Estatus	Comentarios
Autorización de actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial	Definido en el Reglamento	
Aviso de Asignatarios y Contratistas de realización de actividades de Reconocimiento y Exploración	Requiere ser emitido por la CNH	Cuando se es contratista o asignatario, no es necesario pedir autorización.
Otorgamiento excepcional de asignaciones otorgadas a PEMEX	Definido en el Reglamento	Se incluyen los supuestos bajo los que se pueden hacer dichas asignaciones. Participa la SENER y la CNH hace dictamen técnico.
Modificación excepcional de asignaciones de PEMEX	Definido en el Reglamento	La CNH puede solicitar a la SENER la modificación.
Solicitud de cesión de asignación a un tercero	Definido en el Reglamento	Proceso extraño, ya que una asignación se puede transferir solo a otra empresa productiva del estado.
Renuncia de una asignación	Definido en el Reglamento	Participan SENER, la CNH y la Agencia Nacional de Seguridad Ambiental y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
Revocación de asignaciones	Definido en el Reglamento	Las posibles causas de la revocación aparecen en la Ley, y son incumplimientos graves por parte del asignatario.
Elaboración del Plan Quinquenal	Definido en el Reglamento	Cada año lo debe elaborar la CNE y proponérselo a SENER.
Migración de asignaciones a contratos	Definido en el Reglamento	Decide SENER con apoyo técnico de la CNH. El procedimiento incluye la definición del modelo de contrato a usar. Si se incluye una asociación, habrá que hacer licitación.
Licitación de Contratos de Exploración y Extracción	Definido en el Reglamento	El proceso lo administra la CNH, pero participa SENER, la SHCP, la Comisión Nacional de Competencia Económica.
Rescisión Administrativa de Contratos de Exploración y Extracción	Definido en el Reglamento	Lo decide la CNH sin la participación de ningún otro organismo. La Ley indica las posibles causas.
Licitación para la contratación de comercializadores	Definido en el Reglamento	La hará la CNH en base a la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público.
Adjudicación directa de contratos a titulares de concesiones mineras	Definido en el Reglamento	
Negociación por conflictos entre contratistas o asignatarios y concesionarios mineros	Definido en el Reglamento	Se indica la necesidad de negociar, fijándose plazos para hacerlo e informar a la CNH. Si no hay acuerdos la CNH decide. Puede haber indemnizaciones.
Mecanismo para acceder a la Información Nacional de Hidrocarburos	La CNH lo definirá	
Declaración de Zonas de Salvaguarda	Parcialmente definido	La CNH puede ampliar criterios para la declaratoria.
Unificación de campos compartidos y Yacimientos Nacionales	Definido en el Reglamento	Decide la SENER con el apoyo técnico de la CNH.
Sistema de Información de la Medición de Hidrocarburos	Tendrán que coordinarse la Secretaría de Economía y la CRE	
Coordinación de Estados y Federación para el desarrollo de proyectos de hidrocarburos y petroquímico	Se dictan algunas guías, pero la coordinación final variará para cada proyecto	SENER coordinará las acciones.
Sistema Negociación en caso de afectaciones a terrenos y otros bienes	Se especifica varios procedimientos pero existen varios por definir	Participa intensamente la Secretaría de Desarrollo Agrario.
Evaluación de Impacto Social	Se define el contenido mínimo. El formato lo debe definir SENER	Lo realizará SENER a solicitud de asignatarios y contratistas, con apoyo de Secretaría de Gobernación y otras entidades.

Consulta previa de impacto en comunidades indígenas	En el Reglamento se definen fases, pero se puede ampliar	SENER es la responsable, en coordinación con Gobernación, la Comisión para el Desarrollo de Pueblos Indígenas y la Agencia Nacional de Seguridad Ambiental y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.
Procedimiento para la imposición de multas	Definido en el Reglamento	La autoridad debe avisar de la situación que causaría la multa y se da tiempo al infractor para que solvante o desvirtúe la supuesta irregularidad.

122

En la tabla anterior, se identifican los principales procedimientos petroleros empleados en México y se estipula; a cargo de que ente de gobierno corresponde llevarlos a cabo.

2.- La LISH: prevé los esquemas de ingresos que obtendrá el Estado mexicano derivados de las actividades de exploración y extracción, las disposiciones sobre la administración y supervisión de los aspectos financieros de los contratos, las atribuciones de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), así como diversas obligaciones en materia de transparencia y rendición de cuentas respecto de las contraprestaciones de los contratos y de sus ingresos, para que toda la información se encuentre al alcance de los ciudadanos. En el aspecto fiscal de los ingresos incluyendo impuestos y derechos especiales en materia de hidrocarburos, el Estado mexicano recibirá ingresos derivados de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que se realicen a través de las asignaciones y contratos.

3.- La LORCME: en esta ley energética se plantea como debe ser el actuar de los órganos reguladores y su estructura interna para realizar de manera eficaz el control de los hidrocarburos en territorio nacional.

¹²² Véase en https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/energy-resources/Ley_Hidrocarburos_2015_V4.pdf

4.- La LPEMEX: tiene por objeto establecer la organización, funcionamiento y evaluación de la futura empresa productiva del Estado (EPE), su régimen especial y el de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.¹²³

El análisis conjunto de las leyes citadas permitirá entender de manera cabal la fiscalidad petrolera y los sectores que la componen. Estas leyes se apoyan de otros ordenamientos jurídicos de diversas disciplinas jurídicas como la ambiental, mercantil, financiera, civil, entre otras. Con la finalidad de regular íntegramente la exploración y extracción de hidrocarburos en México.

En la regulación del nuevo sistema energético, faltó incorporar tribunales federales que resuelvan todas las controversias que deriven exclusivamente de las actividades energéticas incluidas las petroleras de exploración y extracción de hidrocarburos. Por ende, es esencial el implementar tribunales especializados en materia energética como los tribunales especializados en materia de telecomunicaciones y de competencia económica, pertenecientes al Poder Judicial de la Federación.

Aunado a lo anterior, es fundamental comprender a que resultados conllevan las actividades de *upstream* de los hidrocarburos y el significado intrínseco de las mismas.

Al respecto, SENER establece que la exploración petrolera es el conjunto de actividades de campo y de oficina cuyo objetivo principal es descubrir nuevos depósitos de hidrocarburos o extensiones de los existentes.¹²⁴

El futuro de la exploración de hidrocarburos en México responde directamente a la demanda nacional y secundariamente a la internacional de estos recursos naturales; en consecuencia, la exploración se intensificará en los próximos años para satisfacer la creciente demanda. En el pasado, la exploración petrolera tuvo un

¹²³ Cfr. Ramírez, Sergio A., *op, cit.*, recuperado de <https://www.energiaadebate.com/el-regimen-fiscal-de-los-contratos-petroleros/>

¹²⁴ Cfr. Secretaria de Energía, *Glosario de términos petroleros*, México, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf

gran auge por el avance de las tecnologías petroleras y en nuestros días, a este factor se añade la implementación de un nuevo esquema petrolero. Así, actualmente la fase exploratoria constituye la parte inicial y base de todo esquema petrolero en el que, dónde como paso inicial se seleccionan las áreas con amplio potencial para encontrar hidrocarburos. En los próximos años se esperan grandes cambios en la extracción de hidrocarburos, derivados de nuevas tecnologías de perforación, principalmente en aguas profundas y en sistemas de largo alcance.¹²⁵

SENER en torno a esto, estipula que la extracción petrolera es la actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de instalaciones para la producción.¹²⁶

De lo anterior, se desprende que la regulación jurídica para las actividades de exploración y extracción de los hidrocarburos es muy compleja ya que abarca muchos aspectos técnicos que requieren tener un trato legal determinante y certero. Incluso debe existir un complemento a la legislación petrolera del *upstream*, con la finalidad de evitar tener huecos legales que pongan en riesgo el desarrollo petrolero y por ende de sus hidrocarburos. Por lo que ese complemento legal se encuentra en los modelos de contratación petroleros.

¹²⁵ Cfr. Instituto Mexicano del Petróleo, *op. cit.*, pp. 53 y 57.

¹²⁶ Cfr. Secretaria de Energía, *op. cit.*, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf

2.1 Contratos para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Las actividades de la industria petrolera requieren de una protección jurídica que garantice la legalidad administrativa, financiera, fiscal y ambiental en el desarrollo petrolero de las mismas, es decir, que todos los proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos se deben regir bajo una implementación legal a través de diversos modelos de contratación para la operación y financiamiento de esos proyectos petroleros.

En un acuerdo de voluntades el Estado mexicano, previamente realiza una licitación pública, ya que con esta se garantizan al máximo los principios de igualdad, publicidad y libre concurrencia, puesto que la convocatoria se hace en forma pública para que las compañías petroleras en igualdad de condiciones presenten sus propuestas y entre ellas el Estado seleccione la más favorable.

El Estado se encargará de verificar la consistencia técnica y jurídica de cada propuesta económica respecto de las actividades petroleras descritas en la convocatoria de cada licitación. Así, el Estado adjudicará el contrato a la compañía petrolera por medio de un acto administrativo motivado, o en su caso declarará desierta la licitación. En este caso el Estado podrá nuevamente en fecha posterior, realizar una nueva licitación, modificando los elementos que hayan sido determinantes para propiciar la deserción de propuestas en la licitación previa; sin que en ningún caso se cambie el objeto de la contratación petrolera.¹²⁷

De tal forma que el Poder Ejecutivo para el desempeño de sus funciones administrativas en el sector petrolero debe celebrar contratos administrativos que le permitan desarrollar de la mejor manera la venta de sus hidrocarburos. Por lo que los contratos administrativos son actos de la administración pública ya sea local o federal, cuya naturaleza jurídica se asemeja a los contratos celebrados en el ámbito privado. Este acuerdo de voluntades es generador de derechos y obligaciones para

¹²⁷ Cfr. Fandiño Gallo, Jorge Eliécer, *Modalidades de selección de contratistas en el contrato estatal*, Colombia, Leyer editores, 2012, pp. 35 y 121.

el órgano del Estado en ejercicio de las funciones administrativas que le competen, con otro órgano administrativo o con un particular, para satisfacer sus necesidades públicas.¹²⁸

Como complemento a esto, es importante conocer la definición del contrato petrolero. Mismo que se define como:

“Los Contratos Petroleros son el acuerdo de voluntades entre una empresa de hidrocarburos y el Estado, mediante el cual se generan obligaciones y derechos para ambas partes, respecto a las actividades de exploración, explotación o ambas enfocadas al recurso natural hidrocarburífero específico, sea petróleo o gas natural; fijándose de esa manera un marco general para las actividades a ser desarrolladas”.¹²⁹

Entonces es un acuerdo por el cual un Estado le concede a una empresa el derecho de explorar y explotar recursos naturales estableciendo derechos y obligaciones. A diferencia de las concesiones, bajo el sistema de contratos la propiedad de una parte o de la totalidad de los recursos explotados pertenece al Estado.¹³⁰

SENER define que un Contrato para la Exploración y Extracción es el Acto jurídico que suscribe el Estado Mexicano, a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, por el que se conviene la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en un Área Contractual y por una duración específica.¹³¹

¹²⁸ Cfr. González Sandoval, Rodrigo, *La licitación pública y el contrato administrativo aplicación y medios de defensa*, México, Porrúa, 2008, pp. 87 y 89.

¹²⁹ Ortiz Fonseca, Mansiel, *Los contratos petroleros: aspectos básicos y generales de la contratación petrolera en el Perú*, p. 2, recuperado de http://www.derecho.usmp.edu.pe/cedemin/revistaminasyderecho/edicion_3/seccion_opinion/Masiel_Ortiz_Fonseca.pdf

¹³⁰ Cfr. Fundación Jubileo, Julio 2015, *Contratos petroleros exploración y explotación de hidrocarburos en Bolivia*, Bolivia, p. 7, recuperado de http://redextractivas.org/wp-content/uploads/2016/09/Contratos_petroleros_1.pdf

¹³¹ Cfr. Secretaría de Energía, *op. cit.*, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf

Nosotros consideramos con base en las ideas anteriores que un contrato petrolero es un acuerdo de voluntades entre un Estado y una empresa petrolera estatal, privada o mixta. En este acuerdo se estipulan los derechos y obligaciones en las actividades de exploración y extracción para ambas partes; definiendo entre otras cosas la propiedad de los hidrocarburos, las contraprestaciones por la realización de las actividades petroleras, el modelo de contratación a usar, entre otras.

A nivel mundial existen varios esquemas contractuales y de concesión que regulan la actividad del *upstream* de los hidrocarburos. En la mayoría de los países de América Latina, el Estado tiene la propiedad inalienable e imprescriptible de los yacimientos petrolíferos. En la producción de hidrocarburos intervienen dos actores: el Estado, que como propietario de las reservas regula su extracción y ejerce el control como regulador; y las empresas operadoras (públicas, privadas o mixtas), que aportan e capital, el *know how* y la tecnología para la extracción de las reservas petroleras.

La legislación petrolera mexicana desde las bases constitucionales se rige bajo un sistema dominial; donde el Estado controla el manejo de la exploración y extracción de hidrocarburos, lleva a cabo el desarrollo de los mismos a través de su empresa estatal o por terceros, a quienes se les otorga la facultad para hacerlo, conservando el Estado en todo momento la propiedad de los hidrocarburos en el suelo y subsuelo terrestre o marítimo.¹³²

De lo anterior, establecemos que desde nuestra perspectiva, existen tres partes fundamentales involucradas en una relación jurídico-petrolera. El más importante es el Estado, ya que este es el propietario y quien determina el trato de jurídico y práctico de los hidrocarburos en su territorio. El segundo son las empresas petroleras estatales, puesto que estas son quienes materializan el desarrollo petrolero del Estado al que pertenecen. Y por último se encuentran las empresas petroleras, privadas o mixtas ya sean nacionales o extranjeras debido a que estas

¹³² Cfr. Lamanna, Darío G., *Aspectos jurídicos y contractuales de la industria petrolera*, México, LID, 2017, pp. 30-40.

complementan el progreso de la actividad petrolera de ese Estado a través de la competencia y la asociación con las empresas estatales.

En México consideramos se da un caso *sui generis*, ya que un órgano regulador como la CNH funge como representante legal del Estado mexicano en la suscripción y vida del contrato, con lo que se convierte en un cuarto integrante en la relación jurídica que existe en los contratos petroleros en México.

Todo esto con independencia de otros sujetos secundarios de derecho público y privado nacionales y extranjeros que participan en el desarrollo de los contratos petroleros como lo son: las entidades financieras incluidas las instituciones de crédito, los órganos reguladores, las compañías de perforación, transporte, refinación, almacenamiento y comercialización, así como las sociedades e institutos de ingeniería y jurídicos.

En México, los contratistas podrán ser Pemex, cualquier otra EPE o persona moral, de manera individual, en consorcio o asociación en participación.

Los contratos petroleros por lo general se conforman respetando el orden práctico de un proyecto petrolero, es decir, contemplan desde los trabajos de exploración hasta el abandono del área de hidrocarburos desarrollada. Jurídicamente como cualquier contrato trae insertas las declaraciones de las partes, el listado de términos empleados en el mismo; así como los derechos y obligaciones de las partes durante todas las etapas del contrato. Además se estipulan cláusulas relativas a la resolución de controversias, confidencialidad, duración del contrato, ente otras.

Es de destacar que en México los contratos petroleros traen insertos mecanismos básicos que complementan la funcionalidad del contrato petrolero, estos mecanismos son los programas anuales de trabajo y estos se dividen de acuerdo con las fases petroleras establecidas en el contrato. Su función principal es vigilar el cumplimiento a cabalidad de los plazos y el desarrollo de los trabajos petroleros establecidos en el contrato.

Asimismo, en nuestro marco legislativo energético se plasma el compromiso del Estado por incluir en cada contrato petrolero un determinado porcentaje de participación nacional, esto mediante el establecimiento forzoso del uso de bienes y servicios nacionales. El objetivo de esto recae en estimular la economía interna y contribuir a generar competitividad a nivel internacional.

Otra parte esencial plasmada en los contratos petroleros es fijar que todos los trabajos a desarrollar se hagan conforme a las mejores prácticas en la industria y estándares internacionales.

Entorno a lo anterior, la CNH en el artículo 3 fracción XXI de los lineamientos que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones, define que las mejores prácticas de la Industria. Significan los métodos, estándares y procedimientos generalmente aceptados, publicados y acatados por operadores expertos, prudentes y diligentes, con experiencia en materia de exploración, evaluación, desarrollo, extracción de hidrocarburos y abandono, los cuales, en el ejercicio de un criterio razonable y a la luz de los hechos conocidos al momento de tomar una decisión, se consideraría que obtendrían los resultados planeados e incrementarían los beneficios económicos de la extracción de los hidrocarburos dentro del área de asignación petrolera y contractual.¹³³

Definimos que una mejor práctica es una metodología o técnica que ha mostrado resultados superiores de manera consistente en comparación con otras, y ahora se utiliza como una línea de base. Así, una mejor práctica puede evolucionar y mejorar con nuevos descubrimientos. Una mejor práctica se considera una terminología popular para describir el proceso de desarrollo y seguimiento de procesos estandarizados entre una organización.

¹³³ Cfr. Comisión Nacional de Hidrocarburos, recuperado de <https://cnh.gob.mx/regulacion/docs/1%20Versión%20compilada%206%20Lineamientos%20planes%20de%20exploración%20y%20de%20desarrollo%20para%20la%20e.pdf>

En la base de datos institucional de Pemex, intitulada “Términos usados en la industria petrolera”, se hace referencia a la ISO 9000 y define que es: Término aplicado a una serie de estándares patrocinados por la Organización Internacional para la Estandarización (ISO por sus siglas en inglés). La ISO creó ISO 9000 con el propósito de uniformar los sistemas de calidad que deben establecerse por las compañías de fabricación y servicios alrededor del mundo.

Por lo que, los estándares de calidad de productos finales: son aquellos productos terminados que se envían a ventas y que cumplen con los estándares de calidad.¹³⁴

De lo anterior, establecemos que los estándares internacionales son acuerdos que contienen especificaciones técnicas u otros criterios precisos para ser usados consistentemente como reglas, guías, o definiciones de características, para asegurar que los materiales productos, procesos y servicios se ajusten a su propósito. De esto, se desprende que las mejores prácticas y los estándares internacionales son de observancia obligatoria para los miembros de una industria, así como de los Estados que permitan las actividades de esa industria; la aplicación tanto de las mejores prácticas como de los estándares internacionales es opcional, pero de adquirir esa aplicación se comprometen a seguir las directrices de los estándares internacionales y equiparar o mejorar lo establecido en las mejores prácticas. Por último, veremos las semejanzas y diferencias entre las mejores prácticas y los estándares internacionales en el siguiente cuadro.

¹³⁴ Cfr. Pemex, *Términos usados en la industria petrolera*, pp. 33, 61 y 62, recuperado de <http://www.ri.pemex.com/files/content/Glosario%2020101221.pdf>

ESTÁNDARES INTERNACIONALES

MEJORES PRÁCTICAS

SEMEJANZAS

- Son de adopción voluntaria.
- Contienen especificaciones técnicas u otros criterios precisos para ser usados consistentemente como reglas, guías, o definiciones de características.
- Ambas pueden quedar plasmadas por escrito, tanto en guías como en todo tipo de disposiciones jurídicas.

DIFERENCIAS

- Los estándares internacionales son indicadores que buscan formalizar y regularizar los procedimientos y productos de un sector. Mientras que las mejores prácticas no buscan regularizar procedimientos, pero sí ejemplifican el uso de esos procedimientos, técnicas, entre otros.
- Los estándares internacionales los fijan varios organismos o uno solo compuesto por varios Estados o empresas y las mejores prácticas no se fijan forzosamente, ya que se pueden determinar de hecho por las actividades que desempeñan y se consideran de todos los Estados o instituciones que las practican, cuáles son las que mejor hacen esa actividad.
- Las mejores prácticas se usan para utilizar y mantener la calidad como una alternativa a estándares obligatorios y se puede basar en autoevaluaciones o líneas de base. Y los estándares internacionales se buscan para formalizar y regularizar los procedimientos y productos de una organización. Es decir, la adopción de la norma no garantiza el resultado final, pero sí otorga confiabilidad en el sentido en que la entidad hace las cosas adecuadamente y siempre de la misma manera.

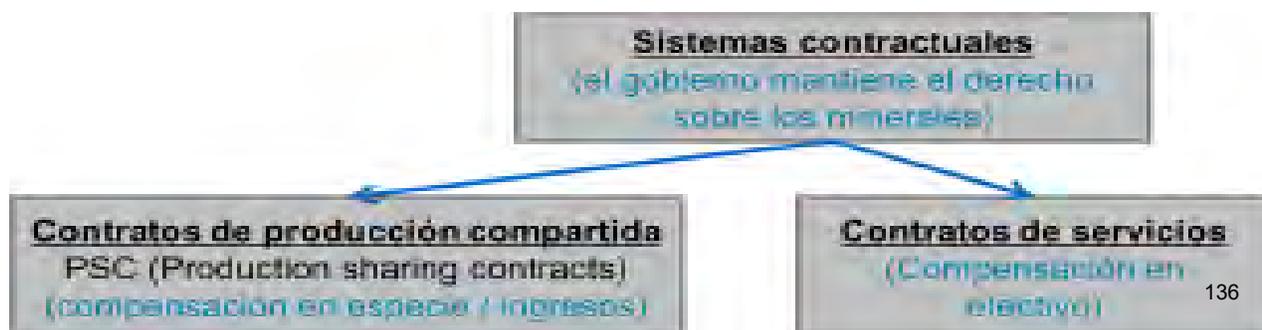
Del cuadro anterior se denota la importancia de los estándares internacionales y la mejores prácticas en el sector petrolero, ya que ambas garantizan que las actividades desarrolladas en la exploración y extracción de hidrocarburos, serán realizadas de forma segura y eficiente.

A raíz del análisis previo de los recursos petroleros en México, el Gobierno Federal efectuó la delimitación de 244 áreas para la extracción de hidrocarburos y 670 para la exploración. Estas áreas de exploración y extracción serían desarrolladas bajo el nuevo esquema energético implementado en 2013 a través de asignaciones y contratos petroleros, operados por Pemex y otros agentes petroleros nacionales e internacionales.

Es de resaltar que el sistema de concesiones petroleras en el cual se otorgan derechos de propiedad sobre el subsuelo y los hidrocarburos encontrados en este a los contratistas, no opera en México; ya que exclusivamente el Estado otorga contratos petroleros previas licitaciones. En la actualidad se encuentran vigentes cuatro modelos de contratación petroleros en México y son los contratos de licencia, producción compartida, utilidad compartida y de servicios.

Los sistemas contractuales petroleros más usados a nivel mundial, se dividen en dos categorías principales, dependiendo de la fuente de compensación del contratista.

- Contratos de producción compartida (*production sharing contracts* PSC), donde la compensación está ligada a la producción y es recibida tanto en especie (hidrocarburos) como en dinero (ingresos compartidos).
- Contratos de servicios, donde la compensación se recibe en efectivo y no está directamente ligada al ingreso de la producción.¹³⁵



“El Titular de la Secretaría de Energía, declaró que México ya ingresó a la nueva era petrolera mundial. A la fecha, ya se cuenta con 107 contratos de exploración y extracción de hidrocarburos, sin que se tenga una sola inconformidad sobre los resultados. En aguas profundas, se llevaron a cabo dos licitaciones, la 1.4 y la 2.4, donde se asignaron un total de 27 contratos a 18 grandes empresas procedentes

¹³⁵ Cfr. Orantes López, Rodrigo, (2017), *Evaluación económica de proyectos de Ciencias de la Tierra 2017*, p. 178, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

¹³⁶ *Idem.*

de 13 nacionalidades. En caso de tener éxito geológico, tan solo el desarrollo de estos campos, significarían recursos por más de 127 mil millones de dólares”.¹³⁷

De lo anterior, se espera que cada licitación petrolera muestre mejores condiciones para los participantes estatales o privados y con ello se obtengan ofertas económicas más grandes de estos por la participación y adjudicación de los contratos petroleros, con lo cual se obtendrán mayores ingresos a las arcas del Estado mexicano.

En nuestro país, los contratos petroleros, cualquiera que sea la modalidad, generan demasiado interés para empresas privadas que deseen participar en la actividad petrolera a raíz de la Reforma Energética, y sobre los mismos podemos hacer los siguientes comentarios:

- Por parte del gobierno serán firmados por la CNH.
- Podrán ser firmados con empresas productivas del Estado o por empresas privadas establecidas en México.
- Se asignarán por licitación, la cual será administrada por la CNH. SENER deberá definir las áreas contractuales, con la asistencia técnica de la CNH.
- SENER también definirá para cada área contractual los modelos de contrato entre de servicio, de utilidad o producción compartida o de licencia.
- Será la ley de Ingresos sobre Hidrocarburos la que defina con mayor precisión cada tipo de contrato y sus esquemas de compensación.
- Será la SHCP quien establezca los parámetros económicos de los contratos, así como la variable de adjudicación del mismo, tomando en cuenta lo definido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos.

¹³⁷ Staff Oil & Gas Magazine, (2018, 11 abril), *Licitaciones petroleras generarán 161 mil millones de dólares*, Oil & Magazine, recuperado de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2018/04/licitaciones-petroleras-generaran-161-mil-millones-de-dolares/>

- Es muy importante notar que si una empresa productiva del Estado, como PEMEX, tiene algún área asignada, esta puede solicitar a SENER que esta se convierta en un contrato de exploración y producción. Al momento de la migración, se le asigna a la SHCP la responsabilidad de definir las condiciones económicas de tipo fiscal que se aplicarán al contrato. En el caso de estas migraciones de asignación a contrato, la Ley permite que se hagan alianzas entre la empresa productiva del Estado y empresas particulares para tomar el contrato en forma conjunta. En estos casos el socio será definido vía una licitación que también será administrada por la CNH, y cuyos términos fiscales serán definidos por la SHCP y los técnicos por SENER.

- Para que una empresa productiva del Estado se asocie con una empresa privada para participar en un contrato, no será necesario que el contrato tenga su origen en una migración como la descrita arriba, sino que en cualquier contrato se puede dar una asociación.¹³⁸

2.1.1 Contrato de Licencia

Los alcances jurídicos que pueden derivar de la palabra licencia, son vastos y contrastantes. Con las actividades de exploración y extracción de los yacimientos petroleros del país que pueden realizarse al amparo de esta modalidad, es vital definir cómo es que dicho concepto debe entenderse en el marco de la reforma energética que lo concibió.

Las licencias que habrán de desarrollarse por la legislación secundaria en materia energética, tendrán una naturaleza jurídica propia, que tenga elementos de derecho

¹³⁸ Cfr. Deloitte, Enero, 2015, *Ley de Hidrocarburos Asignaciones, Contratos, Reglamentos y mucho más*, pp. 4-5, recuperado de https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/energy-resources/Ley_Hidrocarburos_2015_V4.pdf

público y privado para un acto administrativo por excelencia, con la flexibilidad propia de los actos privados.

Un concepto que sí quedará entendido es que ninguna licencia, podría equipararse jamás a una concesión dentro del sistema energético mexicano, puesto que la licencia no da derechos sobre los hidrocarburos del subsuelo mexicano a los contratistas, situación que si hace una concesión; aunado a que la existencia de la concesión el país se encuentra expresamente prohibida en la legislación energética en México. Concesión y licencia, así, desde ninguna perspectiva pueden ser lo mismo.¹³⁹

En virtud de lo anterior, establecemos que el contrato de petrolero de licencia, consiste en el otorgamiento de una autorización por parte del Estado, quien cede el derecho de uso del subsuelo y sus hidrocarburos al contratista, sin que este adquiera derechos de propiedad sobre el subsuelo y los hidrocarburos.

Este tipo de contrato petrolero se distingue por ser un acuerdo para la exploración y extracción de hidrocarburos, suscrito entre el Estado a través de su agencia u órgano representante y una empresa petrolera estatal o empresa petrolera privada. Que tiene por objeto desarrollar los derechos hidrocarburíferos en un bloque o área determinada, por un periodo de tiempo establecido previamente.

Algunos autores establecen que este contrato se asemeja en demasía con las concesiones, incluso llegan a aseverar que no hay distinción entre ambas. Este modelo se ha aplicado en países como Perú y recientemente en México.¹⁴⁰

¹³⁹ Cfr. Cuellar, Antonio, (22 de abril de 2014), *Ideas sobre el concepto de "licencia"*, recuperado de <http://www.elfinanciero.com.mx/opinion/antonio-cuellar/ideas-sobre-el-concepto-de-licencia>

¹⁴⁰ Cfr. Lamanna, Darío G., *op. cit.*, p. 45.

“Características:

- El Contratista tendrá derecho a la transmisión onerosa de los Hidrocarburos Producidos.
- El Contratista será el único responsable y cubrirá todos los Costos y proveerá todo el personal, tecnología, materiales y financiamiento necesarios para la realización de las Actividades Petroleras.
- En ningún caso los recursos minerales distintos a Hidrocarburos existentes en el Área Contractual (sean o no descubiertos por el Contratista) serán propiedad del Contratista y éste no tendrá derecho en virtud del Contrato a explotar o utilizar dichos recursos.

De los contratos de licencia el Estado recibirá lo siguiente:

- Un bono a la firma el contratista lo pagará al Fondo Mexicano de Petróleo.
- Una cuota contractual para la fase exploratoria, la cual será de 1,150 pesos por kilómetro cuadrado por mes durante los primeros 60 meses del contrato, y de 2,750 pesos en meses subsecuentes, y que será pagada en efectivo. Esta cuota será actualizada durante enero de cada año, según el Índice Nacional de Precios al Consumidor.
- Una regalía, que se calculará como un porcentaje aplicado al valor total de los hidrocarburos extraídos cada mes (Los contratos deberán definir al detalle la forma de calcular el valor de los hidrocarburos extraídos, el cual debe reflejar su valor de mercado).
- Una contraprestación en favor del Estado que se definirá para cada contrato y que deberá ser estipulada para pagarse en efectivo por la transmisión onerosa de los hidrocarburos extraídos”.¹⁴¹

En torno al tema de los bonos en los contratos de servicios, estos representan montos de dinero que son pagados por la compañía operadora o por la compañía que recibe la licencia de explotación.

¹⁴¹ Guízar Andrea, *Contratos para la exploración y extracción de hidrocarburos*, recuperado de <http://www.ruizconsultores.com.mx/contratos-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos/>

Un ejemplo de lo anterior, es el contrato CNH-R01-L04-A2.CPP/2016 Licitación 4 / Área Contractual 2, correspondiente a la cuarta licitación de la ronda 1, en el área cinturón plegado perdido, en el que se fija en su cláusula 16.2 el pago de una cuota contractual para la fase exploratoria, regalías y el pago del 5% del valor contractual de los hidrocarburos para el mes del que se trate.¹⁴²

Existen dos tipos principales:

- Bono de firma (signature bonus); pago para adquirir el contrato o la licencia de explotación...
- Bono de producción (production bonus); pago que se realiza al alcanzar ciertos rangos de producción.¹⁴³

La LISH determina lo siguiente en torno a las contraprestaciones de este contrato:

A favor del Estado: I. Un bono a la firma; II. La cuota contractual para la fase exploratoria; III. Las regalías y IV. Una contraprestación que se determinará en los contratos considerando la aplicación de una tasa al valor contractual de los hidrocarburos. Las contraprestaciones serán pagadas en efectivo por el contratista al Estado mexicano, en cada periodo conforme se establezca en el contrato.

A favor del contratista, la transmisión onerosa de los hidrocarburos una vez extraídos del subsuelo, siempre que, conforme a los términos del Contrato, se encuentre al corriente en el cumplimiento de sus obligaciones. El bono a la firma será determinado por la SHCP para cada contrato y su monto, así como sus condiciones de pago, se incluirán en las bases de la licitación para su adjudicación o en los contratos que sean resultado de una migración. Dicho bono será pagado en efectivo por el contratista al Estado mexicano a través del FMP.¹⁴⁴

¹⁴² Cfr. Comisión Nacional de Hidrocarburos, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/198316/Contrato_Area_2_Cinturon_Plegado_Perdido.pdf

¹⁴³ Cfr. Orantes López, Rodrigo, op. cit., p. 172, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

¹⁴⁴ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, arts. 6-8, 2018, México.

2.1.2 Contrato de Utilidad Compartida

Económicamente la utilidad significa la obtención de una determinada cantidad de riqueza y esta varía dependiendo del riesgo para obtenerla. El sujeto que espera recibir determinada utilidad debe poseer recursos o bienes de los cuales, a través del arrendamiento, permiso de uso o venta de estos adquiere riqueza, y a este proceso económico se le comprende como utilidad. Asimismo, cuando la utilidad es compartida, se infiere que uno de los sujetos que intervienen en la producción de la utilidad es propietario de los recursos o bienes y el otro le ayuda a generar esa utilidad pero sin adquirir derechos de propiedad sobre los recursos o bienes que generan la utilidad.¹⁴⁵

En virtud de lo anterior, definimos que los contratos de utilidad compartida son aquellos que dejan los hidrocarburos (petróleo o gas) en control del Estado y se comparte un porcentaje en dinero con los inversionistas de la utilidad obtenida de estos. Los contratos de utilidad compartida no son lo mismo que los contratos de riesgo. Aunque son esquemas parecidos, en el primero el mayor riesgo lo suelen tener las empresas petroleras privadas y no el Estado.

Las principales características de estos contratos consisten en lo siguiente:

- La empresa asume todos los riesgos y solo reciben pago en caso de éxito.
- Los incentivos de la empresa están en el éxito de la producción que se obtendrá.
- El hidrocarburo se entrega al gobierno quien se encargará de la comercialización.
- Ingreso: El gobierno recibe la totalidad del recurso económico de la venta.
- En caso de éxito: Una vez que el gobierno toma su utilidad paga en efectivo a la empresa su parte.

¹⁴⁵ Cfr. Sánchez Molinero José Miguel y De Santiago Hernando Rafael, *Utilidad y bienestar una historia de las ideas sobre utilidad y bienestar social*, España, Editorial Síntesis, 1998, pp. 90 y 125.

- En caso de fracaso: Al no haber utilidad, la empresa no recupera el capital invertido.

De los contratos de Utilidad Compartida, el Estado recibirá lo siguiente:

- Una cuota contractual para la fase exploratoria del contrato igual a la de los contratos de licencia.
- Una regalía igual a la correspondiente a los Contratos de Licencia.
- Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la Utilidad Operativa. La Utilidad Operativa se calculará mensualmente de la siguiente manera: El valor de los hidrocarburos extraídos menos regalías pagadas al Estado

Por otro lado, en los Contratos de Utilidad Compartida el contratista recibirá:

- La recuperación de sus costos, gastos e inversiones que hayan sido reconocidos por la SHCP según los párrafos anteriores (para lo cual aplicarán también los límites ahí comentados)
- El remanente de la Utilidad Operativa (la parte que no se entregó al Estado).¹⁴⁶

En la industria petrolera en México, los contratos de utilidad compartida, que median las alianzas entre petroleras en manos del Estado y empresas privadas operan de la siguiente forma:

1.- Las compañías privadas y Pemex acuerdan los detalles para la operación de búsqueda y/o extracción de crudo. En algunos casos, cuando es búsqueda asumen el costo sólo las privadas.

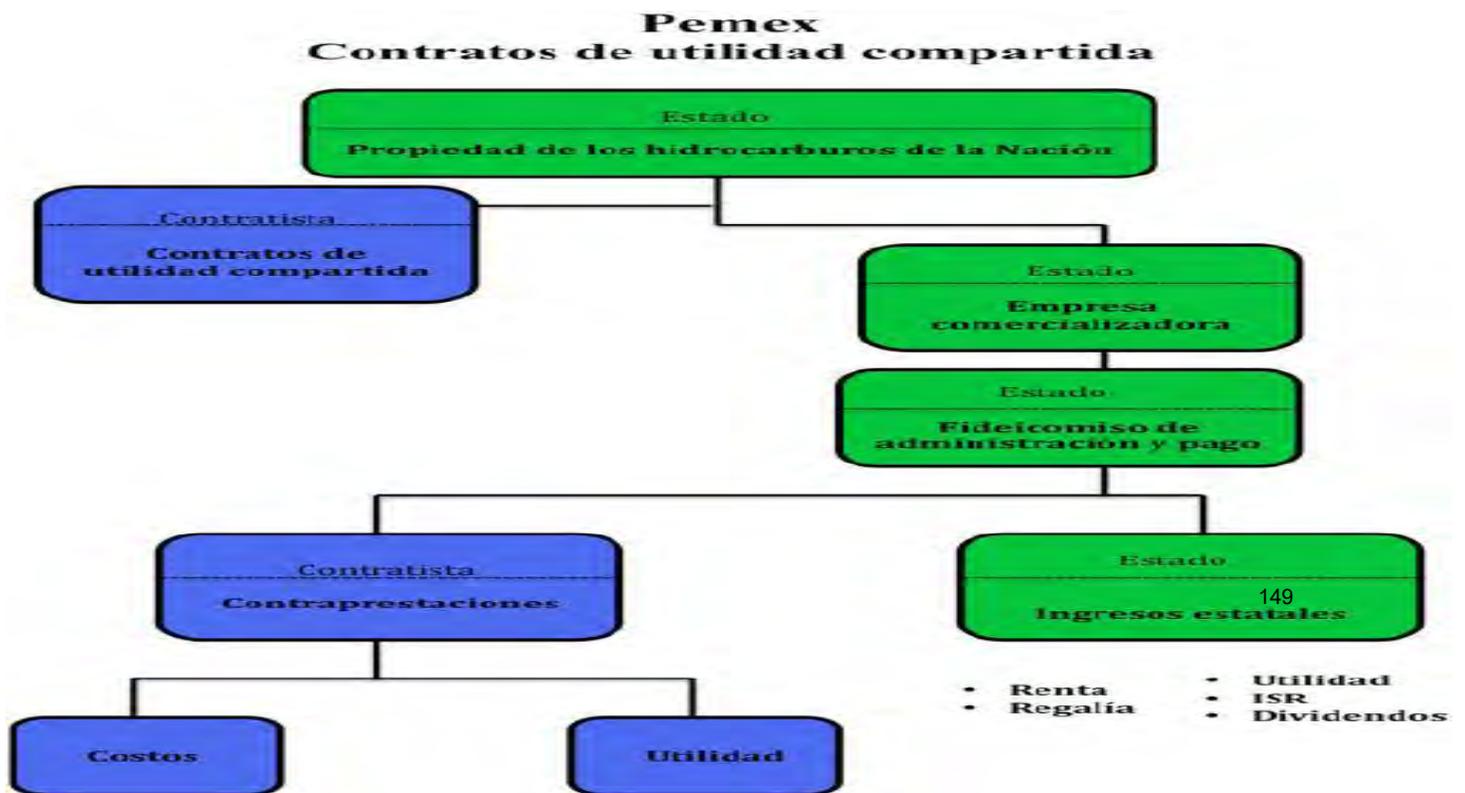
2.- Cuando se encuentra petróleo, se realiza el cálculo del costo de recuperación para dividirlo entre la privada y Pemex. Una compañía absorbe el 40 y la otra el 60% del mismo.

¹⁴⁶ Cfr. Guízar Andrea, *op. cit.*, recuperado de <http://www.ruizconsultores.com.mx/contratos-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos/>

3.- Tras la extracción y venta, tiene lugar la repartición de lo que se conoce como renta petrolera. La utilidad que se lleva una empresa privada oscila entre el 40 y 60% del total.

4.- El primero en cobrar parte de las ganancias es el Estado a través de regalías de Pemex y al final, la empresa privada.¹⁴⁷

En torno a su estructura, los contratos de utilidad compartida son una variante de la familia de los de producción compartida, que son los más utilizados por la industria petrolera internacional. Su principal diferencia es que, en el caso de los primeros, que son los propuestos por el gobierno, el título de propiedad de los hidrocarburos nunca pasa a manos del contratista. Es el propio Estado el que vende los hidrocarburos a terceros.¹⁴⁸ Con el siguiente diagrama, se ilustran los principales elementos que conforman a los contratos de utilidad compartida y como estos pueden operar en el sector petrolero del país.



¹⁴⁷ Cfr. La economía, *¿Qué es la utilidad compartida?*, recuperado de <http://laeconomia.com.mx/que-es-la-utilidad-compartida/>

¹⁴⁸ Cfr. Lajous, Adrián, (9 de octubre de 2013), Nexos, recuperado de <https://nexus.com.mx/?p=18928>

¹⁴⁹ *Idem.*

Del esquema, quedan comprendidas las funciones de cada parte en este tipo de contrato petrolero.

La LISH establece para este contrato que las contraprestaciones serán:

A favor del Estado mexicano: a) La cuota contractual para la fase exploratoria;

b) Las regalías y

c) Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la utilidad operativa.

A favor del Contratista: a) La recuperación de los costos y

b) Una contraprestación que será el remanente de la utilidad operativa después de cubrir la contraprestación a favor del Estado.

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 FMP. Este 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.¹⁵⁰

2.1.3 Contrato de Producción Compartida

Esta modalidad de contratación cobró auge al disminuir la ocupación del viejo esquema de concesiones; y se ha convertido en un modelo de contratación de uso generalizado en los países petroleros en desarrollo, como es el caso de México.

La generalización y formalización de la soberanía y propiedad sobre los recursos hidrocarburos del subsuelo terrestre y marítimo que tiene el Estado mexicano, coincide con el diseño y proliferación de los contratos de producción compartida.

¹⁵⁰ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 11, 2018, México.

Al igual que la mayoría de los contratos petroleros, tienen una vigencia aproximada de treinta años. Normalmente en estos contratos se pacta el derecho del contratista para transportar y exportar el producto que le corresponde, así como construir oleoductos para ese propósito, aunque en algunos casos, el Estado dueño de los hidrocarburos le impone la obligación de destinar una porción de su producto al mercado local o el derecho de la empresa petrolera estatal contratante de comprar todo el producto del contratista en caso de escasez de abastecimiento para el mercado local.¹⁵¹

En términos técnicos-petroleros, la producción petrolera se define como el conjunto de decisiones y operaciones mediante las cuales a un yacimiento petrolífero se le identifica, cuantifica, desarrolla, extrae, monitorea y evalúa en todas sus etapas de producción; esto es, desde su descubrimiento, pasando por su extracción, hasta su abandono.¹⁵²

Esta forma de contratación petrolera deriva en que el Estado a través de su empresa petrolera estatal comparta con otra empresa petrolera nacional o extranjera la producción de hidrocarburos que ambas generen en un área determinada. Como ejemplo de operación de este contrato se encuentra Libia, dónde se licita mediante rondas petroleras desde 2005. Otros países que utilizan este modelo contractual son Afganistán, Azerbaiyán, Ghana e Indonesia.

Este contrato se emplea principalmente para maximizar la producción petrolera y aminorar o dividir los riesgos petroleros de los yacimientos operados. Reiterando que la propiedad de las reservas es compartida en función del porcentaje de participación en el contrato. La participación se da a través de la producción propia y de la tributación.¹⁵³

¹⁵¹ Cfr. Ortega Lomelín, Roberto, *El petróleo en México una industria secuestrada*, México, Porrúa-UNAM, 2012, pp. 23-24.

¹⁵² Cfr. Instituto Mexicano del Petróleo, *op. cit.*, p. 55.

¹⁵³ Cfr. Lamanna, Darío G., *op. cit.*, p. 42.

Sus características principales, consisten en que:

- El Gobierno mantiene la propiedad de los hidrocarburos.
- La compañía recupera la inversión a través de un mecanismo de recuperación de costos (*cost recovery*) ligado a la producción
- La producción o el ingreso remanentes después de las regalías y de la recuperación de costos es conocido como petróleo rentable o gas rentable (*Profit Oil o Profit Gas*) y es compartido entre el Estado y la compañía (*profit split**)
- La compañía (contratista) también paga impuestos corporativos sobre su ingreso neto.
- El Gobierno mantiene el control revisando y aprobando los programas de trabajo sometidos por el grupo contratista.
- El contratista asume totalmente el riesgo de la inversión exploratoria y provee los recursos técnicos y financieros para la exploración, desarrollo y operación del campo.
- El equipo de campo, los pozos y las instalaciones de producción se vuelven propiedad del estado en cuanto son instalados.
- El grupo contratista puede incluir a la compañía petrolera nacional como socio.
- El contratista recupera sus costos (gastos de operación y depreciación de capital) a través de un mecanismo de recuperación de costos que permite al contratista recibir una cierta cantidad de las ganancias, ya sea en forma de producción o en dinero.
- En la mayoría de estos contratos se establece un porcentaje máximo, referido como un techo sobre los ingresos después del pago de regalías, que puede ser utilizado para recuperar costos.
- Los costos no recuperados se pueden diferir y recuperarse en periodos subsecuentes (meses o años).

- En un sistema concesionario el techo sobre el ingreso para recuperación de costos es el 100% del ingreso neto después del pago de regalías.¹⁵⁴

Para esta modalidad de contratación, la LISH establece lo siguiente:

- Las contraprestaciones a favor del Estado serán:

a) La Cuota Contractual para la Fase Exploratoria;

b) Las regalías y

c) Una contraprestación que se determinará por la aplicación de un porcentaje a la utilidad operativa.

- A favor del Contratista:

a) La recuperación de los costos y

b) Una contraprestación que será el remanente de la utilidad operativa después de cubrir la Contraprestación a favor del Estado. Las contraprestaciones se pagarán al contratista en especie, con una proporción de la producción contractual de hidrocarburos que sea equivalente al valor de dichas contraprestaciones.¹⁵⁵

2.1.4 Contrato de Servicios

Esta modalidad de contratación petrolera surge en Indonesia para sustituir a las concesiones en 1966. En el contrato de servicios, el gobierno otorga al contratista solamente los derechos de exploración y extracción, conservando el Estado la propiedad sobre el petróleo tanto en el subsuelo como una vez extraído; un ejemplo

¹⁵⁴ Cfr. Orantes López, Rodrigo, *op. cit.*, pp. 179-180 y 182-184, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

¹⁵⁵ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, arts. 12 y 13, 2018, México.

frecuente de países que emplean frecuentemente este contrato son Irak desde 2009, Bolivia Ecuador y Venezuela.

Los contratos de servicios los podemos definir como aquellos donde la producción pertenece al Estado o a la empresa estatal petrolera. El contratista sólo recibe un pago en efectivo con base en los precios definidos contractualmente y estos pueden tener como referencia los trabajos realizados o los volúmenes de producción.¹⁵⁶

Los contratos de servicios pueden adoptar dos modalidades: de servicios puros y de riesgo.

En los contratos de servicios puros, el operador firma un contrato con el Estado para proveer financiamiento y servicios en exploración, desarrollo y producción de campos de petróleo y gas.

El dueño de los derechos sobre los minerales recupera al operador los gastos de operación más una ganancia o tarifa negociada. Los contratos de servicios puros son usados típicamente para desarrollos posteriores a los descubrimientos y otras oportunidades de negocio de bajo riesgo.

En los contratos de servicios de riesgo, el contratista comparte el riesgo de la oportunidad de negocio, por lo general a través del potencial de pérdida de inversión en el caso de fracaso.

Las diferencias entre los contratos de servicios con riesgo y los de producción compartida pueden ser pequeñas y se dan principalmente en la naturaleza de los pagos de los servicios del contratista y el reembolso de los costos.¹⁵⁷

De lo anterior se resume que en los contratos de servicios puros el Estado asume la totalidad del riesgo y la remuneración al contratista se relaciona exclusivamente con los costos de los trabajos ejecutados, con independencia de los resultados en términos de descubrimientos, incorporación de reservas o volúmenes de

¹⁵⁶ Cfr. Ortega Lomelín, Roberto, *op. cit.*, p. 32.

¹⁵⁷ Cfr. Orantes López, Rodrigo, *op. cit.*, pp. 208 y 209, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

producción. En México el contratista no guardaba relación directa con el valor de los hidrocarburos producidos y en este caso en concreto, el Estado o su empresa petrolera estatal llevaban todo el riesgo. Este esquema era el utilizado hasta la reforma de 2008. Y en los de servicios de riesgo, el contratista participa y es remunerado con el equivalente a una porción del valor de la producción o de las utilidades.

A pesar de tener semejanzas con los contratos de producción compartida, se distinguen por la forma de remuneración que es siempre en efectivo y no con producto.

Sin embargo, existen modalidades de estos contratos, que sin ser totalmente de riesgo tampoco son de servicios puros; en donde la remuneración incluye incentivos al desempeño vinculados a la incorporación de reservas o volúmenes de producción, como era el caso de México con los CIEPs y COPFs, ya que anterior a la reforma energética de 2013, Pemex contrataba a una compañía petrolera para realizar actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos, a cambio de un pago con base en tarifa por barril más recuperación de costos.¹⁵⁸

En este contrato, las compañías privadas realizan las actividades de exploración y extracción con sus propios recursos y, en caso de descubrir yacimientos comercialmente explotables, el Estado a través de su empresa estatal reembolsa los costos e inversiones efectuadas y paga al privado una tarifa por barril producido.

Las características principales en esta modalidad son:

- 1.- Reembolso total de inversiones, costos y gastos,
- 2.- La compañía privada recibe un pago por barril producido,
- 3.- Las regalías son a cargo de la empresa estatal/Estado,

¹⁵⁸ Cfr. Ortega Lomelín, Roberto, *op. cit.*, p. 32.

4.- El ISR corre a cargo de la contratista privada y 5 la empresa estatal/Estado será la propietaria de la producción.¹⁵⁹

La LISH establece para este contrato lo siguiente:

- Los contratistas entregarán la totalidad de la producción contractual al Estado y las contraprestaciones a favor del contratista serán siempre en efectivo y se establecerán en cada contrato considerando los estándares o usos de la industria.

- Las contraprestaciones a favor del contratista, establecidas en los contratos de servicios se pagarán por el Fondo Mexicano del Petróleo con los recursos generados por la comercialización de la producción contractual que derive de cada contrato de servicios.

- No le serán aplicables a los contratos de servicios el pago de cuotas para la fase exploratoria ni el pago de regalías.¹⁶⁰

Con lo anterior queda esclarecido que la funcionalidad del contrato de servicios es incrementar la actividad exploratoria de un Estado, conservando este último en todo momento la propiedad y demás derechos sobre los hidrocarburos de su territorio. Este contrato refleja solamente una contraprestación efectuada por el Estado hacia el contratista por realizar trabajos exploratorios en determinadas zonas terrestres o marinas.

Hacemos hincapié en el artículo 26 párrafo cuarto de la LISH; ya que establece la posibilidad de mezclar las contraprestaciones establecidas para los modelos de contratación vigentes en México. Estipula lo siguiente: La SHCP podrá optar por incluir en cualquier contrato cualquiera de las contraprestaciones señaladas en esta ley o una combinación de las mismas.

En virtud de esto, manifestamos que este artículo genera incertidumbre jurídica para los contratistas o las empresas petroleras participantes en las licitaciones, debido a

¹⁵⁹ Lamanna Darío G., *op. cit.*, p. 44.

¹⁶⁰ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, arts. 21 y 22, 2018, México.

que se pueden mal interpretar o no cumplir de la mejor manera el pago de las contraprestaciones mezcladas.¹⁶¹

En el siguiente esquema se observan los principales ingresos que el Estado obtiene de cada modelo de contratación petrolero vigente en México; además de hacer referencia a los ingresos derivados de las asignaciones petroleras.

Nueva Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos

Diagrama 1. Ingresos del Estado de las actividades de extracción y exploración



De este esquema se recalcan las principales características de cada modelo de contratación vigente en nuestro sistema normativo en materia energética, en

¹⁶¹ *Ibidem*, art. 26.

¹⁶² Ruíz Alarcón, Fluvio C., (27 de mayo de 2015), *El nuevo modelo energético en México*, Colombia, recuperado de <http://slideplayer.es/slide/5393500/>

específico de la exploración y extracción de hidrocarburos, así como los aspectos fiscales en general por la realización de estas actividades petroleras ya sea por asignaciones o contratos petroleros.

En la actualidad, se han realizado dos rondas con cuatro licitaciones cada una, de las cuales se han generado ochenta y ocho contratos petroleros firmados por la CNH a nombre del Estado, lo anterior lo representamos en la siguiente tabla:

RONDA	LICITACIÓN	MODALIDAD DE CONTRATACIÓN	NÚMERO DE CONTRATOS	ÁREAS
1	1	Contratos de Producción Compartida	Dos	-----
	2	Contratos de Producción Compartida	Tres	-----
	3	Contratos de Licencia	Veinticinco	-----
	4	Contratos de Licencia	Ocho y un convenio modificatorio	Aguas Profundas
	1	Contratos de Producción Compartida	Diez	Aguas Someras
	2	Contratos de Licencia	Siete	Yacimientos Convencionales Terrestres
	3	Contratos de Licencia	Catorce	Yacimientos Convencionales Terrestres
	4	Contratos de Licencia	Diecinueve	Aguas Profundas

163

¹⁶³ Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Bóveda digital de contratos de la CNH*, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/articulos/boveda-digital>

- Cabe destacar que el 27 de marzo de 2018, se ha llevado a cabo la Ronda 3, Licitación 1 bajo el esquema de contratos de producción compartida para exploración en aguas someras y con ella la adjudicación de dieciséis nuevos contratos petroleros. Sin embargo, estos aún no son suscritos por la CNH y las empresas petroleras a las que se les adjudicaron. Con esto se ha llegado a 104 contratos petroleros derivados de las rondas de licitación elaboradas por el Estado mexicano, sin contar los tres contratos derivados de migraciones de Pemex.¹⁶⁴

Es fundamental que las empresas petroleras comprendan todos los aspectos jurídicos de los esquemas o modelos de contratación para la exploración y extracción de los hidrocarburos en México. Deben analizar lo permitido y prohibido en el sector petrolero, pasando por los trámites administrativos que deben realizar para participar en las licitaciones y culminando con los esquemas económicos que se describen tanto en la Constitución como en la legislación energética secundaria y sus respectivos reglamentos.

Para que puedan definir en qué licitación y bajo el contrato petrolero que estipule la misma, si quieren y pueden participar. Por ende deberán entender a cabalidad el funcionamiento de los tipos de contratos petroleros vigentes; ya que la actividad petrolera en México estará muy controlada, y es necesario que las empresas petroleras participantes entiendan hasta el detalle más mínimo de todos los procedimientos administrativos, técnicos, fiscales, económicos y financieros que se deberán cubrir para operar adecuadamente dentro del esquema jurídico energético de México.

En razón de esto, todas las empresas petroleras deben contar con una planeación administrativa integral para participar en el sector de los hidrocarburos en México.

¹⁶⁴ Cfr. García, Karol, (28 de marzo de 2018), *CNH coloca 16 de 35 contratos en Ronda 3.1*, recuperado de <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/CNH-coloca-16-de-35-contratos-en-Ronda-3.1-20180328-0018.html>

2.2 Las Asignaciones

La asignación petrolera, es el acto administrativo en virtud del cual, el Estado le concede y permite a una EPE desarrollar los hidrocarburos de un área o yacimiento determinado.

SENER establece en su glosario petrolero que la Asignación es el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal otorga exclusivamente a un Asignatario el derecho para realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en el Área de Asignación, por una duración específica.

A su vez determina que la Asignación petrolera es el acto jurídico administrativo mediante el cual el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría, otorga exclusivamente a Pemex el derecho para realizar actividades de exploración y explotación petrolera, en un área determinada y por una duración específica.¹⁶⁵

La asignación petrolera en México surgió con el nuevo esquema energético de 2013 a través de la ronda cero, y esta se rigió por el contenido de los artículos transitorios del decreto constitucional mismo de la reforma energética.¹⁶⁶

En México, las asignaciones tienen el siguiente desarrollo:

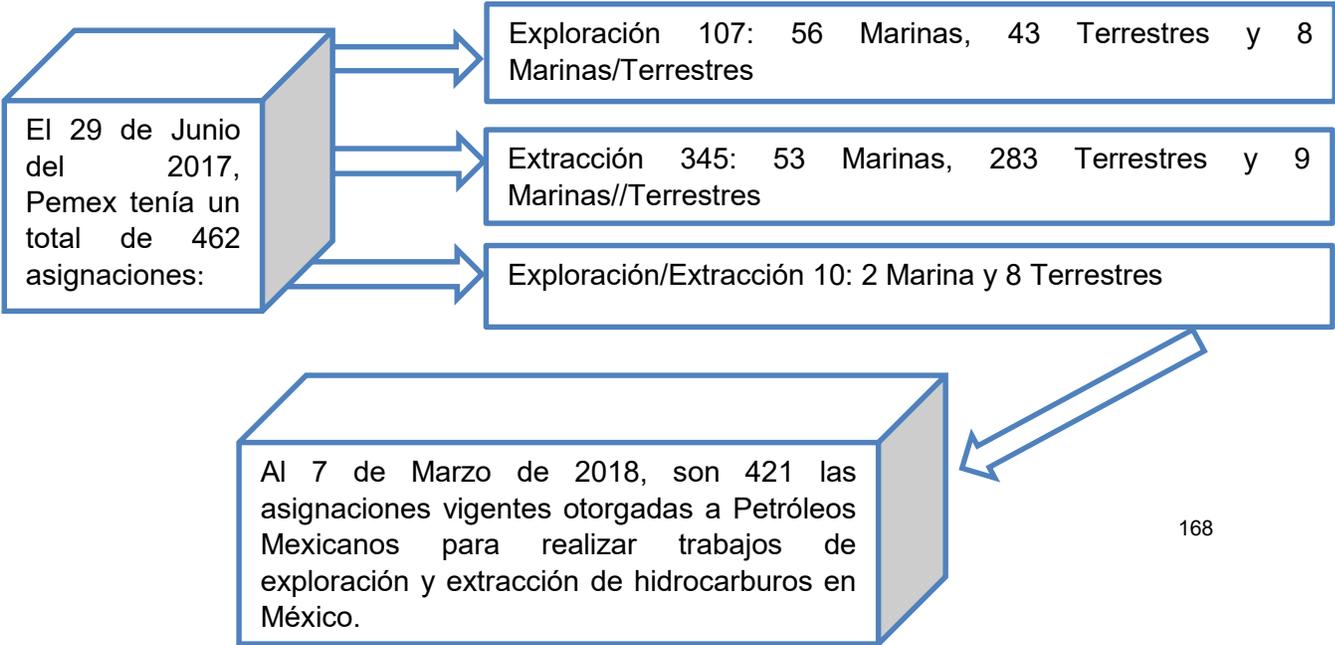
La SENER podrá hacer asignaciones de áreas para la exploración y extracción de hidrocarburos solo a las empresas productivas del Estado. En muchos sentidos, cuando se le otorguen a una empresa productiva del Estado, se tendrá una situación similar a la que se tenía antes de la Reforma Energética: una empresa del Estado a la que se le asigna un área exclusiva para llevar a cabo la exploración y la extracción de hidrocarburos. Para hacer asignaciones la SENER deberá asesorarse

¹⁶⁵ Cfr. Secretaría de Energía, *op. cit.*, recuperado de https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf

¹⁶⁶ Cfr. Morales Aragón, Eliezer y Dávalos López, Juan José Coords., *Reforma para el saqueo, foro petróleo y nación*, México, Ediciones Proceso, 2015, p. 196.

sobre aspectos técnicos de la CNH, de quien deberá obtener una opinión favorable para cada asignación.

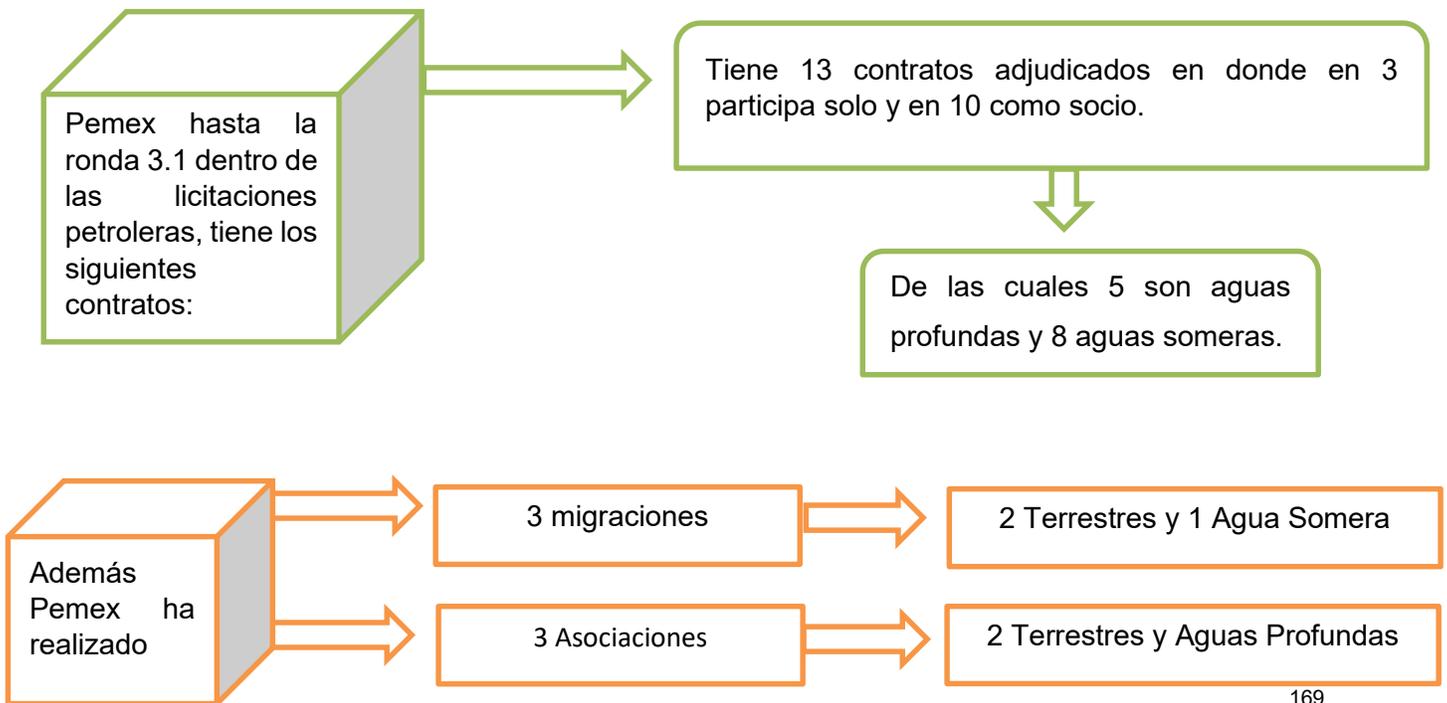
Si los objetivos de la asignación no se cumplen, esta puede ser revocada. El incumplimiento puede ser de varios tipos: suspensión de la actividad, incumplimiento de planes, accidentes graves, presentación de información falsa, entre otros. Este punto refleja mejor que ningún otro, la nueva situación que se le presenta al Estado mexicano: al tener varias opciones para realizar las labores relacionadas con hidrocarburos, tiene que crearse espacios por si una no funciona bien, puede acudir a las otras. Una empresa productiva del Estado puede ceder una asignación solo a otra empresa productiva del Estado, pero solo con la autorización de SENER. Además, una empresa productiva del Estado podrá renunciar a una asignación solo con la autorización de SENER. Una empresa productiva del Estado que tenga una asignación, podrá realizar contratos de servicio con particulares para lograr los objetivos de la asignación. Esta será una situación muy similar a la que se venía presentando en los últimos años, ya que los contratos de servicio que aquí se contemplan los podemos equiparar a los contratos integrales de exploración y producción que se han establecido en los últimos años.¹⁶⁷



168

¹⁶⁷ Cfr. Deloitte, *op. cit.*, p. 4.

¹⁶⁸ Cfr. Secretaría de Energía, *Asignaciones*, recuperado de <http://asignaciones.energia.gob.mx/motorBusqueda.aspx>



169

De lo anterior, resaltamos que las asignaciones petroleras en México, exclusivamente se otorgan a Pemex o a cualquier otra EPE creada para realizar actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el país. Hacemos énfasis en que las asignaciones en el sistema energético mexicano tienen una propia división y esta es.

1.- Asignación de Exploración (AE)

Las asignaciones de exploración tienen como propósito primordial el descubrimiento de nuevos yacimientos petroleros, en zonas donde presumiblemente, a través de estudios sísmicos o cualquier otro, se han presentado indicios de cúmulos o volúmenes de hidrocarburos ya sea en zonas terrestres o marinas.

2.- Asignación de Extracción (A)

Las asignaciones de extracción tienen el objetivo de desarrollar la producción de hidrocarburos en las zonas terrestres o marinas donde se encuentren volúmenes

¹⁶⁹ Cfr. Pech, Ramsés, (4 de abril de 2018), *La nueva estrategia de Pemex en exploración y producción*, recuperado de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2018/04/la-nueva-estrategia-de-pemex-en-exploracion-y-produccion/>

de hidrocarburos económicamente recuperables (reservas). El 13 de agosto de 2014 la SENER le otorgó, a esa empresa productiva del Estado, 489 Asignaciones.¹⁷⁰ “Dentro de las consideraciones de la SENER, está que dichas áreas representan un ingreso mensual para el Estado de aproximadamente 125 millones de pesos por concepto de derechos e impuestos y captarán una inversión aproximada de 40 mil millones de pesos en el futuro inmediato”.¹⁷¹

3.- Asignación de Resguardo (AR)

Las asignaciones de resguardo tienen la característica de no ser solicitadas por Pemex, sin embargo SENER se las asignó para que las tenga a su cargo mientras estas se licitan.

“Se le otorgaron a esa Empresa productiva del Estado 95 asignaciones que corresponden a campos en producción los cuales estarán en su resguardo hasta que el Estado las licite”.¹⁷²

Se busca que Pemex no renuncie a sus asignaciones, sino que se liciten asociaciones o farm-outs petroleros con sociedades petroleras transnacionales, para que conjuntamente se maximice la producción en esas asignaciones, con independencia de la participación de Pemex en las licitaciones para el otorgamiento de contratos petroleros. Con esto la renta petrolera del Estado mexicano será mayor y se tendrán dos fuentes de ingresos petroleros que vayan a la par conjuntamente en pro del constante desarrollo petrolero en México.

¹⁷⁰ Cfr. Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Asignación de extracción/asignación de exploración*, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/asignacion-de-extraccion-asignacion-de-exploracion>

¹⁷¹ Staff El Norte, (28 agosto 2017), *Confirma Sener asignaciones para Pemex*, recuperado de <https://www.elnorte.com/aplicacioneslibre/articulo/default.aspx?id=1196260&md5=4665b248be3f9bdbaacdaab7aa2ebe03&ta=0dfdbac11765226904c16cb9ad1b2efe>

¹⁷² Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Asignaciones de resguardo otorgadas a Petróleos Mexicanos*, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/asignaciones-con-caracter-de-retorno>

2.3 Las Migraciones

Es importante contextualizar que las migraciones derivan de las asignaciones que se otorgan a Pemex. Partiendo de esto, Pemex puede asociarse con inversionistas para llevar a cabo las actividades de exploración y extracción de las áreas que le sean asignadas de manera más eficiente.

A raíz de lo anterior, Pemex solicitó a través de la "Ronda Cero" los campos y las áreas que venía operando con anterioridad a la reforma energética en donde deseaba continuar con sus actividades de extracción y exploración de hidrocarburos.¹⁷³

Es importante no confundir la migración en términos técnico-petroleros a la migración como instrumento jurídico estipulado en la reciente reforma energética. Técnicamente, la migración es el movimiento de aceite y/o gas en los poros y/o discontinuidades de las rocas (porosidad primaria y secundaria) en el interior de la corteza terrestre. Mientras que como instrumento jurídico implica el cambio de una asignación a un contrato petrolero de exploración y extracción de hidrocarburos.

Antes de la reforma energética de 2013, Pemex tenía permitida la celebración de dos tipos de contratos que le permitían llevar a cabo sus actividades. Estos eran los Contratos Integrales de Exploración y Producción (CIEPs) y los Contratos de Obra Pública Financiada (COPFs).

Los CIEPs eran contratos de prestación de servicios por los que un contratista realizaba obras y servicios requeridos por PEP y cuyo pago se determina en función del cumplimiento de indicadores explícitos y cuantificables utilizados en la industria petrolera internacional.¹⁷⁴

¹⁷³ Cfr. Elizalde M, Juan, (3 de abril de 2014), *Reforma energética: sobre la "ronda cero"*, recuperado de <http://estrategia.vepormas.com/2014/04/03/reforma-energetica-sobre-la-ronda-cero/#close-modal>

¹⁷⁴ Cfr. Pemex, *Contratos integrales exploración y producción*, recuperado de <http://contratos.pemex.com/Paginas/preguntas.aspx>

Los COPFs eran contratos en los que PEP encomendaba a un contratista y éste se obligaba a realizar hasta su total terminación, los trabajos referentes a la rehabilitación, modificación y ampliación de instalaciones de producción de campos petroleros.¹⁷⁵

Las distinciones entre ambos eran las siguientes:

- Las remuneraciones en los COPFs únicamente se podían establecer a través de precio alzado, precios unitarios, mixtos y de amortización programada. Las remuneraciones de los CIEPs podían ser establecidas de acuerdo con las necesidades de cada proyecto en particular, mediante esquemas fijos o fórmulas predeterminadas por la que se obtenga un precio cierto, lo que permite incentivos al desempeño.
- Los COPFs sólo permitían la aplicación de penas convencionales a los contratistas por el simple retraso en la ejecución de las obras. Los CIEPs permitían estipular penas convencionales en función del impacto negativo de las actividades del contratista en materia de sustentabilidad ambiental, y por incumplimiento de indicadores de tiempo, oportunidad y calidad.
- Los COPFs eran por tiempo determinado, a la manera de obras civiles. Los CIEPs permitían la flexibilidad en su duración, de acuerdo con las necesidades y atendiendo las particularidades de cada servicio en específico.¹⁷⁶

Los contratos de CIEPs y COPFs se pagaban en efectivo y no estaban ligados a producción. Con fundamento en el Transitorio Vigésimo Octavo de la Ley de Hidrocarburos, Pemex y sus contratistas podrán solicitar la migración de los CIEPs y de los COPFs, a las nuevas modalidades de Contratos para la Exploración y Extracción.¹⁷⁷

¹⁷⁵ Cfr. Pemex, *Modelo de contrato de obra pública sobre la base de precios unitarios*, recuperado de <http://www.ri.pemex.com/files/content/ACFANNS6cOBL.pdf>

¹⁷⁶ Cfr. Pemex, *op. cit.*, recuperado de <http://contratos.pemex.com/Paginas/preguntas.aspx>

¹⁷⁷ Cfr. Staff Oil & Gas Magazine, (27 de mayo de 2015), *¿Migración de Contratos COPF y CIEP?*, recuperado de <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2015/05/migracion-de-contratos-copf-y-ciep/>

Cabe destacar que aquellos CIEPs y COPFs que por diversas circunstancias no logren migrar a Contratos de Exploración y Extracción (CEE), seguirán operando hasta el término de su vigencia. Aunque la visión de Pemex es tratar de migrar todos los CIEPs y COPFs que tiene vigentes. Dónde además los subcontratistas de los CIEPs y COPFs podrán figurar como socios en cada proyecto contratado.

Es así que en apego al Decreto de Reforma Constitucional, la Ley de Hidrocarburos y su reglamento, Pemex y sus socios pueden solicitar la migración de contratos pre establecidos hacia nuevos contratos sin llevar a cabo nuevas licitaciones, siempre que dicha migración presente ventajas en términos de producción, reservas e inversión. Este proceso debe ser autorizado por la SENER con asistencia técnica de la CNH y conforme a los términos fiscales que establezca la SHCP. A diciembre de 2015, Pemex y sus socios han solicitado la migración de 8 CIEPs, y 2 COPFs, que fueron firmados previo a la aprobación de la Reforma Energética.¹⁷⁸

Ejemplo de lo anterior es lo acontecido con los CIEPs de las áreas en Chicontepec, Pitepec que es operada por las mexicanas Constructora Perforadora Latina y Perfolatina; Soledad, por la texana Baker Hughes; Miahuapán, por la holandesa Vitol Energy y la contratista de Pemex, GPA Energy, y Miquetla por Grupo Diavaz. En las que se realizó la migración a CEE bajo la modalidad de licencias. Estas asignaciones fueron licitadas como CIEPs en 2013, por lo que tienen un operador privado que recibe pagos en efectivo conforme incrementa la producción y según los principios de la reforma energética migrarían a formas contractuales del nuevo régimen, tales como producción o utilidad compartida o licencias, bajo la supervisión de la CNH.¹⁷⁹

Originalmente Pemex realizó estudios y determinó las áreas que podrían ser migradas a CEE. Es así que programó la migración de esas áreas en dos fases.

¹⁷⁸ Cfr. Secretaría de Energía, *Ronda cero y migración de contratos de Pemex*, recuperado de <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>

¹⁷⁹ Cfr. García Karol, (23 de enero de 2017), *Migración de CIEPS de Pemex a más tardar 2018*, estiman, recuperado de <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Migracion-de-CIEPS-de-Pemex-a-mas-tardar-2018-estiman-20170123-0118.html>

La primera incluía las áreas que operaban bajo CIEPs y COPFs y la segunda conforme a las áreas que se le asignaron en la ronda cero y buscaba realizar *farm-outs*.

A través de los *farm-outs* las compañías pueden establecer asociaciones con Pemex mediante procesos de licitación para potenciar el desarrollo de los campos y áreas asignadas a la Empresa Productiva del Estado mediante la Ronda Cero. Dichas migraciones deben presentar los beneficios para el Estado en términos de producción, inversión y reservas. Pemex ha solicitado la migración (*farm-out*) de 14 campos asignados hacia 8 nuevos contratos.

Es necesario contextualizar que esta práctica del *farm-out* es muy recurrida en la industria petrolera, y se utiliza para la adquisición de derechos sobre áreas de exploración y extracción de hidrocarburos entre empresas petroleras estatales o privadas. El complemento del *farm-out* es el *farm-in*, este último es el interés de una empresa petrolera por “entrar” a ser parte socia del proyecto petrolero de otra empresa; la parte que “entra o llega” al proyecto se le conoce como *farmee*, y se compromete a asumir cierta porción del costo de los trabajos petroleros. Y la otra parte que es la empresa dueña inicialmente y creadora del proyecto, se le denomina *farmor*, quien a cambio de otorgar cierta porción de sus derechos, recibe apoyo económico y financiero, además de ver reducidos sus riesgos petroleros al dividirlos con la otra parte.

Los beneficios para el cedente o *farmor* son: la diversificación del riesgo y la creación de un grupo más sólido como titular de los derechos petroleros. Para el cesionario o *farmee* son: obtener diversificación de sus portafolios de inversión y obtener áreas petroleras de forma más económica y con menor riesgo.

El *farm-in/out*, es la cesión parcial de derechos de exploración y extracción en favor de un tercero que abonará por esos derechos un precio en especie o dinero, destinado a llevar a cabo las tareas petrolera para el desarrollo de hidrocarburos. Las operaciones *farm-in/out* pueden darse tanto en la etapa exploratoria, durante la evaluación o incluso en la fase de desarrollo de hidrocarburos en un yacimiento y

en algunos casos este debe ser declarado comercialmente recuperable para que la transacción surta efectos.¹⁸⁰

A manera de ejemplo manifestamos que Pemex al buscar socio petrolero realiza *farm-out*, y la empresa petrolera que se interesa en entrar al proyecto de Pemex para asociarse con él realiza *farm-in*.

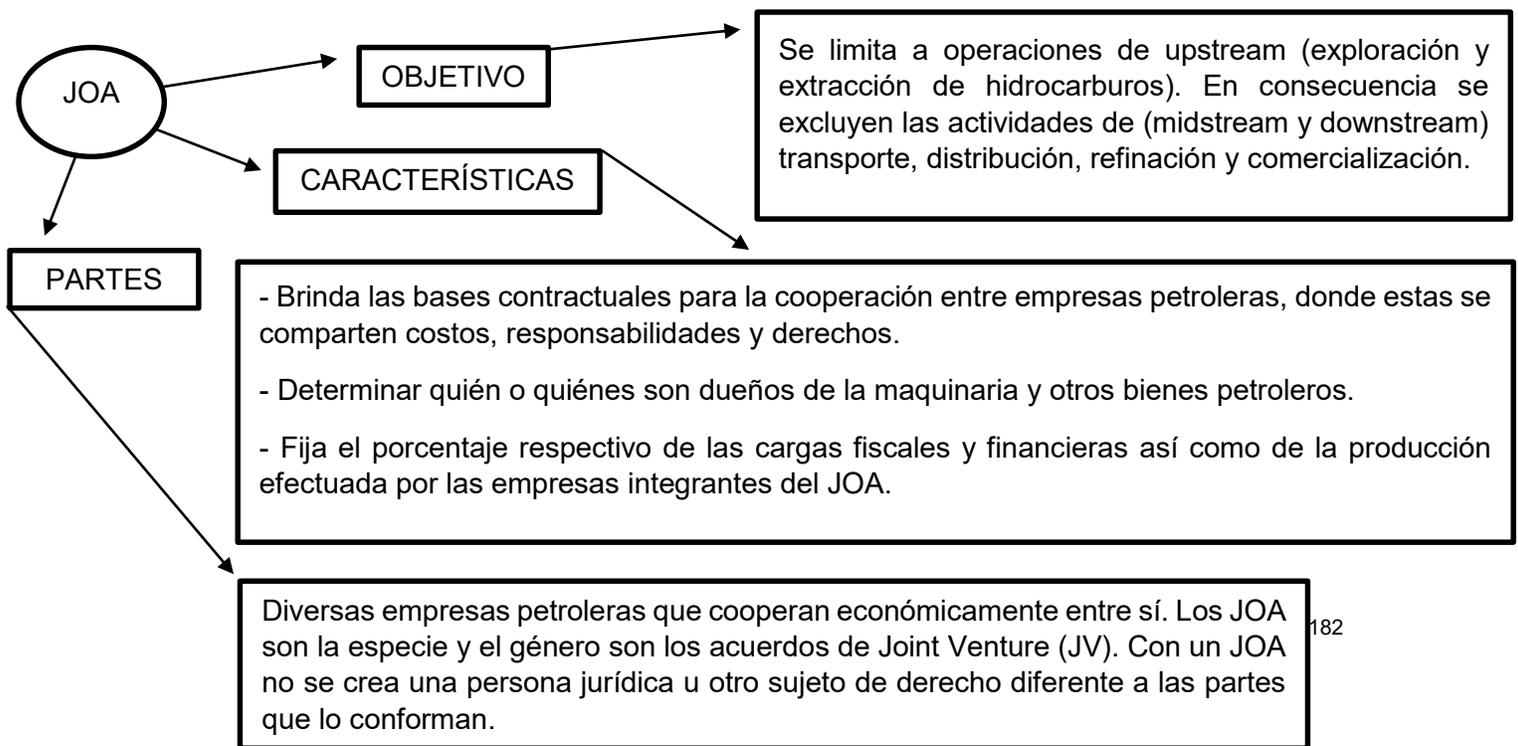
Con base en lo anterior, la migración de CIEPs y COPFs y los *farm-outs* permitirán a PEMEX establecer alianzas más efectivas con petroleras nacionales o internacionales para allegarse del capital y la tecnología necesarios para aprovechar sus recursos de manera óptima, estabilizar su nivel de producción y acelerar el ritmo de restitución de reservas.¹⁸¹

Las asociaciones de Pemex con otras compañías petroleras ya sea que deriven de asignaciones o licitaciones para contratos petroleros, se regulan anexamente con los acuerdos de operación conjunta o *joint operating agreements* (JOAs por sus siglas en inglés). Un JOA es un acuerdo en el cual dos o más partes se comprometen en tareas conjuntas para explorar y extraer un área de hidrocarburos.

En los siguientes cuadros se muestran las partes, objetivo, y características del JOA.

¹⁸⁰ Cfr. Lammanna, Darío G., *op. cit.*, pp. 59-60.

¹⁸¹ Cfr. Secretaría de Energía, *op. cit.*, recuperado de <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>



El ejemplo más reciente del tema de asociaciones y JOA se ve reflejado en el bloque Trion, cuando en julio de 2016 se emitió la primera convocatoria de licitación de asociación. Se buscó atraer a empresas operadoras solventes, con capacidad probada y experiencia en aguas ultra profundas con la finalidad de encontrar un socio para Pemex y forjar una alianza estratégica con esta EPE para que conjuntamente operaran un campo petrolero en estas profundidades marinas.

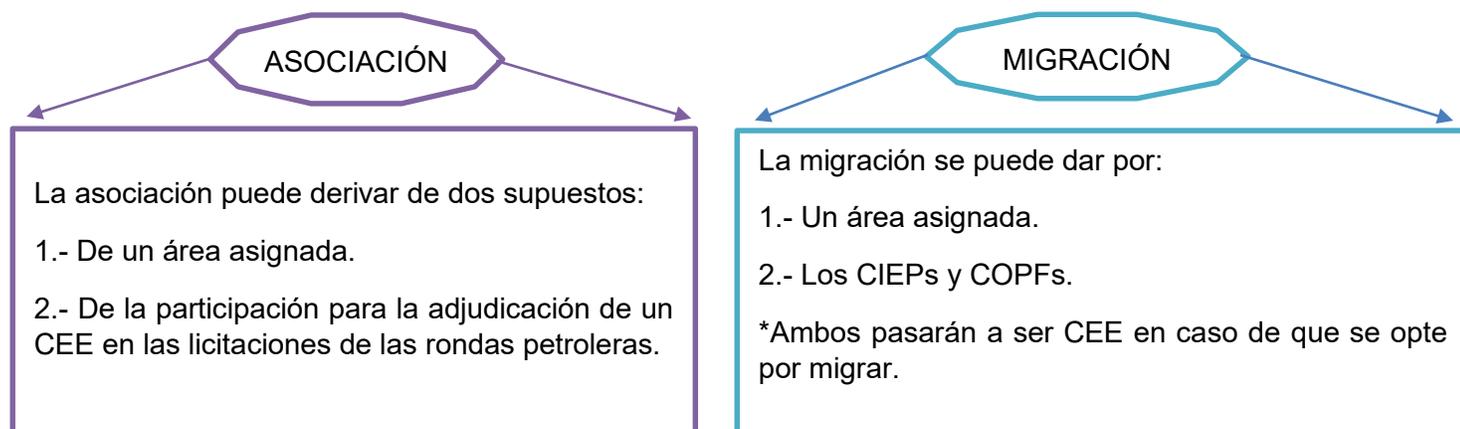
Al momento, Pemex ha realizado tres contratos derivados de asociaciones mientras que efectuados otros tres que se desprenden de migraciones. Una migración sin socio y dos migraciones con socio. Con base en esta premisa presentamos la siguiente tabla.

¹⁸² Cfr. Lamanna, Darío G., *op. cit.*, p. 62.

	MODELO DE CONTRATACIÓN		ÁREA CONTRACTUAL	TIPO DE YACIMIENTOS
ASOCIACIONES	Contrato de Licencia		Cárdenas-Mora	Yacimientos Convencionales Terrestres
	Contrato de Licencia		Trion	Aguas Profundas
	Contrato de Licencia		Ogarrio	Yacimientos Convencionales Terrestres
MIGRACIONES	SIN SOCIO	Contrato de Producción Compartida	Ek-Balam	Aguas Someras
	CON SOCIO	Contrato de Producción Compartida	Misión	-----
		Contrato de Producción Compartida	Santuario y El Golpe	-----

183

En el siguiente esquema, detallaremos las características y diferencias entre la migración y la asociación.



La distinción entre ambas estriba en que la asociación no migra, sigue siendo una asignación, pero se licita la búsqueda de un socio para Pemex, que le ayude a realizar de manera eficiente el desarrollo de las actividades de exploración y extracción en esas áreas asignadas, es decir, se realiza el farm-out (Pemex) y farm-in (compañía petrolera privada). Mientras que, en la migración, Pemex opta por cambiar un área asignada o los CIEPs y COPFs a un contrato de exploración y extracción. Este cambio puede ir con o sin socio.

¹⁸³ Comisión Nacional de Hidrocarburos, *Bóveda Digital. Contratos de Asociaciones con Petróleos Mexicanos*, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/boveda-digital-contratos-de-asociaciones-con-petroleos-mexicanos>, *Migraciones sin socio de Petróleos Mexicanos*, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/migraciones-petroleos-mexicanos> y *Migraciones con socio de Petróleos Mexicanos*, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/documentos/migraciones-con-socio-de-petroleos-mexicanos?idiom=es>

CAPÍTULO III. LOS INGRESOS DERIVADOS DE LAS ASIGNACIONES Y SU CARGA TRIBUTARIA

Las asignaciones al igual que los CEE producen ingresos a favor del Estado a través de los hidrocarburos producidos tanto en las áreas licitadas en las rondas petroleras, así como en las áreas que el Estado otorga a las EPE. Estos ingresos petroleros por si mismos contienen un valor económico amplio debido al valor intrínseco de los hidrocarburos. Esto deriva en que los impuestos y derechos especiales establecidos por el Estado para las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, generen una diversificación de ingresos para contribuir al desarrollo económico del Estado.

Es importante comprender que los ingresos fiscales son los recursos obtenidos por el Estado para financiar las actividades del sector público, tales como impuestos, derechos, productos y aprovechamientos. Estos pueden ser en efectivo, en servicio, en crédito o en cualquier otro tipo.¹⁸⁴

“Los ingresos petroleros comprenden los ingresos tributarios (impuestos) asociados al sector; los derechos por hidrocarburos, los aprovechamientos sobre rendimientos excedentes, así como los ingresos propios de PEMEX”.¹⁸⁵

A su vez, definimos que los ingresos petroleros derivados de las asignaciones son toda cantidad que se genera en favor del Estado, por la realización de actividades de exploración y extracción de hidrocarburos por parte de las EPE en las áreas asignadas que opere.

¹⁸⁴ Cfr. Carrasco Iriarte, Hugo, *Glosario de términos fiscales, aduaneros y presupuestales*, 3ra ed., México, Iure editores, 2013, p. 123.

¹⁸⁵ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *El Ingreso Tributario en México*, México, 2005, p. 14, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0072005.pdf>

En México, los ingresos petroleros derivados de las asignaciones se dividen en derechos e impuestos. Estos ingresos tienen las siguientes características:

- Aplican exclusivamente para las EPE.
- Se generan a raíz de las asignaciones otorgadas a las EPE.
- Su tributación se da cuando se realizan las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

En los siguientes esquemas se representan las cualidades de los ingresos actuales que se derivan de las áreas petroleras de asignación. Así como las instituciones gubernamentales involucradas en la recaudación de estos ingresos.

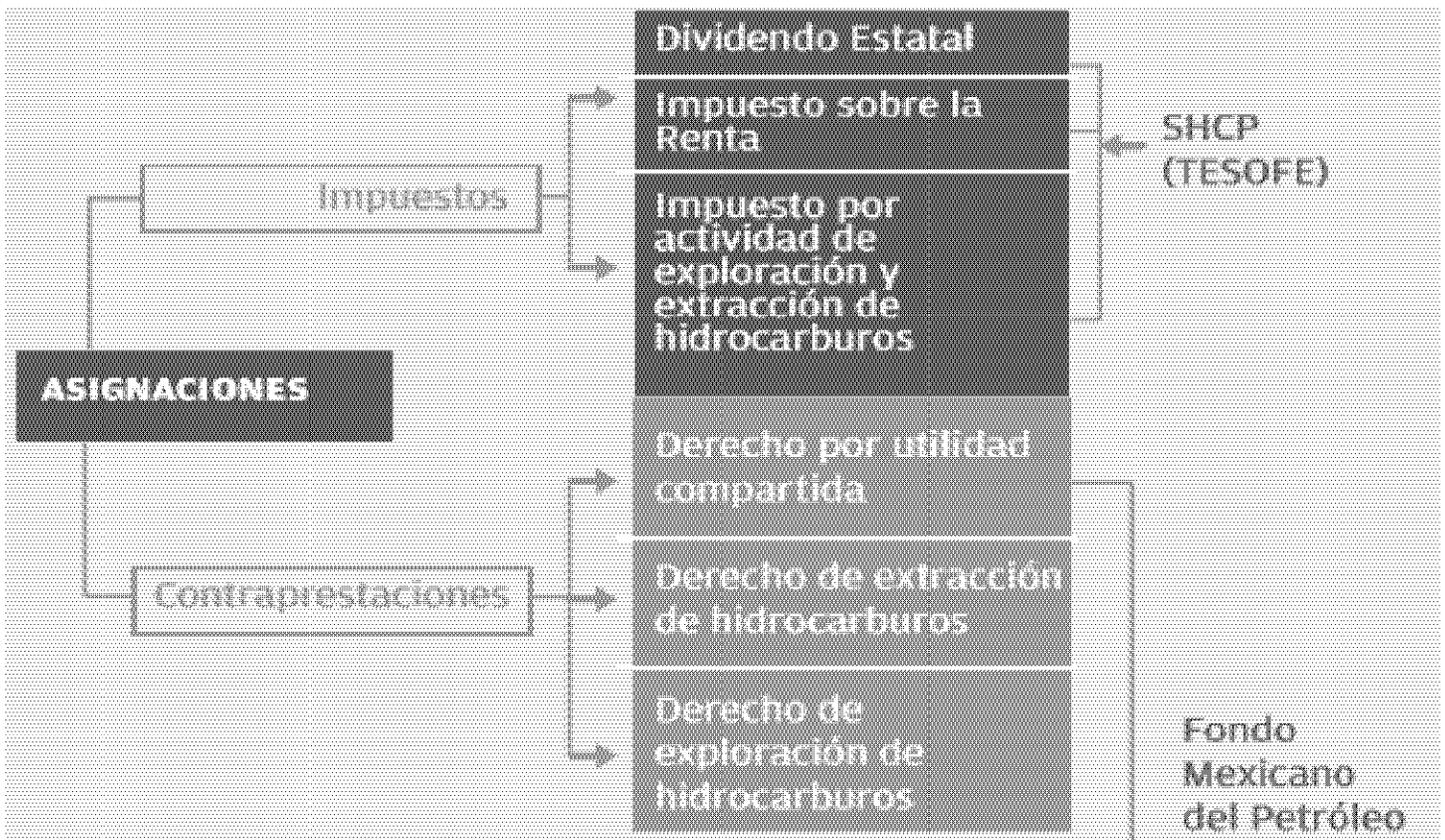
- Las asignaciones sólo serán entregadas a las empresas productivas del Estado.



- Los pagos que realizarán las Empresas Productivas del Estado a la Nación son:

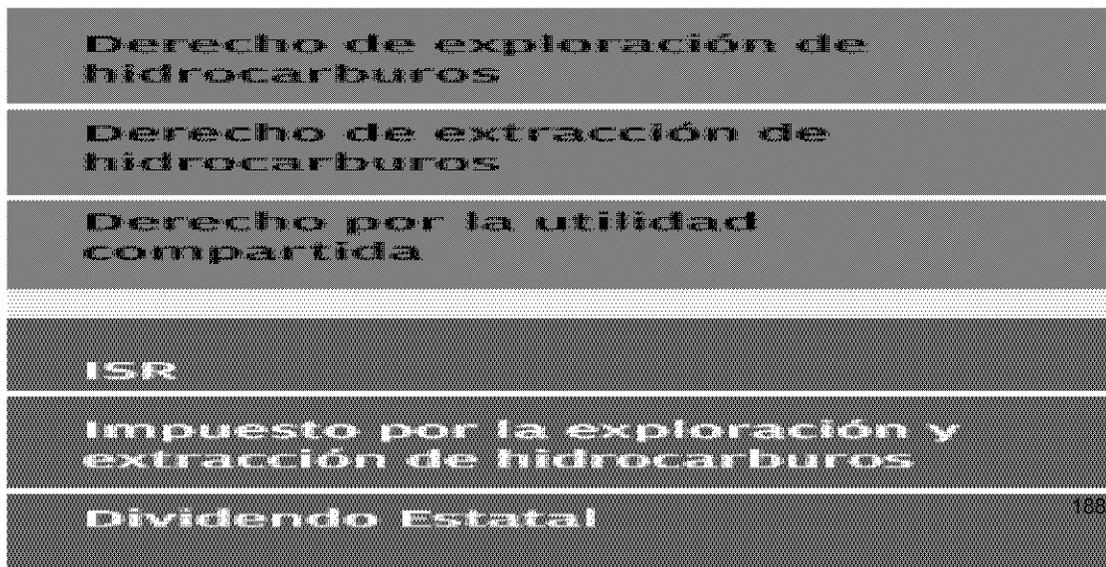


¹⁸⁶ Fondo Mexicano del Petróleo para la estabilización y el desarrollo, (Enero 2015), *El FMP y la administración de los ingresos petroleros*, p. 10, recuperado de <http://docplayer.es/42907940-El-fmp-y-la-administracion-de-los-ingresos-petroleros-enero-2015.html>



187

Nuevo Régimen Fiscal de la Empresa Productiva del Estado: Asignaciones.



188

¹⁸⁷ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, (Agosto 2014), *Reforma energética principales modificaciones al régimen fiscal en materia de hidrocarburos*, p. 19, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>

¹⁸⁸ *Ibidem*, p. 4.

De lo anterior, queda claro que, en el esquema tributario de las asignaciones petroleras en México, los ingresos se obtienen a través de derechos, de los cuales existen tres tipos y de impuestos en los cuales destaca uno que es exclusivo para la realización de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Derivado de la reforma de 2013, se gestó un cambio en la legislación tributaria de las actividades petroleras en México. Se incorporó a Petróleos Mexicanos y organismos subsidiarios al régimen del impuesto sobre la renta, acabando con el régimen de excepción. Asimismo, se modificó el esquema de derechos que gravaban la producción de hidrocarburos, por uno diseñado para capturar la renta económica de estos recursos; este derecho se aplicó sobre el flujo neto de efectivo de Pemex Exploración y Producción. La aplicación de esta política fiscal manifestó un novedoso manejo de recaudación de los ingresos que derivarán de los recursos naturales y de las empresas del Estado, ya que la captación de la renta petrolera estaba superando en buena medida el antiguo esquema de recaudación fiscal de las actividades petroleras.¹⁸⁹

La Secretaría de Hacienda estimó que con los cambios al régimen fiscal de los hidrocarburos se incrementaría la recaudación de 2014 en un monto equivalente al 1.4% del PIB y que para 2018 el incremento será de 2.9%. Estima también que cerca de las dos terceras partes de la recaudación adicional será aportada por la industria petrolera, producto en parte de la reforma de este sector de 2013.¹⁹⁰

De lo anterior, la recaudación de los ingresos derivados de los hidrocarburos ha aumentado paulatinamente cada año como estimo la SHCP, debido al incremento de participantes en el sector y por ende han aumentado las actividades de *usptream* que proporcionan ingresos al Estado mexicano. Entonces entre más compañías

¹⁸⁹ Cfr. Hickman Sandoval, Alfonso, Capítulo II, *La reconversión industrial: inicio de las reformas neoliberales privatizadoras en Pemex previas a la reforma energética 2008*, en Ángeles Cornejo, O. Sarahí (coord. y comp.), *Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante*, México, t. 1, Cosmos editorial, 2011, p. 60.

¹⁹⁰ Cfr. Lajous, Adrián, (9 de octubre de 2013), Nexos, recuperado de <https://nexus.com.mx/?p=18928>

realicen actividades petroleras, se podrán recaudar mayores ingresos derivados de estas actividades.

Todos los países imponen cargas fiscales a las compañías productoras de petróleo y gas natural ya sean estatales, o privadas; a través de obligaciones fiscales e impuestos. Los términos fiscales y la forma de pago de los impuestos dependen de la legislación del país y de los acuerdos operativos del contrato.

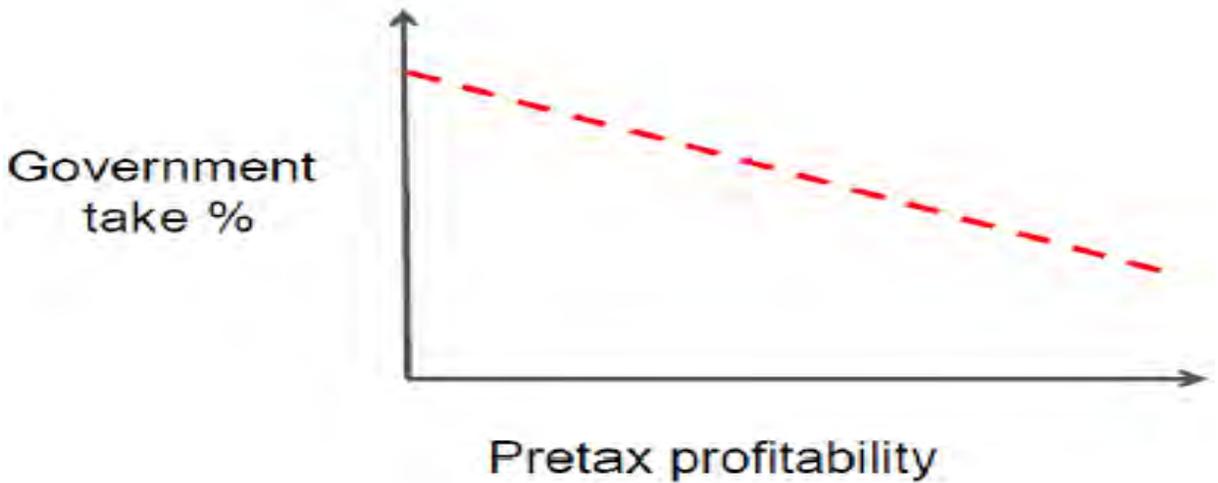
El objetivo del gobierno es maximizar los beneficios económicos y sociales obtenidos de sus recursos naturales. El objetivo de la compañía operadora privada es maximizar el valor financiero de sus inversiones (minimizar costos y mejorar el margen de rentabilidad). Un régimen fiscal bien diseñado es aquel que contribuya a maximizar el valor económico total; mejorando la recuperación de los hidrocarburos al menor costo.

El régimen fiscal petrolero describe los términos recaudatorios fijados por el Estado para que las compañías petroleras cumplan con las obligaciones fiscales a las que se encuentran sujetas por la realización de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.

Por lo que la legislación impositiva define las obligaciones de pago de impuestos, así el régimen fiscal puede presentar tres variantes o una mezcla de las mismas.¹⁹¹

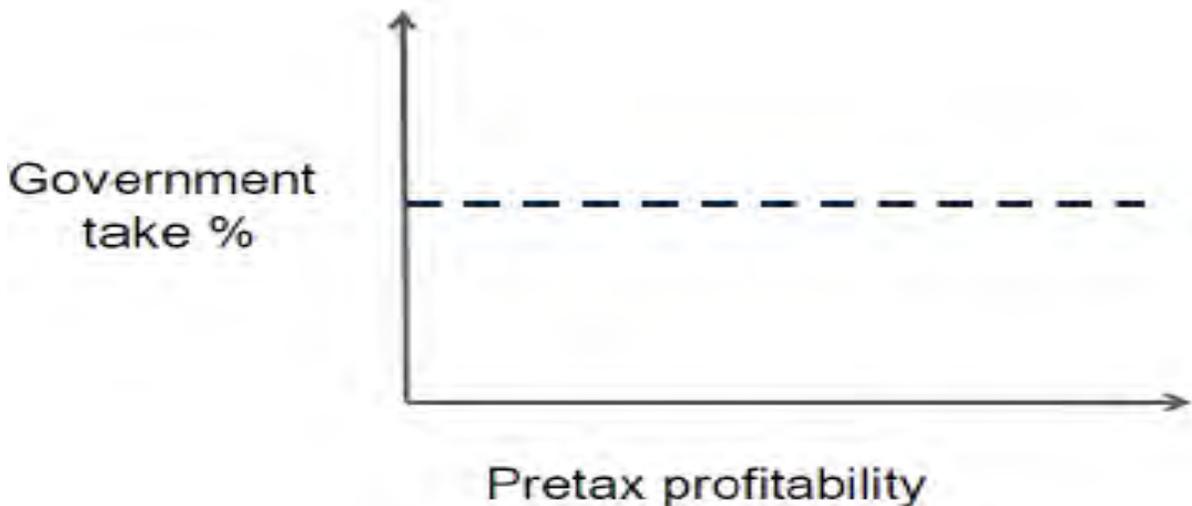
Régimen fiscal regresivo: cuando el porcentaje de ganancia del Gobierno decrece con la rentabilidad y es obtenido por lo general en forma de regalías y bonos tempranamente.

¹⁹¹ Cfr. Orantes López, Rodrigo, (2017), *Evaluación económica de proyectos de Ciencias de la Tierra* 2017, pp. 156, 159 y 167, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>



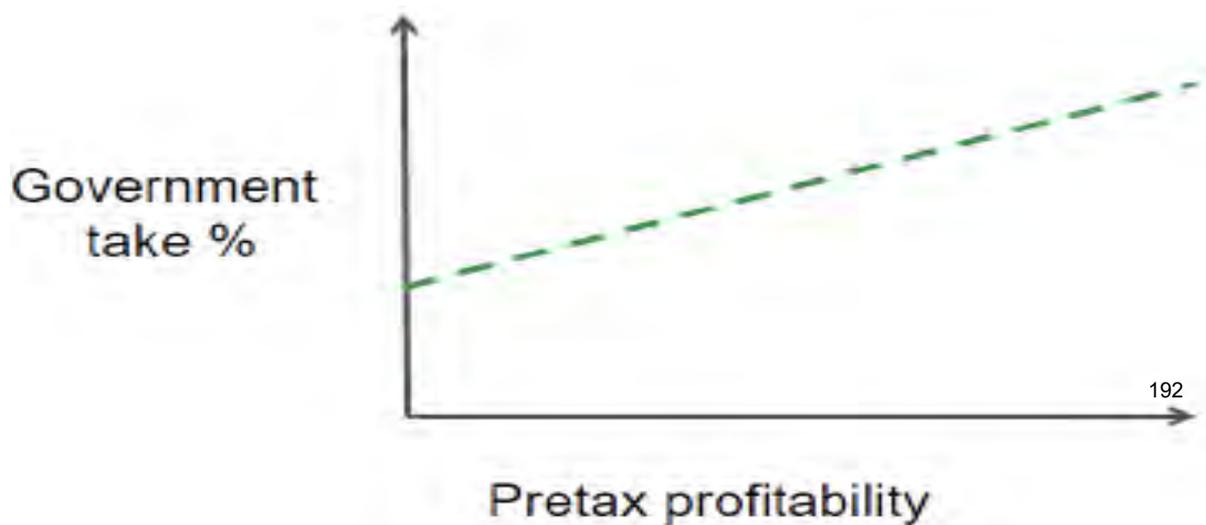
El gráfico anterior, representa que los ingresos adquiridos por el gobierno (government take) son abundantes en un inicio, pero estos van disminuyendo conforme va creciendo la rentabilidad antes de impuestos (pretax profitability).

Régimen fiscal neutral: en el cual, el porcentaje de ganancia del Gobierno es constante y no cambia con la rentabilidad.



Este régimen permite al Estado percibir ingresos antes y durante el desarrollo de actividades petroleras, mediante el cobro de derechos e impuestos especiales.

Régimen fiscal progresivo: En él, su porcentaje de ganancia del gobierno se incrementa con la rentabilidad y es obtenido principalmente en forma de impuestos en etapas posteriores.



En este sistema, los ingresos petroleros de un Estado van en aumento después de la suscripción de contratos y de la etapa inicial de actividades petroleras, es decir, su auge se da durante la producción de los hidrocarburos con base en la rentabilidad que estos generan.

Bajo este contexto podemos afirmar que en México, existe una mezcla entre el régimen fiscal regresivo, neutral y progresivo para las actividades de *upstream*; ya que el Estado mexicano adquiere de diversos medios los ingresos derivados de los hidrocarburos. Desde la suscripción de los CEE cobra regalías y bonos establecidos en cada modelo de contratación. Por medio de las asignaciones, cobra derechos a su EPE. Y durante el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos cobra impuestos a los asignatarios y contratistas.

3.1 Impuesto Sobre la Renta

“El ISR es la contribución que grava el incremento patrimonial de las personas físicas o morales que residan en México, de las agencias o sucursales de empresas extranjeras y de los residentes en el extranjero respecto a los ingresos procedentes de fuente de riqueza situadas en territorio nacional. Este es el impuesto más importante en términos de ingresos tributarios”.¹⁹³ Es un impuesto que grava los

¹⁹² Cfr. *Ibidem*, pp. 213-215.

¹⁹³ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p. 24, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0072005.pdf>

ingresos que adquieren las personas físicas y morales en territorio nacional, sin importar si residen o no en México. Se trata de un impuesto directo que grava las fuentes de riqueza de las personas. Los impuestos directos, son todos aquellos que el sujeto pasivo no puede trasladar a otras personas. El ISR, aplica para todas las ganancias generadas por las compañías petroleras que desarrollen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos.¹⁹⁴

Por su parte, la LISH establece en su artículo 46, la obligación de los asignatarios para efectuar el pago de ISR por los ingresos que obtengan por las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Además, determina que los asignatarios deberán llevar contabilidad separada por tipo de región respecto de los ingresos obtenidos por sus actividades.

Aunado a esto, el asignatario debe cumplir con las obligaciones fiscales de forma separada de aquellas que se generen con motivo de un CEE. Haciendo hincapié en que los ingresos que obtengan los asignatarios derivados de los CEE no serán acumulables, ni serán deducibles los pagos por concepto de contraprestaciones, los gastos, costos o inversiones que correspondan a actividades realizadas al amparo de los CEE. Reiterando con esto, que las asignaciones y los CEE tienen esquemas tributarios distintos.¹⁹⁵

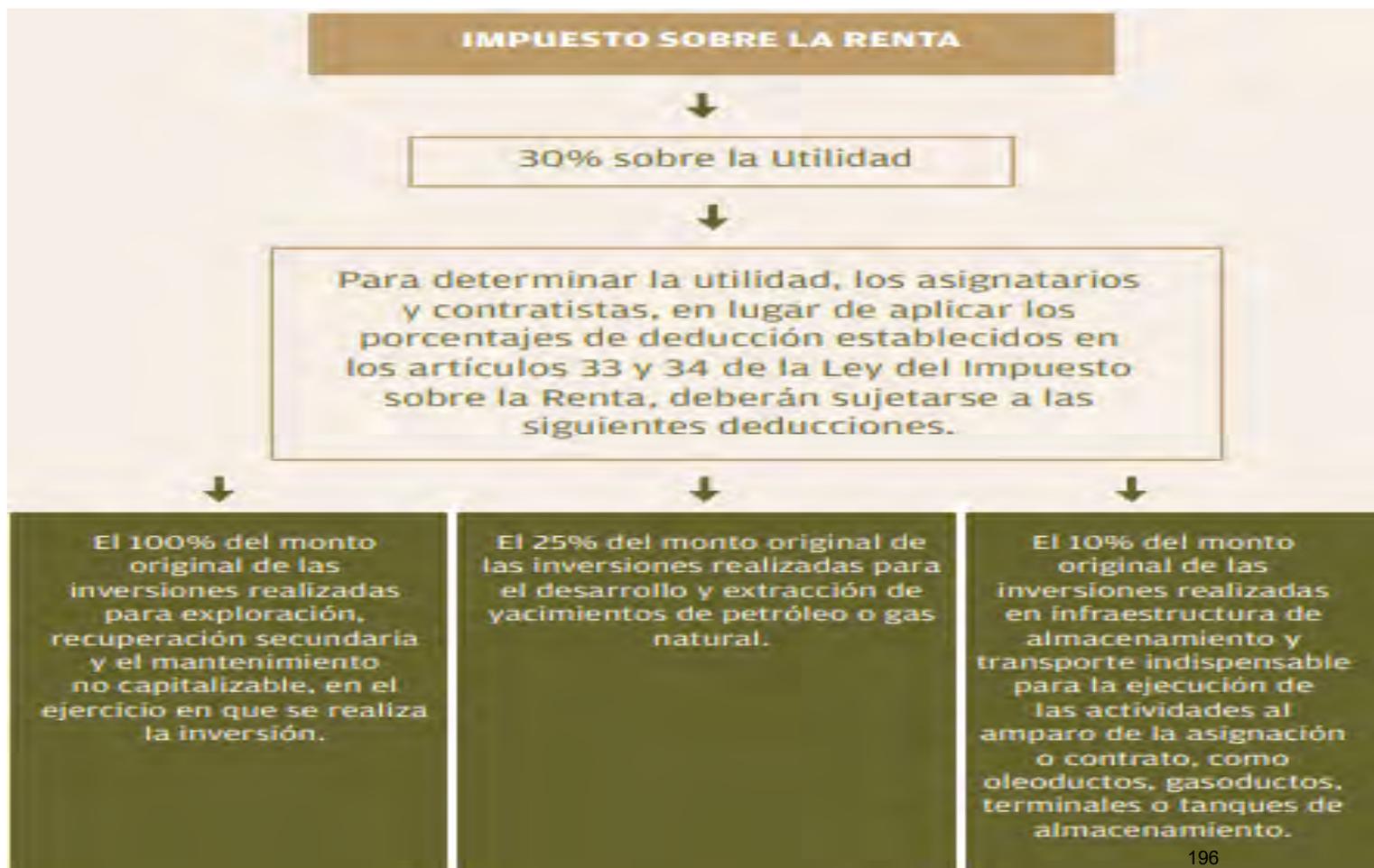
En virtud de esto, los ingresos que obtengan las EPE de sus asignaciones, deberán cumplir con el pago del ISR. Así como, Pemex a raíz de la reforma energética, por las actividades petroleras que realiza. En general, el pago del ISR aplica a todas las empresas petroleras que realicen actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en México, es decir que además de los asignatarios, todos los contratistas son sujetos obligados de este impuesto.

En el siguiente esquema, se detalla la tasa a pagar del ISR sobre la utilidad de los ingresos petroleros que obtengan los asignatarios y contratistas de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos que lleven a cabo en territorio

¹⁹⁴ Cfr. Castrejón García, Gabino Eduardo, *Derecho Tributario*, México, Cárdenas editor distribuidor, 2002, p. 193.

¹⁹⁵ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 46, 2018, México.

mexicano. Así como los conceptos que pueden ser deducibles de estas actividades petroleras para el pago del ISR.



Del esquema anterior, se desprende que la tasa del 30% viene establecida en la LISR, sin embargo, las deducciones para determinar la utilidad de las actividades petroleras de asignatarios y contratistas en el pago del ISR, tienen un trato fiscal distinto al de otras actividades económicas; ya que las deducciones a las actividades petroleras vienen contempladas en la LISH y no en la LISR. Consideramos que lo anterior tiene la finalidad de incentivar la participación de más

¹⁹⁶ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p. 17, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>, Ley del Impuesto Sobre la Renta, arts. 9, 33 y 34, 2018, México y Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 46, frs. I, II y III, 2018, México.

compañías petroleras en el sector, puesto que los montos deducibles en la LISH favorecen a que se cumpla con lo anterior.

3.2 Impuesto por la AEEH

El Estado, grava comúnmente a la industria petrolera con impuestos especiales, que son distintos y adicionales a otros tributos como el ISR, puesto que las actividades derivadas de la industria petrolera generan rentas extraordinarias, es decir, grandes ingresos en favor del Estado, llegando a ser la base impositiva que más recursos en dinero o en especie (barriles de petróleo) proporciona a ese Estado. Es por eso que la justificación de fijar impuestos especiales en la industria petrolera es obtener el mayor beneficio económico por los recursos hidrocarburos que se encuentren en el territorio de un Estado determinado.

Es importante recalcar como antecedente tributario, que, en las primeras décadas del siglo XX, el Estado mexicano no recibía muchos ingresos derivados del petróleo, estos eran prácticamente nulos; esto derivado de la insípida legislación tributaria en materia de hidrocarburos de aquella época. Respecto a esto, es de mencionar que la Ley del petróleo del 24 de diciembre de 1901, estipulaba el dejar libre de impuestos a la extracción y el comercio del petróleo. Asimismo, el artículo 3° de esta ley exentaba en su totalidad la importación y exportación de productos, maquinaria, además establecía que el capital invertido en la explotación del petróleo sería libre por diez años de todo impuesto federal, exceptuando el del Timbre. Lo anterior refleja que, desde entonces no se le dio la seriedad ni se percataba de la relevancia tributaria que estas actividades petroleras podían tener.¹⁹⁷

¹⁹⁷ Cfr. Torres Gaitan, Ricardo, *et. al.*, *La industria petrolera mexicana, conferencias magistrales en conmemoración del XX aniversario de la expropiación*, México, UNAM- Escuela Nacional de Economía, 1958, p. 10.

A partir de febrero de 2015, los contratistas y asignatarios, por las áreas contractuales y de asignación que operan, se encuentran obligados a la presentación de la declaración de pago del IAEEH.

Mismo que grava las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos y se calcula mensualmente aplicando por cada kilómetro cuadrado que comprenda el área contractual o el área de asignación, las siguientes cuotas:

I. Durante la fase de exploración 1,583.74 pesos, y

II. Durante la fase de extracción 6,334.98 pesos

En el entendido de que la fase de exploración comprende desde la formalización del contrato o de la asignación hasta el inicio de la fase de extracción, y esta última comprende desde el inicio de las actividades destinadas a la producción comercial de los hidrocarburos hasta que concluya la vigencia del contrato o de la asignación.

Este impuesto tiene las siguientes características:

- ✓ El contribuyente debe determinar el IAEEH por mes o fracción de éste, y pagarlo a más tardar el día 17 del mes inmediato siguiente a aquel que corresponda el pago.
- ✓ No se causará el impuesto IAEEH en aquellos casos en que el contribuyente justifique, que, por causas no imputables a él, se encuentra imposibilitado para realizar las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el área contractual o área de asignación.
- ✓ El SAT emitirá las disposiciones de carácter general necesarias para la aplicación de la exención.
- ✓ De los recursos recaudados del IAEEH, se integrará el Fondo para Entidades Federativas y Municipios Productores de Hidrocarburos (FEFMPH).¹⁹⁸

El FEFMPH es un instrumento financiero, cuyo objetivo es promover proyectos orientados a mejorar el entorno social, la calidad del medio ambiente y la

¹⁹⁸ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, arts. 54-56, 2018, México.

construcción de infraestructura en las localidades y regiones del país con mayor incidencia de desarrollo petrolero.

El FEFMPH se distribuye de la siguiente manera:

- El total de los recursos se destinará a las entidades federativas que se sitúan en regiones productoras, y éstas deberán distribuir al menos el 20% de esos fondos a los municipios de mayor actividad petrolera.
- El monto total disponible para el Fondo es determinado mensualmente por el Sistema Nacional de Coordinación Fiscal (CNCF), una vez que éste ha recibido el entero del Impuesto por parte del SAT.
- Una vez realizado el cálculo de los montos asignados a cada Municipio, la Unidad de Política y Control Presupuestario de la SHCP estará obligada a emitir las instrucciones a la TESOFE para que proceda con la ministración del recurso.¹⁹⁹

Cabe mencionar que las entidades federativas para poder recibir los recursos referidos anteriormente, deben estar adheridas al Sistema Nacional de Coordinación Fiscal, además de no establecer ni mantener gravámenes locales o municipales en materia de protección, preservación o restauración del equilibrio ecológico y la protección y control al ambiente, que incidan sobre los actos o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, ni sobre las prestaciones o contraprestaciones que se deriven de los contratos o asignaciones. En los próximos esquemas, se fijan algunos supuestos en los que se pueden aplicar los recursos obtenidos para el FEFMPH en los Estados y sus municipios adheridos al CNCF. Así como mostrar ejemplos de los proyectos de inversión que se pueden desarrollar a partir de la recepción de los recursos del FEFMPH. Además, se observa un mapa geográfico, con los Estados y sus municipios, que en las últimas décadas han representado el mayor desarrollo de actividades petroleras en México.

¹⁹⁹ Cfr. Federación Nacional de Municipios de México, *Fondo para municipios productores de hidrocarburos: destinan recursos para amortiguar impactos de actividad petrolera*, recuperado de https://fenamm.org.mx/site/index.php?option=com_content&view=article&id=2674:2-500-mdp-para-municipios-petroleros-en-2016&catid=2:uncategorised

¿EN QUÉ SE PUEDEN APLICAR LOS RECURSOS DEL FONDO?

Los recursos podrán destinarse únicamente a proyectos de inversión productiva orientados a resarcir las afectaciones ocasionadas por la actividad petrolera, en tres rubros principales: infraestructura, entorno social y medio ambiente.

A continuación se presentan algunas de los proyectos en los que se pueden invertir los recursos provenientes del Fondo:

1	2	3	4
Rellenos sanitarios y manejo de residuos sólidos	Plantas de tratamiento y sistemas de abastecimiento, distribución y almacenamiento de agua potable	Instalación y mantenimiento de obras de drenaje público	Preservación de áreas naturales mediante reforestación, rescate y rehabilitación de ríos y otros cuerpos de agua
5	6	7	8
Obras de movilidad urbana e inversión en transporte público	Pavimentación, mantenimiento y construcción de calles, caminos locales y caminos rurales	Instalación de alumbrado público y electrificación	Obras y equipamiento de protección civil

Las entidades y municipios podrán destinar hasta el 3% de los recursos para la realización de estudios y evaluación de proyectos, a fin de garantizar que se cumpla con los criterios técnicos establecidos en las reglas del Fondo.

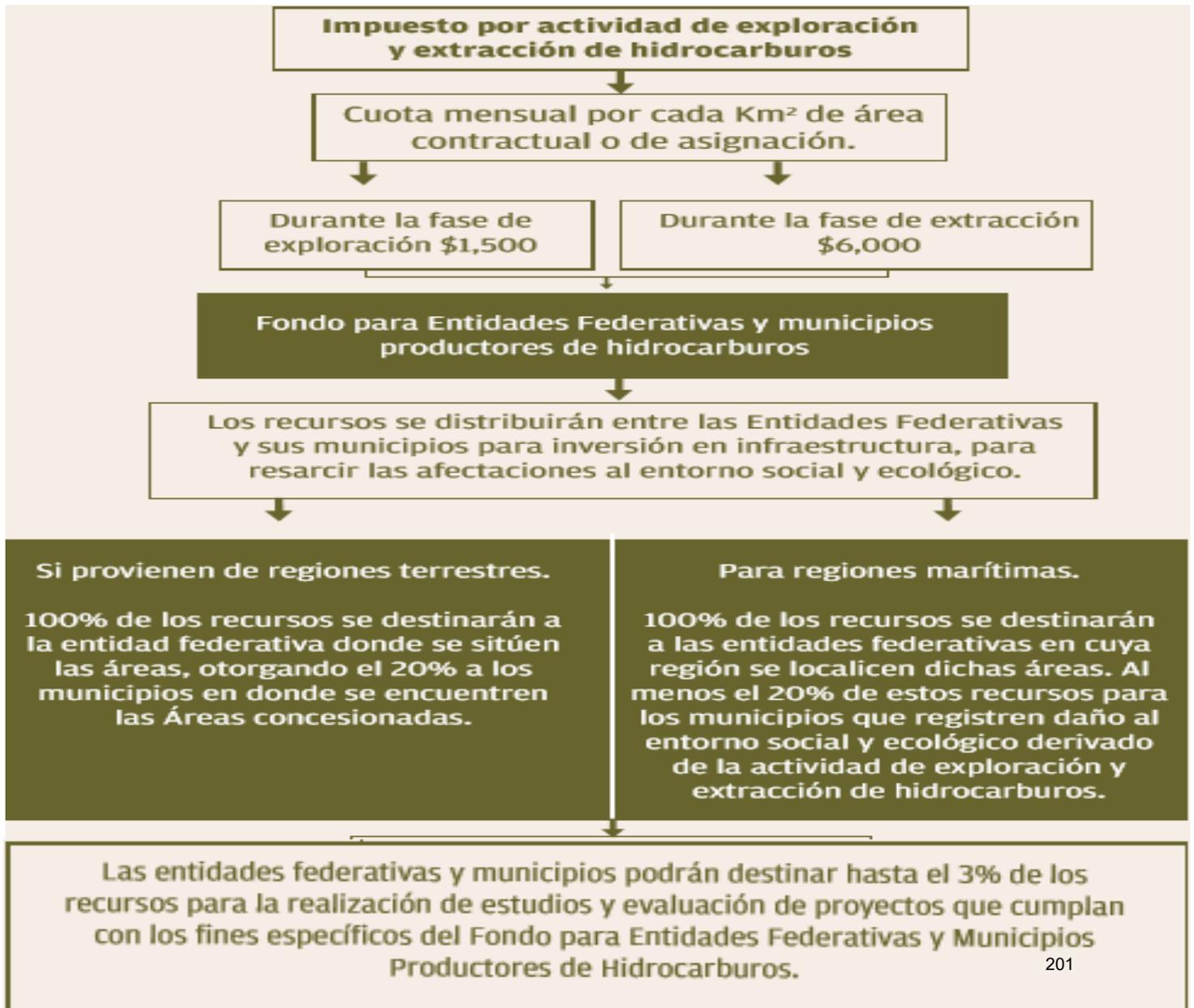


Estados y Municipios Petroleros



²⁰⁰ Idem.

En los siguientes esquemas se muestran las particularidades de este impuesto para las áreas de asignaciones terrestres y marítimas, además de su aplicación en las asignaciones y en los CEE.



* Originalmente, la cuota mensual para la fase de exploración era de 1,500 pesos y para la fase de extracción era de 6,000 pesos. En 2018, estas cantidades están

²⁰¹ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p. 18, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>

actualizadas. Para la fase de exploración, la cuota mensual es de 1,583.74 pesos, y durante la fase de extracción de 6,334.98 pesos.²⁰²

<p>CONTRATOS DE LICENCIA</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Impuesto sobre la Renta → Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos → Cuota Contractual → Regalía → Bono de Firma → Contraprestación
<p>CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA Y DE UTILIDAD COMPARTIDA</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Impuesto sobre la Renta → Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos → Cuota Contractual → Regalía → Contraprestación
<p>CONTRATOS DE SERVICIOS</p>	<ul style="list-style-type: none"> → Impuesto sobre la Renta → Impuesto a la Actividad de Exploración y Extracción de Hidrocarburos → Contraprestación en efectivo

203

De lo observado, el pago del IAEEH opera tanto para asignatarios y contratistas, además de causarse en todo el *upstream* petrolero, es decir en las etapas de exploración y extracción de hidrocarburos.

²⁰² Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 55, frs. I y II, 2018, México.

²⁰³ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p .10, recuperado de recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>

3.3 Derechos

Los derechos en materia fiscal son contribuciones establecidas en ley por el uso o aprovechamiento del dominio público de la nación, así como por recibir servicios que presta el Estado en sus funciones de derecho público. En el sector petrolero aplica el pago de derechos para quienes exploren y extraigan hidrocarburos de los yacimientos propiedad del Estado mexicano.²⁰⁴

Son entendidos como los tributos establecidos en una norma jurídico-tributaria, cuyo hecho imponible es el uso o aprovechamiento de los bienes de dominio público de la nación, así como la recepción de servicios que presta el Estado en sus funciones de Derecho Público. Los derechos se caracterizan por existir una contraprestación concreta, un beneficio específico y deben estar establecidas en la ley.²⁰⁵

Anterior a la reforma energética de 2013, Pemex y sus organismos subsidiarios tenían un régimen fiscal particular para las actividades de *upstream* que efectuaban. Este régimen venía contemplado en la Ley Federal de Derechos, en su derogado capítulo XII de hidrocarburos; en el cual se contemplaban 9 derechos y 1 impuesto a los rendimientos petroleros a cargo de Pemex y sus organismos subsidiarios. Los mencionados derechos eran:

- Derecho ordinario sobre hidrocarburos (DOSH)
- Derecho para la investigación científica y tecnológica en materia de energía (DEIME)
- Derecho para la fiscalización petrolera (DEFIPE)
- Derecho para regular y supervisar la exploración y explotación de hidrocarburos (DRSEEH)
- Derecho sobre hidrocarburos para el fondo de estabilización (DHSFE)
- Derecho extraordinario sobre la exportación de petróleo crudo (DESEP)

²⁰⁴ Cfr. Carrasco Iriarte, Hugo, *op. cit.*, p. 82.

²⁰⁵ Cfr. Alvarado Esquivel, Miguel de Jesús (Coord.), *Manual de derecho tributario*, México, Porrúa, 2005, pp. 148 y 149.

- Derechos sobre extracción de hidrocarburos (DSEH)
- Derecho especial sobre hidrocarburos (DESH)
- Derecho adicional sobre hidrocarburos (DASH)²⁰⁶

Aunado a esto, Pemex estaba obligado al pago de IVA, ISR, impuestos al comercio exterior e impuestos locales.

Desde nuestra perspectiva, este sistema fiscal era excesivo para la entonces paraestatal, quien era la única acreditada para llevar a cabo todas las actividades petroleras en México, ya que prácticamente se veía obligado a pagar por cada actividad petrolera por insignificante que esta fuera, provocando que, si caía la exploración y desarrollo de hidrocarburos, Pemex agravara sus problemas financieros.

A raíz de la reforma de 2013, se originó un cambio de régimen fiscal para Pemex, en el cual se busca fijar un equilibrio entre las inversiones que realice y el pago de derechos por las actividades petroleras que lleve a cabo, así como una progresividad en la recaudación de recursos petroleros conforme incrementen las ganancias de estos recursos. Esto se logrará al reducir de 9 a 3 derechos, de los cuales esos tres gravan las actividades específicas del sector como lo son:

- 1.- La exploración,
- 2.- La extracción y
- 3.- La utilidad de los hidrocarburos.

Además, el actual esquema tributario ratifica la rectoría del Estado como propietario de los hidrocarburos y otorga estabilidad en los ingresos petroleros que reciba el Estado. A continuación, presentamos una tabla en la que se representan los principales elementos tributarios del actual esquema tributario para las actividades derivadas de la exploración y extracción de hidrocarburos.

²⁰⁶ Cfr. Ley Federal de Derechos, arts. 254-257 Séptimus, 2018, México.

CONTRIBUCIÓN	OBJETO	CAUSACIÓN	BASE	TASA	PERIODICIDAD DEL PAGO
Derecho por la Utilidad Compartida (DUC)	Extracción de hidrocarburos	Extracción	Valor de extracción menos deducciones	65%	Anualmente
Derecho de Extracción de Hidrocarburos (DEXTH)	Extracción de hidrocarburos	Extracción	Valor de extracción	Diferenciada por hidrocarburo y precios	Mensualmente
Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)	Exploración sin producción de hidrocarburos	Exploración	Km2	Hasta 60 meses \$1,214.21 por km2	Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)
Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)	Exploración sin producción de hidrocarburos	Exploración	Km2	Hasta 60 meses \$1,214.21 por km2	Derecho de Exploración de Hidrocarburos (DEXPH)
Impuesto Sobre la Renta (ISR)	Renta	Ingresos	Ingresos menos deducciones	30%	Anualmente

207

De la tabla anterior, se ve reflejado un esquema tributario claro y concreto, puesto que el cobro de derechos e impuestos es proporcional a los gastos de inversión de Pemex para el desarrollo de hidrocarburos en México.

3.3.1 Derecho de Exploración de Hidrocarburos

En este derecho el sujeto obligado es el asignatario, el objeto la exploración de hidrocarburos. En el esquema se resaltan los periodos, cantidades y extensión del área asignada para el pago de este derecho.

²⁰⁷ Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, arts. 39, 44, 45 y 55, 2018, México.



208

* Las cuotas actualizadas son las siguientes:

Durante los primeros 60 meses de vigencia de la asignación, la cantidad a pagar es de 1,214.21 pesos por kilómetro cuadrado.

A partir del mes 61 de vigencia de la Asignación y en adelante, la cantidad a pagar es de 2,903.54 pesos por kilómetro cuadrado.

Se aprecia una disminución para el periodo de 60 meses y un incremento para el periodo del mes 61 respecto a las cifras mostradas en el esquema. Lo anterior consideramos se ajustó para incentivar la búsqueda de nuevos yacimientos al cobrar menos por el inicio de las actividades exploratorias; y al pasar los 60 meses ya poder cobrar una mayor cantidad de este derecho para el lapso del mes 61 en adelante, asumiendo que las búsquedas de nuevos yacimientos resulten óptimas y se obtengan más ingresos derivados de este derecho. Es importante recalcar que este derecho es exclusivo de actividades exploratorias, en las que no se realiza producción alguna de hidrocarburos.

²⁰⁸ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op cit.*, p. 5, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>

3.3.2 Derecho de Extracción de Hidrocarburos

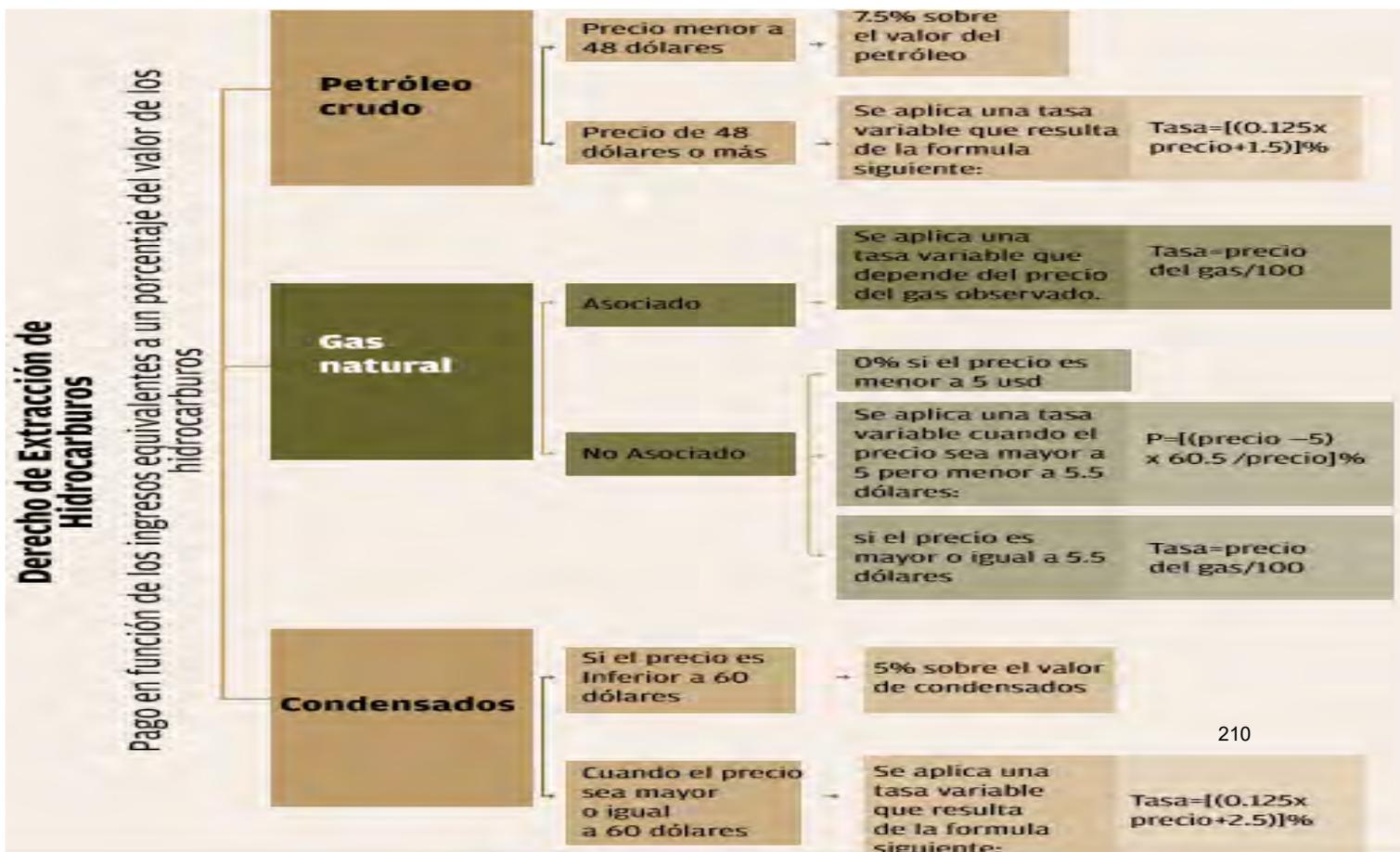
Los derechos de extracción en la mayoría de los países donde se realizan actividades petroleras están basados en las ganancias, rentas de la producción de hidrocarburos, o una mezcla de las anteriores. En México, el cobro de este derecho se encuentra diferenciada por el tipo de hidrocarburo y el precio del mismo, es decir, que las tasas se determinarán empleando los precios de los hidrocarburos en dólares por unidad, según el hidrocarburo que se produzca. Los hidrocarburos considerados para este derecho en la LISH son: el petróleo, el gas natural y los condensados.

Al valor del petróleo, se le aplicarán dos tasas distintas: 1.- cuando el precio del petróleo sea inferior a 48 dólares por barril, 2.- cuando el precio del petróleo sea igual o mayor a 48 dólares por barril:

Al valor del gas natural, se le aplicarán dos tasas diferentes: 1.- cuando se trate de gas natural asociado, 2.- cuando se trate de gas natural no asociado. El precio del gas natural no asociado se aplicará bajo tres supuestos: 2.1- cuando sea menor o igual a 5 dólares por millón de BTU, 2.2- cuando el precio del gas natural sea mayor a 5 y menor a 5.5 dólares por millón de BTU y 2.3- cuando el precio del gas natural sea igual o mayor a 5.5 dólares por millón de BTU.

Al valor de los condensados se le aplicará dos tasas desemejantes: 1.- cuando el precio de los condensados sea inferior a 60 dólares por Barril, y 2.- cuando el precio de los condensados sea mayor o igual a 60 dólares por Barril. Para la determinación de las diversas tasas de este derecho, se deben considerar los efectos de las variaciones en el Índice de Precios al Productor de los Estados Unidos de América.²⁰⁹ En el siguiente esquema, se desarrollan los porcentajes de las tasas aplicables a cada tipo de hidrocarburo y al precio de los mismos.

²⁰⁹ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 44, 2018, México.



Del esquema anterior, se refleja que cada hidrocarburo genera un precio distinto en la industria petrolera; este valor a su vez determina una tasa específica para gravar un determinado precio que se estipula en dólares norteamericanos dependiendo del hidrocarburo de que se trate.

3.3.3 Derecho por la Utilidad Compartida

En este derecho el sujeto obligado es el asignatario, el objeto la extracción de hidrocarburos. Se determina aplicando una tasa a la diferencia que resulte de disminuir al valor de los hidrocarburos extraídos las deducciones permitidas en la LISH. La tasa aplicable es del 65%, cabe mencionar que, en las disposiciones transitorias de la LISH, se prevén distintas tasas para los ejercicios fiscales de 2015

²¹⁰ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p. 6, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>

a 2018, las cuales han ido disminuyendo en cada ejercicio fiscal, a manera de ejemplo de lo anterior, en 2015 la tasa fue de 70.00%, 2016 de 68.75%, 2017 de 67.50%, en 2018 de 66.25% hasta llegar a 65%.²¹¹

Para la determinación de la base del DUC, destacan los siguientes conceptos que pueden ser deducibles:

- El 100% del monto original de las inversiones realizadas para la Exploración, recuperación secundaria y el mantenimiento no capitalizable, en el ejercicio en el que se efectúen.
- El 25% del monto original de las inversiones realizadas para el desarrollo y extracción de yacimientos de Petróleo o Gas Natural, en cada ejercicio.
- El 10% del monto original de las inversiones realizadas en infraestructura de Almacenamiento y transporte indispensable para la ejecución de las actividades al amparo de la Asignación, como oleoductos, gasoductos, terminales o tanques de Almacenamiento, en cada ejercicio.²¹²

De lo anterior consideramos propicio que la LISH establezca deducciones de diferente porcentaje, debido a que esto permite el invertir más en la producción de hidrocarburos, sin crear un desequilibrio en la percepción de este derecho a favor del Estado; además permite que los asignatarios puedan cubrir el pago de este derecho sin que esto los forcé a comprometer su estabilidad financiera en el desarrollo de las áreas asignadas.

Asimismo, la LISH determina que otros costos y gastos no son deducibles del DUC; como: los costos financieros, los costos por: negligencia; fraude del asignatario; legales por temas de arbitraje, entre otros.

Para esclarecer lo anterior, mostramos los siguientes esquemas para la determinación del DUC y sus características principales.

²¹¹ Cfr. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 2 transitorio fr. VIII, 2018, México.

²¹² *Ibidem.*, arts. 39 y 40.

DETERMINACIÓN DEL DUC

Valor de hidrocarburos extraídos	60,000,000
	
Deducciones permitidas en la LISH	20,000,000
Bases para pago	40,000,000
	
Tasa 65%	65%
	
Derecho por la Utilidad Compartida	\$ 26,000,000

Del esquema anterior se entiende que para determinar el DUC es necesario que al valor de los hidrocarburos se deben restar las deducciones permitidas en la LISH, y al resultado de esto, multiplicar la tasa establecida en la LISH, que en 2018 es del 66.25%.



213

De lo anterior, se enuncian los conceptos y montos que pueden ser deducibles de este derecho. Así como la tasa que le aplica al mismo para su determinación.

²¹³ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p. 7 recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf> y Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, art. 40, 2018, México.

3.4 Dividendo Estatal

El dividendo estatal consiste en el pago que cualquier empresa hace a sus accionistas, en el caso de las EPE ese pago lo hacen al Estado mexicano. Recordemos que es propiedad de la Nación el recurso del subsuelo.²¹⁴

Así, el dividendo estatal es propuesto anualmente por la SHCP con base en la situación financiera de Pemex y sus planes de negocios a cinco años. Dicha propuesta se incluye en el proyecto de ley de ingresos. El monto mínimo sería 30% de los ingresos después del pago de impuestos a partir de 2016. Se reduciría linealmente a 15% en 2021 y a 0% en 2026. A partir de 2027 desaparece el monto mínimo.²¹⁵

En 2015, 2016 se le condonó a Pemex el pago de un dividendo estatal, el FMP emitió una opinión favorable para que la EPE obtuviera esta misma condonación en 2017, a petición de la SHCP. Esta propuesta eximió el pago de una carga fiscal que asciende al 30 por ciento de los ingresos de Pemex. La decisión de establecer un dividendo estatal de cero pesos respondió al compromiso del Gobierno Federal por apoyar a Pemex. Tomando en cuenta la flexibilidad adicional que la reforma energética le otorga a Pemex para aumentar la rentabilidad de sus proyectos de inversión, y considerando el entorno desfavorable observado en los precios internacionales de la mezcla mexicana de petróleo y la plataforma de producción de crudo.²¹⁶

Cabe señalar que, el comité técnico del FMP volvió a emitir una opinión favorable para eximir a Pemex y a sus subsidiarias del pago de dividendo estatal en 2018.

²¹⁴ Cfr. García Karol y Morales Yolanda, (4 de septiembre de 2015), *Pemex no pagará en el 2016 dividendo estatal*, recuperado de <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Pemex-no-pagara-en-el-2016-dividendo-estatal-20150904-0087.html>

²¹⁵ Cfr. Lajous, Adrián, *op. cit.*, recuperado de <https://nexos.com.mx/?p=18928>

²¹⁶ Cfr. Barboza, César, (18 de agosto de 2016), *Condonarán nuevamente dividendo a Pemex en 2017*, recuperado de <http://www.milenio.com/negocios/condonaran-nuevamente-dividendo-a-pemex-en-2017>

Esta opinión de exención fue originada por la SHCP y para elaborar la propuesta, se tomó en consideración la siguiente información proporcionada por Pemex:

1. La situación financiera de Pemex en el 2016, primer trimestre del 2017 y el estimado al cierre del 2017.
2. Los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento para la cartera de proyectos en exploración y producción de hidrocarburos, así como un análisis sobre su rentabilidad.
3. Los planes, opciones y perspectivas de inversión y financiamiento para la cartera de proyectos en exploración y producción de hidrocarburos, así como un análisis sobre su rentabilidad.
4. Estados Financieros Proforma 2018-2023.

Aunado a esto, diversas calificadoras consideraron que no se anticipan beneficios en el largo plazo por la reforma energética, mientras los fondos de dividendos estatales en lugar de ser reinvertidos en activos rentables, tengan que dirigirse al pago de obligaciones tributarias.

La demanda del cobro de los dividendos estatales en forma de impuestos, pago de derechos y regalías, forzará a Pemex indefinidamente a seguir endeudándose, mientras esta EPE no enderece sus ganancias y establezca todos sus proyectos petroleros. Por ende, en tanto no rindan frutos las actividades petroleras de Pemex, será muy complicado forzar a esta al pago del dividendo estatal los próximos años.²¹⁷

Con base en lo anterior, determinamos que es difícil que se efectúe el pago del dividendo estatal, debido a que la situación financiera de Pemex; a pesar de que progresivamente cada año se aminoren los desvíos. Concluimos que el dividendo debe ser cobrado cuando Pemex alcance un superávit importante en sus finanzas

²¹⁷ Cfr. Morales, Yolanda, (20 de agosto de 2017), *Proponen eximir a Pemex del pago de dividendo en el 2018*, recuperado de <https://www.economista.com.mx/economia/Proponen-eximir-a-Pemex-del-pago-de-dividendo-en-el-2018-20170820-0030.html>

para que se logre otro ingreso adicional al Estado sin que se dañe la estructura financiera de Pemex y por ende de México.

En el siguiente esquema, se detallan los factores a considerar en la determinación del pago del dividendo estatal de Pemex al Estado mexicano.



Del esquema anterior, se aprecia que existen diversos factores a considerar para que la SHCP determine el monto del dividendo estatal a pagar por parte de Pemex

²¹⁸ Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *op. cit.*, p. 9, recuperado de <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>

al Estado. Por lo que, consideramos que en la actualidad, el pago del dividendo es excesivo en el sistema tributario-petrolero, ya que esto merma las finanzas internas de Pemex, quien ya se encuentra obligado al pago de derechos y/o impuestos por las actividades petroleras que realiza.

3.5 Facultades de Fiscalización para el SAT

Para que un Estado cuente con una captación eficiente de recursos derivados de los hidrocarburos, es indispensable tener una autoridad tributaria eficaz, que sepa recaudar en favor del Estado los impuestos especiales en materia petrolera, establecer los supuestos y límites de deducciones por actividades petroleras; así como determinar procedimientos especiales para la declaración de impuestos por parte de las empresas petroleras.

En virtud de esto, la tarea principal de la autoridad tributaria es asegurarse que los impuestos se paguen y calculen de acuerdo con la legislación tributaria aplicada a las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos; haciéndolo de forma clara y transparente lo anterior, tratando de evitar la evasión del cumplimiento de las obligaciones fiscales por parte de las compañías petroleras. Por ende, se requiere que la autoridad tributaria cuente con todas las facultades fiscales, incluidas las de fiscalización para cumplir las expectativas fiscales de Estado, logrando captar la mayor cantidad de recursos derivados de las actividades petroleras, por medio de impuestos y derechos.

En México la autoridad especializada de recaudar estos ingresos petroleros es el SAT. El SAT surgió el 1 de julio de 1997 como un órgano desconcentrado de la SHCP, con carácter de autoridad fiscal con atribuciones y facultades vinculadas con la determinación y recaudación de las contribuciones federales que hasta entonces había ejercido la Subsecretaría de ingresos. Desde entonces, el SAT tiene por objeto recaudar los impuestos federales y otros conceptos destinados a cubrir los

gastos previstos en el Presupuesto de egresos de la Federación, para lo cual goza de autonomía técnica para dictar sus resoluciones.²¹⁹

“El SAT como autoridad fiscalizadora, cobrará todos los ingresos provenientes de las asignaciones”.²²⁰

Es vital el entender que la fiscalización en materia tributario-petrolera, es la acción por medio de la cual se evalúan y revisan las acciones de las empresas petroleras y en general de todos los participantes en las actividades petroleras; considerando que todos estos participantes del sector petrolero deben actuar con veracidad y correcto apego a la legislación tributaria vigente.

Por su importancia referimos los aspectos de la fiscalización:

- 1.- Motivar una acción, es decir, el hecho de hacer o ejecutar una serie de movimientos ejercicios o trabajos.
- 2.- Evaluar y revisar determinada documentación, información, bienes, derechos y obligaciones.
- 3.- Para materializar el punto anterior, la autoridad fiscalizadora debe efectuar visitas domiciliarias, requerir información de las personas a quienes está fiscalizando en las oficinas de la autoridad, o bien vía electrónica, entre otras.
- 4.- El actuar de la autoridad fiscalizadora deber ser con estricto apego a las disposiciones normativas que la facultan para llevar a cabo esas actividades fiscalizadoras.²²¹

Así, la fiscalización funge como una herramienta de control para evitar el actuar irregular o erróneo de los participantes de un sector económico en un Estado determinado. Por ello, las autoridades de fiscalización se ven obligadas a actuar de

²¹⁹ Cfr. Carrasco Iriarte, Hugo, *op. cit.*, pp. 188 y 189.

²²⁰ Ramírez, Sergio A., (1 de Julio de 2014), *El régimen fiscal de los contratos petroleros*, recuperado de <https://www.energiaadebate.com/el-regimen-fiscal-de-los-contratos-petroleros/>

²²¹ Cfr. Adam Adam, Alfredo y Becerril Lozada Guillermo, *La fiscalización en México*, México, UNAM, 1986, p. 7.

forma íntegra y coordinada, aplicando eficientemente los instrumentos normativos que les permitan llevar a cabo sus actividades fiscalizadoras sobre todo aquel participante que consideren o no que está incumpliendo, evadiendo o errando el desarrollo de sus actividades económicas o bien que no se encuentren en apego a la norma jurídica.²²²

En virtud de lo referido, las autoridades hacendarias en México, por medio del SAT, han diseñado toda una estrategia fiscalizadora, partiendo de una premisa de revisión; pues la recaudación será una consecuencia del resultado de la fiscalización. Por ello, las empresas participantes en el sector energético, se encuentran en manos de estas autoridades debido a la meticulosidad con la cual pretenden controlar a los contribuyentes de las actividades petroleras en México.²²³

Por lo que, a raíz de estas facultades fiscalizadoras, el SAT recaudó 8 mil 415 millones de pesos en 2017 por la recaudación derivada de actos de fiscalización a contribuyentes del sector de hidrocarburos que evadieron el pago de impuestos; este nivel es 94.5 por ciento mayor a lo alcanzado en 2016 y 6.5 veces más que lo fijado al inicio del año.²²⁴

Manifestamos que el actuar fiscalizador del SAT en el sector petrolero ha ido mejorando cada año, lo anterior debido a que adquirido mayor capacitación de su personal y entendimiento del sector, todo esto va a seguir contribuyendo a que el Estado reciba mayores ingresos, evitando las posibles prácticas de evasión fiscal por parte de las compañías petroleras.

²²² Cfr. Castrejón García, Gabino E, y Díaz Reyes, Irene, *Control, fiscalización y transparencia*, México, Editorial novum, s/a, pp. 86 y 87.

²²³ Cfr. Calva García, José Francisco, *Estrategias del SAT para fiscalizar más a los contribuyentes*, Colegio de contadores públicos de México, recuperado de https://www.ccpm.org.mx/avisos/22-28Estrategias_.pdf

²²⁴ Cfr. Zenyazen, Flores, (15 de febrero de 2018), *SAT fiscaliza a la industria petrolera*, recuperado de <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/sat-fiscaliza-a-industria-petrolera>

3.5.1 Competencia de la Administración General de Hidrocarburos del SAT

Bajo este contexto, el 24 de agosto de 2015, el SAT acordó la creación de la Administración General de Hidrocarburos (AGH), lo anterior tras la apertura del sector energético empresas privadas, situación prevista en la reforma energética de 2013.

La AGH cuenta con las facultades fiscalizadoras como auditorías, visitas domiciliarias y otras disposiciones con las que trabajará para vigilar el cumplimiento tributario de las empresas petroleras que participen en el sector petrolero en México. Cabe señalar que estas atribuciones entraron en vigor el 15 de noviembre de 2015.

La administración del SAT es la encargada de enviar a la Unidad de Inteligencia Financiera, perteneciente a la SHCP, toda la información de las empresas del sector petrolero, para así evitar posibles actos fiscales ilícitos por parte de los contribuyentes petroleros, como lavado de dinero u omisiones de las contribuciones.

Es importante referir que el SAT delegó a distintas administraciones centrales de la AGH fungir como autoridad competente en la aplicación de los acuerdos interinstitucionales en el ámbito internacional con cláusula fiscal, acuerdos, convenios o tratados fiscales o de intercambio de información fiscal, de los que México sea parte.

Así, el titular de la AGH, también tiene la facultad de dejar sin efectos sus propias resoluciones cuando se hayan emitido en contravención a las disposiciones fiscales y aduaneras, siempre que no se encuentren firmes, se haya interpuesto recurso de revocación en su contra y medie solicitud de la Administración General Jurídica en términos de los lineamientos que para tales efectos emita el Administrador General Jurídico.

A su vez, se delega en el Administrador Central de Apoyo Jurídico y Normatividad de Hidrocarburos la facultad de elaborar y difundir los lineamientos, directrices o procedimientos que rigen la operación de las unidades administrativas de la AGH.²²⁵

Entre otras atribuciones de la AGH destacan las siguientes:

- ❖ Elaborar, proponer, implementar y emitir los acuerdos, lineamientos y reglas de carácter general.
- ❖ Solicitar a los contribuyentes, responsables solidarios o terceros, datos, informes o documentos, para planear y programar actos de fiscalización.
- ❖ Informar a la autoridad competente, la cuantificación del perjuicio sufrido por el Fisco Federal por aquellos hechos que pudieren constituir delitos fiscales
- ❖ Ordenar y practicar visitas domiciliarias, auditorías, inspecciones, actos de vigilancia, verificaciones y demás actos que establezcan las disposiciones fiscales, la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, su Reglamento y demás disposiciones jurídicas aplicables.
- ❖ Llevar a cabo revisiones electrónicas a los contribuyentes, responsables solidarios o terceros con ellos relacionados.
- ❖ Ordenar y practicar visitas domiciliarias a los contribuyentes, a fin de verificar el cumplimiento de las obligaciones fiscales relacionadas con la expedición de comprobantes fiscales digitales por Internet, así como solicitar la exhibición de los comprobantes que amparen la legal posesión o propiedad de los bienes que enajenen, entre otras.

Así, la AGH se estructura de la siguiente manera: estará a cargo de un Administrador General, auxiliado en el ejercicio de sus facultades por los siguientes servidores públicos:

²²⁵ Cfr. Redacción T21 (2 de noviembre de 2016), *SAT otorga atribuciones a la administración general de hidrocarburos*, recuperado de <http://t21.com.mx/logistica/2016/11/02/sat-otorga-atribuciones-administracion-general-hidrocarburos>

1. Administrador Central de Planeación y Programación de Hidrocarburos: Cuenta con 5 administradores.

2.- Administrador Central de Verificación de Hidrocarburos: Cuenta con 5 administradores y cada uno a su vez tiene 4 subadministradores, dando un total de 20.

3.- Administrador Central de Fiscalización de Hidrocarburos: Cuenta con 5 administradores y cada uno a su vez tiene 4 subadministradores, dando un total de 20.

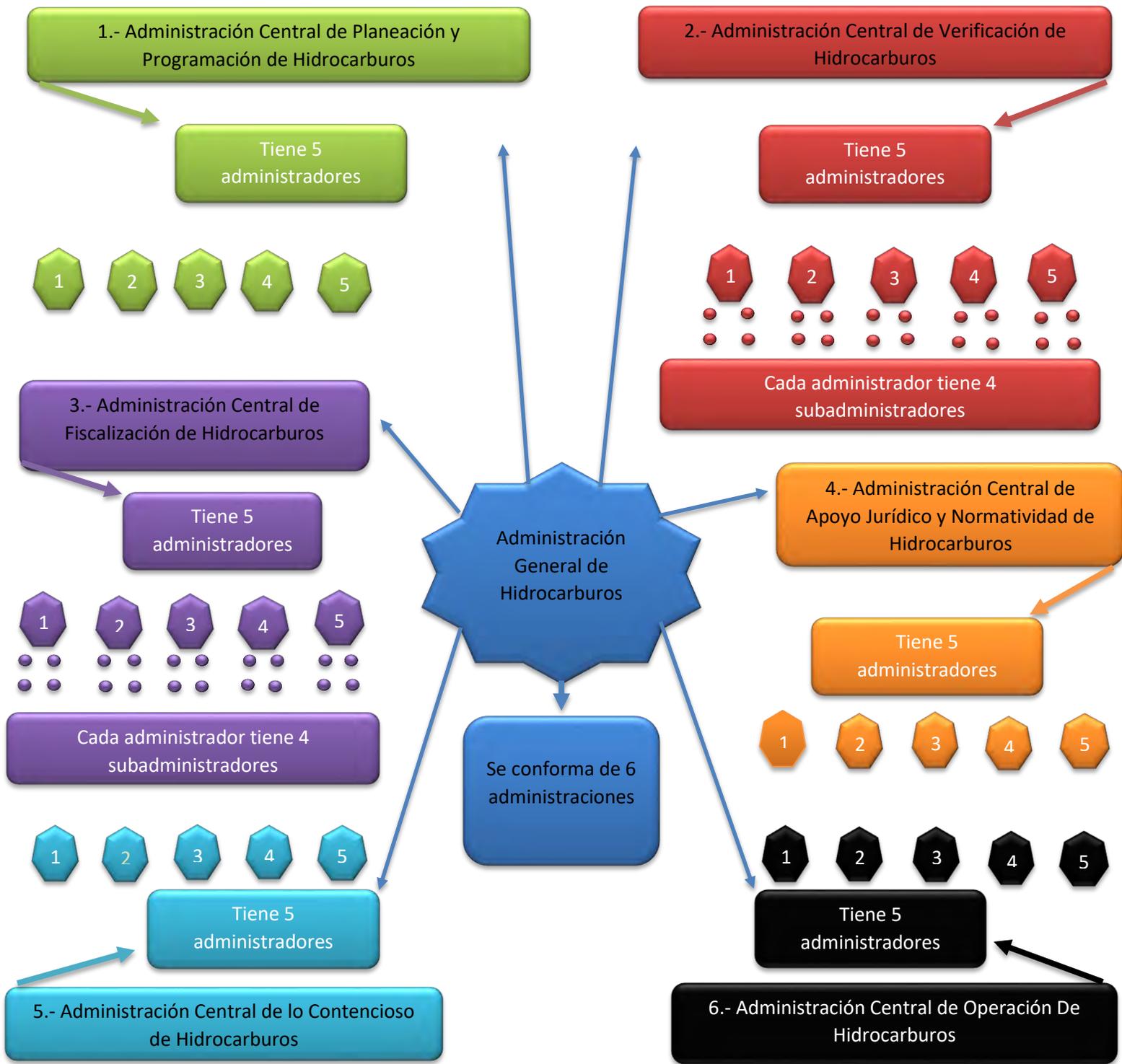
4.- Administrador Central de Apoyo Jurídico y Normatividad de Hidrocarburos: Cuenta con 5 administradores.

5.- Administrador Central de lo Contencioso de Hidrocarburos: Cuenta con 5 administradores.

6.- Administrador Central de Operación de Hidrocarburos:
Cuenta con 5 administradores.²²⁶

Con el siguiente esquema se detalla la conformación de la AGH dentro de la estructura interna del SAT.

²²⁶ Reglamento interior del SAT, arts. 30 y 31, 2018, México.



De lo anterior, apreciamos que la AGH es una administración especializada en fiscalizar los tributos procedentes del sector petrolero. Su organización cuenta con todos los elementos jurídicos para cumplir a cabalidad con todas sus atribuciones.

Consideramos que, ante la entrada en vigor del nuevo esquema tributario-energético en México, el SAT requería contar con un área enfocada exclusivamente en vigilar la correcta tributación de todas las compañías petroleras participantes incluida Pemex, en las actividades petroleras. La AGH tiene la obligación de ser un referente en la captación de los recursos petroleros. Lo anterior va a derivar en el aumento de ingresos derivados de los hidrocarburos, para que estos aporten a la Nación a su crecimiento económico.

CAPÍTULO IV. ESQUEMA TRIBUTARIO DE LOS HIDROCARBUROS EN OTROS PAÍSES

Los esquemas tributarios en materia de hidrocarburos a nivel global, conservan varias similitudes debido a que gravan el mismo recurso natural que se encuentra en muchas regiones del mundo. Por ende entre los países productores de hidrocarburos se compara el trato fiscal para fijar cada uno su esquema fiscal pero todos tienen diferencias marcadas de acuerdo a las características de contratación, tipos de impuesto y/o derechos, entre otros.

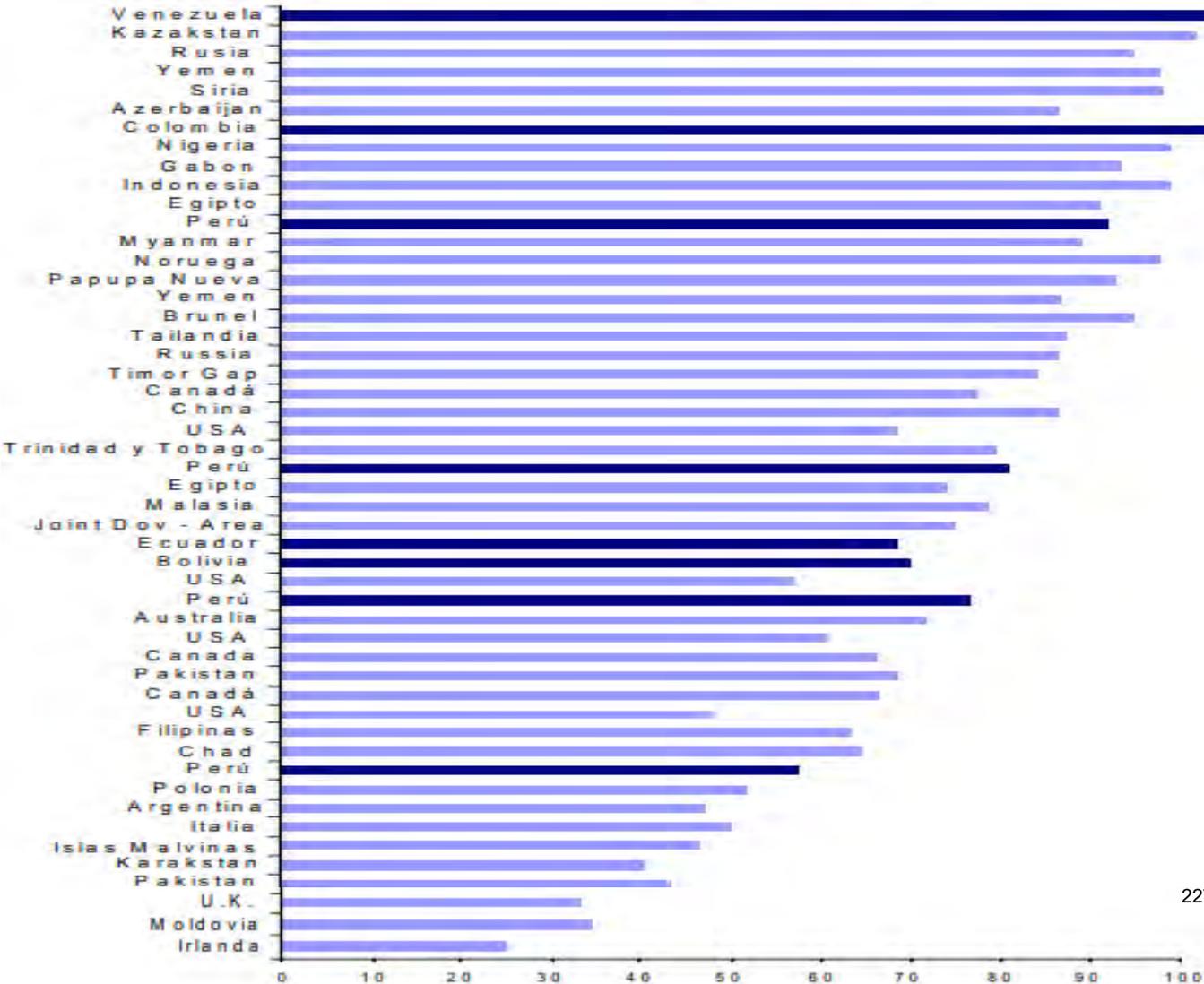
Para determinar la forma de captar los ingresos derivados de los hidrocarburos, es necesario contemplar los siguientes aspectos:

- 1.- Tipos de hidrocarburos que se producen en un territorio y la cantidad promedio de estos.
- 2.- Modelos de contratación petrolera empleados.
- 3.- Expectativa del número de compañías petroleras participantes en ese territorio
- 4.- Establecer si se cuenta o no con una compañía petrolera estatal y que condiciones económicas tendrá la misma en el desarrollo de sus actividades petroleras.
- 5.- Fijar el número de impuestos y derechos a cobrar, así como la tasa aplicable a cada uno, además de establecer que sujetos, actividades y acciones causan esos impuestos, derechos y establecer la época de pago de estos.
- 6.- Contar con una legislación fiscal sólida que contemple e integre la interacción de todos los factores anteriores.

En virtud de lo anterior, cada país determina el esquema tributario que quiere desarrollar en la captación de ingresos que el país puede recibir, por hidrocarburos.

En el mundo existe una gran variedad de regímenes fiscales y de contratación de los hidrocarburos. Sin embargo, existen generalidades y similitudes en los regímenes fiscales a nivel mundial. En este rubro, dominan los regímenes basados en producción compartida con 53% sobre los basados en concesiones. En todos los regímenes fiscales pertenecientes al sector de los hidrocarburos, cada Estado tiene una participación en las ganancias petroleras que se derivan del desarrollo de hidrocarburos en sus respectivos territorios, tal como se demuestra en la siguiente gráfica:

Participación del Estado en las Ganancias (Van Meurs)



227

²²⁷ Monaldi, Francisco, (2005), *Gobernabilidad y contratación en el sector hidrocarburos de la comunidad andina*, p. 32, recuperado de <https://www.caf.com/media/3271/F.Monaldi.pdf>

De la gráfica anterior, se denota que la mayoría de la participación estatal en los regímenes fiscales se da en los países latinoamericanos, debido a la idiosincrasia proteccionista que estos tienen sobre la propiedad y el desarrollo de sus hidrocarburos. Así, tenemos los siguientes esquemas:

En Colombia, se establece en su Estatuto Tributario, expresamente en las leyes 1607 de 2012 y 1819 de 2016, y el Decreto Único Reglamentario 1625 de 2016, para el caso de las personas jurídicas, plantean los impuestos aplicables a todas las empresas, sin discriminar el sector económico al que pertenece. En ese sentido, de acuerdo con esta normatividad en 2016, para las empresas de la industria extractiva se aplican los mismos impuestos nacionales que para empresas de cualquier otro sector económico.

Impuestos	Aplica a la industria
Impuesto de renta y complementarios	SÍ
Impuesto al patrimonio e impuesto a la riqueza	SÍ
Impuesto al valor agregado (IVA)	SÍ
Impuesto de timbre	SÍ
Impuesto nacional a la gasolina y al ACPM (Ley 1607 de 2012)	SÍ
Impuesto de renta para la equidad CREE ¹	SÍ
Impuesto nacional al carbono (ley 1819 de 2016)	SÍ

- De acuerdo con lo estipulado en la nueva reforma tributaria, el impuesto para la equidad CREE desapareció a partir del 2017.²²⁸

En Noruega, su sistema fiscal petrolero está basado en un régimen de concesiones. Según este sistema contractual las empresas poseen la titularidad del hidrocarburo extraído, asumiendo los riesgos y costos inherentes a su actividad. Adicionalmente, las empresas también mantienen la propiedad de los equipos utilizados en la exploración y producción. Los criterios de asignación utilizados por el Ministerio de Petróleo y Energía Noruego, se basan en:

²²⁸ Cfr. La Iniciativa de Transparencia de las Industrias Extractivas (EITI), (2016) *Marco legal y régimen fiscal*, Colombia, recuperado de <http://www.eiticolombia.gov.co/content/regimen-fiscal-nacional#inicio>

- 1.- competencia técnica,
- 2.- programa de trabajo, y
- 3.- capacidad financiera del solicitante.

Cabe señalar que las licencias de concesiones de exploración y producción son organizadas a través de *joint ventures* con participación estatal.²²⁹

En España, el régimen fiscal queda establecido en la Ley 8/2015, y ha introducido nuevos gravámenes a la actividad de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos, sin perjuicio de que las sociedades que se dedican a dicha actividad estén sujetas a otras normas de carácter horizontal como la Ley 27/2014, del Impuesto sobre Sociedades. En particular, se han introducido los siguientes gravámenes:

- Impuesto sobre el Valor de la Extracción de Gas, Petróleo y Condensados
- Nuevas escalas del Canon de Superficie:
- Tarifa tercera que afecta a la perforación de sondeos tanto en medio marino como terrestre.
- Tarifa cuarta que afecta a la adquisición de campañas sísmicas tanto en medio marino como terrestre.
- Creación de incentivos para las Comunidades Autónomas y entidades locales en los que se desarrollen actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos mediante un sistema de subvenciones que se adjudicarán para paliar los efectos que las citadas actividades puedan producir en los territorios que las soporten de modo directo y próximo.

²²⁹ Cfr. Monaldi, Francisco, *op. cit.*, p. 27, recuperado de <https://www.caf.com/media/3271/F.Monaldi.pdf>

- Pago del 1% del valor monetario de la extracción de hidrocarburos a los propietarios de los terrenos suprayacentes al yacimiento.²³⁰

Con base en lo anterior, determinamos que México tiene un esquema tributario-energético certero en comparación con los esquemas de otros países, ya que cuenta con una ley enfocada en regular exclusivamente los ingresos petroleros de CEE y de asignaciones, esto además de las normas fiscales que gravan las actividades no petroleras de cualquier compañía petrolera en el país. Esto da seguridad a las compañías petroleras para comprender el régimen fiscal de las actividades petroleras en México y que disposiciones jurídicas regulan al mismo.

4.1 Modelos de Contratación

Todos los países que realizan actividades petroleras de exploración y extracción de hidrocarburos, ejercen diversas modalidades de contratación petrolera para controlar la interacción entre las empresas petroleras y el Estado dueño de los hidrocarburos.

Históricamente se han creado distintos modelos de contratación petrolera desde las concesiones clásicas hasta contratos más nuevos como los de utilidad compartida. Actualmente no existe una clasificación exacta de los contratos petroleros, ya que hay autores que afirman que unos contratos se derivan de otros, hay quienes argumentan que las concesiones no son contratos y otros que manifiestan que no se puede limitar la contratación petrolera a determinados modelos contractuales.

En México sin embargo, existen cuatro tipos de contratos y son: los contratos de licencia, producción compartida, utilidad compartida y servicios. Sin embargo hay

²³⁰ Cfr. Secretaría de Estado de Energía, *Exploración y producción de hidrocarburos en España*, España, recuperado de <http://www.mincotur.gob.es/energia/petroleo/Exploracion/Paginas/Estadisticas.aspx>

otros modelos distintos a estos que operan en diversos países petroleros como las concesiones, los contratos de participación, de arrendamiento petrolero, entre otros.

Al respecto, es importante referir en qué consisten los contratos petroleros a nivel mundial que son distintos a los usados en México.

Por lo que iniciaremos con las concesiones clásicas que fueron el instrumento más común alrededor del mundo durante las primeras décadas del siglo XX. Mismos que son actos unilaterales de un determinado Estado para otorgar los derechos de exploración de gas y petróleo a un individuo o compañía petrolera a cambio de una regalía, cuyas características principales son el otorgamiento de derechos de desarrollo de hidrocarburos sobre un área determinada por un periodo de tiempo amplio, proporcionando a la compañía petrolera un vasto control sobre la calendarización y manera en que las reservas de hidrocarburos serán desarrolladas. Reservando pocos derechos sobre los hidrocarburos al Estado otorgante de la concesión clásica, como el derecho a recibir un pago basado en la producción petrolera.

Este contrato operó mucho tiempo en varios países de Latinoamérica, en México e incluso en Asia. Actualmente su uso es poco práctico ya que la mayoría de los países opta por conservar la totalidad o gran parte del control sobre sus hidrocarburos.

- Concesiones Contractuales, son las modernas, convenidas bajo el modelo de contratos administrativos. En estas concesiones se estipula el otorgamiento del derecho que confiere un Estado a una compañía petrolera para desarrollar el gas y petróleo en una determinada área geográfica dentro de un periodo específico a cambio del pago de regalías, bonos, renta anual y/o impuestos. Además en este esquema de contratación, se obliga a la empresa concesionaria a seguir con un plan de trabajo mínimo y un calendario de inversión. En los sistemas concesionarios, las compañías petroleras compran los derechos de extraer y vender los recursos minerales. El dueño de los hidrocarburos, en la mayoría de los casos el Estado, posee

los recursos y transfiere la propiedad de los mismos en la cabeza de pozo (una vez producidos en superficie). La compañía petrolera con la concesión recibe todos los ingresos de las ventas y es responsable del pago de los bonos, regalías e impuestos.

Las concesiones contractuales son empleadas principalmente en U.S.A. y en la mayoría de los países del norte de África, así como en algunos países de medio oriente como Emiratos Árabes Unidos.

Sin embargo a diferencia de las concesiones clásicas, las concesiones contractuales implementan más obligaciones para las compañías petroleras concesionarias y el Estado no brinda tantos derechos de soberanía de sus hidrocarburos a estas; además de que el Estado recibe mayores ingresos económicos por el desarrollo de las actividades petroleras en las áreas que concesionó.

- Contratos de Participación, estos se crearon en los años cincuenta, también son conocidos como contratos de asociación; esta modalidad petrolera implica la creación de una coinversión entre el Estado propietario de los hidrocarburos y la compañía petrolera transnacional. En las coinversiones de capital, la propiedad de los hidrocarburos tiende a ser compartida entre el Estado y la compañía petrolera. En las coinversiones contractuales, la relación jurídica entre las partes se encuentra regulada por un contrato de asociación. Estos contratos contienen un programa que marca la directriz del proyecto petrolero, así como obligaciones financieras y la fórmula de participación, en esta fórmula se incluyen el número de pozos, producción anual y acumulativa, reservas estimadas, hidrocarburos permisibles y potencial absoluto, así como la superficie productiva en acres. Actualmente estos contratos son empleados en países como Venezuela, Colombia, Cuba y Brasil.²³¹

²³¹ Cfr. Nava Vázquez, César, Capítulo IV. *El marco legal de la contratación petrolera en Latinoamérica*, en de Rosenzweig Mendialdua, Francisco y Lozano Diez, José Antonio (coords.), *La reforma petrolera el paso necesario*, México, Editorial Porrúa-Universidad Panamericana, 2008, pp. 168, 169 y 171.

- El contrato de arrendamiento de petróleo y gas, es una institución jurídica típica de la industria petrolera estadounidense, mediante la cual el arrendador (propietario del subsuelo o de sus derechos) otorga al arrendatario (la compañía petrolera) los derechos exclusivos de explorar, producir y comercializar el petróleo y el gas que encuentre durante cierto tiempo, a cambio del pago del precio (primas y regalías).

Este contrato fue diseñado inicialmente para regular las relaciones jurídicas y económicas entre actores privados con motivo de la exploración y producción de petróleo y gas natural en terrenos de propiedad privada en EUA, se extendió luego, con variantes, a la tierra de propiedad pública, cuando se promulgó la ley federal de arrendamientos de tierras mineras en 1920.²³²

A continuación, en la tabla identificaremos, las características y las contrastaremos con los modelos de contratación utilizados a nivel mundial.

CARACTERÍSTICAS DE LOS CONTRATOS PETROLEROS A NIVEL MUNDIAL			
Tipo de contrato	Transferencia de derecho sobre los hidrocarburos	Control estatal	Riesgo para las compañías petroleras
Concesiones Clásicas	Sí	Moderado	Sí
Concesiones Contractuales	Sí	Alto	Sí
Licencias	Sí	Alto	Sí
Contratos de Producción Compartida	Sí	Moderado	Sí
Contratos de Participación	Sí	Moderado	Sí
Contratos de Servicios	No	Moderado	No

²³² Cfr. Encyclopédie de l'énergie, (2015), *Contratos de exploración y producción de petróleo: los contratos de arrendamiento de petróleo y gas*, recuperado de <http://encyclopedie-energie.org/articles/contratos-de-exploraci%C3%B3n-y-producci%C3%B3n-de-petr%C3%B3leo-los-contratos-de-arrendamiento-de>

De lo anterior, se entiende que la mayoría de los modelos de contratación otorgan derechos a las compañías que desarrollan los hidrocarburos en un Estado determinado, además de que ese Estado mantiene un vasto control de sus hidrocarburos y en la mayoría de los contratos deja a las compañías petroleras como responsables del riesgo petrolero.

En los siguientes mapas, referiremos los principales modelos de contratación petrolera usados por regiones a nivel mundial, y que modelo de contratación generan los países.

PAÍSES QUE UTILIZAN EL ESQUEMA DE CONCESIONES PETROLERAS



²³³ Cfr. Nava Vázquez, César, *op. cit.*, p. 173.

El esquema de concesiones es utilizado con mayor frecuencia en determinados países de América como U.S.A. y Canadá, siendo el primero donde su uso se remonta a más de medio siglo. Asimismo en muchos países de Europa y Oceanía se mantiene como la mayor forma de contratación petrolera.

PAÍSES QUE EMPLEAN LOS CONTRATOS DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA



Del mapa anterior, se identifica que el contrato de producción compartida, es el más usado a nivel mundial, por las características de aminorar el riesgo de las actividades de *upstream*, así como de compartir lo producido en determinados yacimientos. En el continente americano, Centroamérica y el Caribe ocupan este modelo, incluido México derivado de su reforma energética; a pesar de que en el mapa no esté incluido. Así como gran parte de los países del continente africano y del continente asiático usan este modelo de contratación petrolera.

PAÍSES QUE CONTEMPLAN EN SU LEGISLACIÓN ENERGÉTICA EL CONTRATO DE SERVIOS



De lo anterior, observamos que el contrato de servicios es el de menor uso en la industria petrolera, como ejemplo de esto, se tiene que en la actividad práctica en México, aun no se licita este tipo de contratos, no obstante que se encuentra establecido en la legislación mexicana.

²³⁴ Orantes López, Rodrigo, (2017), *Evaluación económica de proyectos de Ciencias de la Tierra 2017*, pp. 169, 170, 181 y 210, recuperado de <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>

PAÍSES QUE USAN EL CONTRATO DE LICENCIA EN EL DESARROLLO DE ACTIVIDADES DE UPSTREAM



De este mapa, apreciamos que este modelo de contratación cobra mayor auge en gran parte de Oceanía, así como en toda Norteamérica al igual que en gran parte de los países de Sudamérica. En Europa destaca el caso de Reino Unido, Noruega, Rusia y Bulgaria. En África países como Argelia, Libia y Mauritania han optado por el uso de este esquema contractual. Por último Asia, es en el continente donde se emplea a menor escala esta modalidad de contratación.

De lo anterior, observamos que todos los países alrededor del mundo tienen diversos modelos de contratación petrolera insertos en sus ordenamientos jurídicos, cada país determina los modelos de contratación que empleará en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en función de las condiciones

²³⁵ Repsol, (2012), *Informe Anual 2012 Áreas de negocio · Upstream · Operaciones por países*, recuperado de <http://memorias.repsol.com/memoria2012/es/informeAnual/areasNegocio/upstream/operacionesPorPaíses.html>

geográficas de su territorio, características de sus yacimientos y proyectos económicos planeados por ese Estado.

Bajo este contexto, consideramos que en la reforma energética de 2013, se integraron los esquemas de contratación que se consideraron más eficientes para desarrollar de mejor manera los hidrocarburos en México.

En virtud de esto, existe una diversificación de modelos de contratación petroleros empleados en cada país y suscritos en diferentes partes del mundo. Es importante recalcar que debido a la complejidad para explorar y extraer hidrocarburos, los países no se limitan a ocupar un solo modelo de contratación petrolera, por ende emplean distintos e incluso realizan una mezcla de los mismos; con la finalidad de desarrollar de mejor manera su industria de hidrocarburos; de acuerdo con las características económicas, geográficas, petroleras, que tiene cada país alrededor del mundo.

4.1.1 Regulación

La normativa jurídica de los hidrocarburos ha ido cambiando paulatinamente debido a dos factores. El primero es la propiedad de los hidrocarburos, es decir, si el control de estos los tiene un Estado a través de sus empresas petroleras nacionales o el control lo tienen las empresas petroleras transnacionales. El segundo es que cantidad de reservas existen y cuáles yacimientos pueden ser potenciales a llegar a ser reservas y que producción se puede esperar de estas.

En las últimas décadas, el sector petrolero internacional, se ha caracterizado por tener una competencia abierta entre países por las reservas remanentes que cada uno posee, obligando a estos países a proteger sus recursos de hidrocarburos a través de sus disposiciones jurídicas. Lo antes mencionado deriva del cambio de control que tenían las empresas petroleras transnacionales, de las reservas de hidrocarburos de los distintos países. Así, en los sesenta las compañías

internacionales controlaban el 75% de las reservas mundiales y el 80% de la producción de estas; en la última década controlan sólo el 6% de las reservas y el 24% de su producción. El resto de las reservas y la producción de las mismas se encuentran a cargo de las compañías petroleras estatales. Este cambio en la propiedad de los recursos de la industria petrolera mundial permite a los países que cuenten con mayores reservas, tener una ventaja estratégica en el sector, esto los obliga a regular el desarrollo de sus hidrocarburos de manera íntegra, donde coexista la participación de sus empresas petroleras estatales y de las petroleras extranjeras, las cuales invertirán en la producción de esos hidrocarburos.²³⁶

Todo lo referido nos permite afirmar que los marcos regulatorios existentes en América Latina son sustancialmente diferentes de otros, en específico del marco estadounidense. El punto de partida de esta diferencia es la propiedad del subsuelo. En toda América hispana y portuguesa, pertenece por herencia colonial al Estado. En cambio, en Estados Unidos la propiedad recae sobre los particulares, y además se producen marcadas diferencias entre los estados que conforman la Unión. Los propios Estados latinoamericanos tienen, en su regulación de hidrocarburos, importantes similitudes entre sí. En América destaca principalmente la legislación de Brasil, Bolivia, Colombia, y México.

En Bolivia, en el marco regulador de hidrocarburos destacan la Ley de Hidrocarburos 1689, la Ley de Capitalizaciones 1544 y la Ley de Hidrocarburos 3058. Las instituciones gubernamentales destacadas son: Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Bolivia (YPFB): Ente Estatal petrolero encargado de celebrar y administrar los contratos de riesgo compartido de exploración, explotación y comercialización de hidrocarburos. El Vice-Ministerio de Energía e Hidrocarburos: Organismo sectorial encargado de diseñar las políticas energéticas y la Superintendencia de Hidrocarburos: Es por tanto el ente Estatal que regula el *downstream*.

²³⁶ Cfr. Vargas Suárez, Rocío, Capítulo III, *La estrategia para aprobar la reforma energética en México*, en Ángeles Cornejo, O. Sarahí (coord. y comp.), *Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante*, México, t. 1, Cosmos editorial, 2011, p. 124.

Anexo a lo anterior, en 2005, el Congreso aprobó una nueva Ley de Hidrocarburos (Ley N° 3058). La nueva ley impone un impuesto adicional de 32% sobre la producción de los hidrocarburos (petróleo y gas) a boca de pozo, y conserva la misma tasa de regalías de 18% para nuevos proyectos. La ley obliga la conversión de los contratos existentes a los términos de esa nueva ley.

A lo que los operadores extranjeros amenazaron con llevar el litigio a arbitraje internacional.²³⁷ Sin embargo, con la promulgación de la nueva Constitución Política del Estado en 2009, se estableció que todas las empresas extranjeras que realicen actividades en la cadena productiva hidrocarburífera estarán sometidas a la soberanía, dependencia de las leyes y autoridades del Estado. Por ende no se reconoce en ningún caso tribunal ni jurisdicción extranjera y no pueden invocar situación excepcional alguna de arbitraje internacional, ni recurrir a reclamaciones diplomáticas.²³⁸

En Perú, desde el texto de su Constitución Política se desprende que los recursos del subsuelo, entre ellos el petróleo y el gas natural, son patrimonio de la nación y, en consecuencia de todos los peruanos. Su extracción se otorga mediante contratos celebrados con el Estado. Mismos que son celebrados entre PERUPETRO, en representación del Estado Peruano y la empresa petrolera, la cual deberá acreditar la capacidad para llevar a cabo las actividades de exploración y explotación o explotación de hidrocarburos, es decir contar con experiencia, tecnología, capacidad financiera y personal especializado.

PERUPETRO, es la empresa estatal de derecho privado del Sector Energía y Minas encargada de promover, negociar, celebrar y supervisar en su calidad de contratante, las actividades de exploración y extracción en el marco de los contratos

²³⁷ Cfr. Monaldi, Francisco, op. cit., pp. 39 y 40, recuperado de <https://www.caf.com/media/3271/F.Monaldi.pdf>

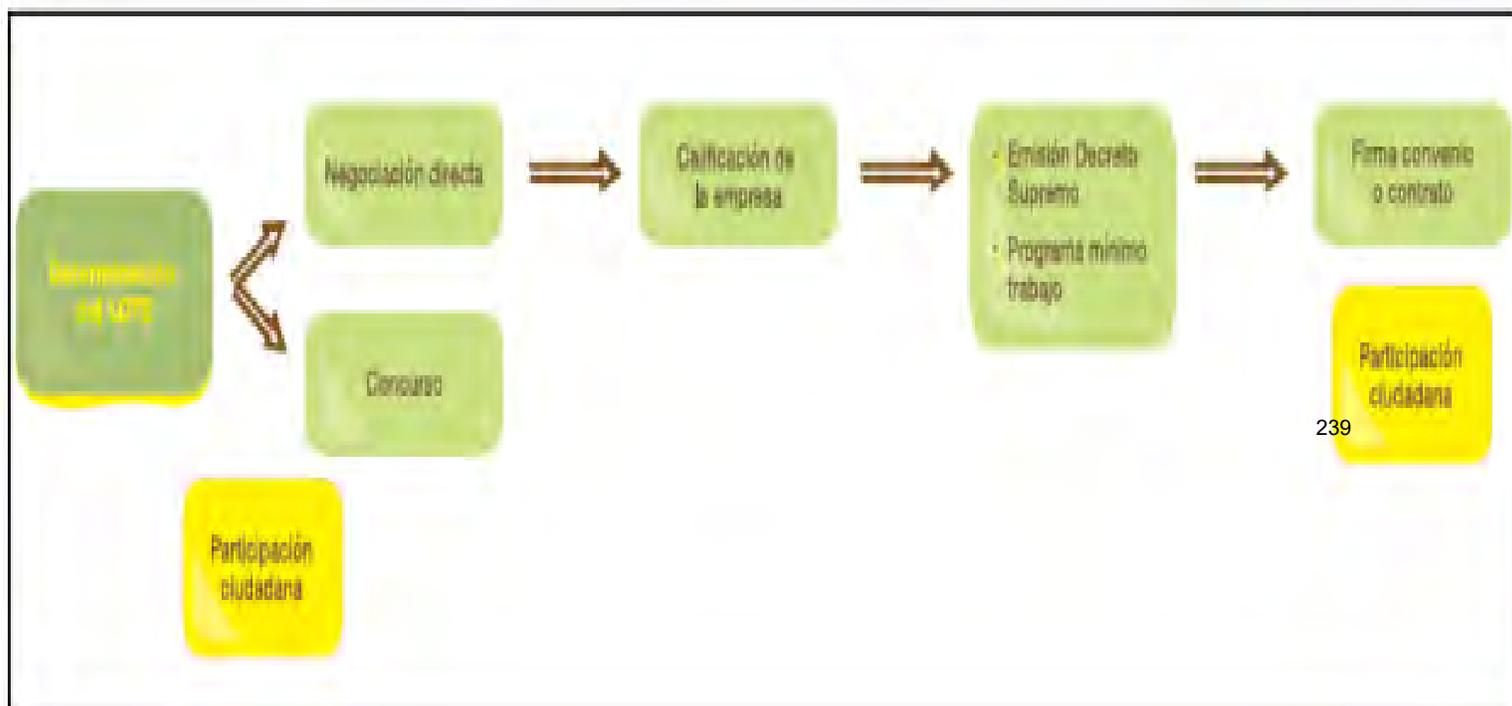
²³⁸ Cfr. Von Borries Antezana, Iver Lawrence, *El alcance de la prohibición constitucional al arbitraje internacional en materia de hidrocarburos en Bolivia*, p. 219, recuperado de <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/arbitrajepucp/article/download/10403/10853>

suscritos al amparo de la Ley No. 26221 o de los Decretos Leyes No 22774 y No. 22775.

En relación a las modalidades de celebración de los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos se establece que pueden ser:

- Por Negociación directa, cuando PERUPETRO y el contratista se ponen de acuerdo respecto a los términos que regirán la actividad que llevara a cabo el contratista.
- Por concurso, a través de procesos de selección iniciados desde el año 2007 y que ha implicado un incremento importante de contratación petrolera con mejores condiciones en cuanto a inversión en prospección como pago de regalías.

Para demostrar lo anterior, el siguiente diagrama resume el proceso de contratación petrolera en Perú.



²³⁹ Cfr. Ortiz Fonseca, Masiel, *Los contratos petroleros: aspectos básicos y generales de la contratación petrolera en el Perú*, pp. 2, 4, 6 y 7, recuperado de http://www.derecho.usmp.edu.pe/cedemin/revistaminasyderecho/edicion_3/seccion_opinion/Masiel_Ortiz_Fonseca.pdf

De lo anterior, es de resaltar que en su regulación petrolera, la participación ciudadana juega un rol importante para la celebración de contratos petroleros; ya que la ciudadanía interviene en el proceso para determinar la forma de contratación petrolera.

En Colombia en el 2003 se consolidó la reestructuración del sector de los hidrocarburos colombiano con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo, lo cual eventualmente, llevaría al país a convertirse en importador de crudo. Esta reestructuración contemplaba la decisión de hacer más competitiva a Ecopetrol al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

De esta forma, la ANH adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador de los recursos hidrocarburos y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo, es decir, que cuenta con más yacimientos descubiertos y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros.²⁴⁰

En torno a la legislación petrolera en Colombia, esta comprende la observancia y aplicación de la Ley de Hidrocarburos y complementariamente del manual de contratación administrativa de la ANH que consta de diversos reglamentos, circulares y acuerdos.²⁴¹

²⁴⁰ Cfr. Agencia Nacional de Hidrocarburos, recuperado de <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>

²⁴¹ Cfr. Agencia Nacional de Hidrocarburos, recuperado de <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Forms/AllItems.aspx>

En Brasil el órgano regulador de las actividades petroleras es la Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles (ANP), cuenta con una amplia legislación en todos los aspectos petroleros, destacando las siguientes disposiciones jurídicas:

- LEY N° 9.478 de 6/8/1997: Dispone sobre la política energética nacional, las actividades relativas al monopolio del petróleo, instituye el Consejo Nacional de Política Energética y la ANP.
- LEY N° 13.365 de 29/11/2016: Proporciona a Petrobras el derecho de preferencia para actuar como operador y poseer una participación mínima del 30% (treinta por ciento) en los consorcios formados para explotación de bloques licitados en el régimen de reparto de producción.
- DECRETO N° 9.041 de 2/5/2017: Dispone sobre el derecho de preferencia de PETROBRAS para que actúe como operadora en los consorcios formados para explotación y producción de bloques a ser contratados bajo el régimen de reparto de producción.²⁴²

En España, las actividades de exploración, investigación y explotación de hidrocarburos están reguladas por la actual Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos y el Reglamento sobre investigación y explotación de hidrocarburos, aprobado por Real Decreto 2362/1976, de 30 de julio, en aquello que no se oponga a la Ley. En particular el Título II de la Ley 34/1998, establece el régimen jurídico de:

- La autorización de exploración, la cual faculta a su titular para la realización de trabajos de exploración en áreas libres.
- El permiso de investigación, que faculta a su titular para investigar, en exclusiva, en la superficie otorgada la existencia de hidrocarburos y de almacenamientos subterráneos para los mismos, en las condiciones establecidas en la normativa vigente y en el plan de investigación previamente aprobado. El otorgamiento de un permiso de investigación

²⁴² Cfr. Agência Nacional do Petróleo, *Gás Natural e Biocombustíveis*, traducción, recuperado de <http://www.anp.gov.br/legislacao/rodadas-de-licitacoes>

confiere al titular el derecho, en exclusiva, a obtener concesiones de explotación, en cualquier momento del plazo de vigencia del permiso, sobre la misma área, previo cumplimiento de las condiciones exigibles.

- La concesión de explotación, faculta a su titular para realizar el aprovechamiento de los recursos descubiertos, bien por extracción de los hidrocarburos, bien por la utilización de las estructuras como almacenamiento subterráneo de cualquier tipo de aquéllos, así como proseguir los trabajos de investigación en el área otorgada.²⁴³

En Dinamarca, la evolución del marco regulatorio en los últimos 20 años se modificó drásticamente. Ya que de un dominio por parte de la empresa estatal Statoil que estaba organizada como operador y regulador avanzó hacia un esquema en que la empresa pasó a ser un operador con objetivos netamente comerciales y la regulación de Statoil quedó en manos de un ente regulador. Statoil sigue siendo muy influyente pero ahora se ve significativamente limitada por los dictados del regulador. Por otra parte la privatización parcial de Statoil ha ayudado a clarificar la separación de funciones. Los mercados bursátiles evalúan a la empresa y esta tiene que rendir cuentas a sus accionistas privados. Esto ha permitido que a su vez la empresa adquiera un enfoque menos local y se incline por realizar negocios inclusive en otras regiones, como Latinoamérica. El Norwegian Petroleum Directorate (NPD) es la agencia regulatoria estatal que reporta al Ministerio de Petróleo y Energía (MPE). El cuál tiene la finalidad de asegurar que las actividades de exploración y producción cumplan con lo estipulado en la legislación, con las instrucciones establecidas en la ley de concesión, y que las concesiones últimas, a su vez, estén de acuerdo con toda la normativa legal. El MPE representa los intereses del Estado noruego frente a las empresas petroleras, los prestadores de servicios de actividades aguas arriba, y las asociaciones encargadas de llevar a cabo las actividades costa afuera de exploración y producción. En este sentido, MPE dicta las políticas de la industria, administra el sistema regulatorio y legal, y

²⁴³ Cfr. Secretaría de Estado de Energía, *op. cit.*, recuperado de <http://www.mincotur.gob.es/energia/petroleo/Exploracion/Paginas/Estadisticas.aspx>

controla la Asamblea General de Statoil. Además el MPE cuenta con un Departamento de Petróleo y Gas, encargado de administrar las operaciones costa afuera en Noruega. Entre sus responsabilidades se encuentran, la colaboración y contacto con las empresas petroleras y sus principales proveedores.²⁴⁴

Actualmente la organización petrolera en México, es muy similar a la de Noruega, ya que cuentan con una compañía petrolera estatal (PEMEX), un órgano regulador petrolero (CNH) y una institución gubernamental que dirige la política energética (SENER).

En la comparación de la legislación e instituciones involucradas en el sector petrolero en los referidos países, se observa que México adquiere demasiadas similitudes con el resto de los países latinoamericanos; esto atiende a que estos países sufrieron anteriormente una transformación a sus respectivos sectores energéticos, donde México observo y tomo de ejemplo los cambios realizados por diversos Estados latinoamericanos para poder corregir y reestructurar su propio sector energético.

En México a raíz de la reforma de 2013, se creó una legislación especializada para el sector energético en México, debido a que hay una ley que regula la captación de recursos petroleros (LISH), una que establece la directriz de las actividades petroleras que se realizan en territorio mexicano (LH), otra que regula expresamente a los órganos reguladores en el sector (LORCME), entre otras; que se complementan entre sí para otorgar certeza jurídica a todas las actividades petroleras y participantes en el sector.

²⁴⁴ Cfr. Monaldi, Francisco, *op. cit.*, pp. 26 y 27, recuperado de <https://www.caf.com/media/3271/F.Monaldi.pdf>

4.1.2 Carga Tributaria

En la industria petrolera, la carga tributaria se compone por una variedad de tributos y en algunos casos participaciones contractuales del Estado; principalmente del pago de impuestos, bonos y regalías.

Bonos: Son contraprestaciones asumidas por la empresa operadora a favor del Gobierno, éstas se pagan normalmente en dinero, sin embargo en algunos casos consisten en equipos y/o tecnología. Se pueden mencionar dos tipos de bonos:

1.- A la firma: los cuales son pagados con la firma del contrato, una vez finalizada la negociación; y

2.- Bonos de producción: pagados en la etapa de producción, cuando ésta, para un período determinado ya sea a un mes, trimestre, entre otros.

Regalías: Son los pagos en dinero o en especie efectuados por la compañía petrolera operadora al Estado por el derecho a la extracción de los hidrocarburos. Las regalías son calculadas sobre los ingresos brutos o lo que es equivalente como un porcentaje de la producción. En algunos casos la regalía es fácil de cobrar y es más estable que los impuestos a las ganancias. Sin embargo, las regalías generan importantes distorsiones al requerir pagos aun cuando no hay ganancias.²⁴⁵

Asimismo, la carga tributaria en la industria petrolera, emplea el cobro de impuestos especiales a la exploración y extracción de hidrocarburos, así como a los rendimientos o utilidades que se desprenden de los mismos.

En los últimos años, la carga tributaria en los países de América Latina ha incrementado, debido a que la mayoría modificó y actualizó en décadas recientes sus respectivos sectores energéticos y con ello los esquemas tributarios que aplicaban a ese sector. Los ingresos obtenidos de la explotación de productos hidrocarburos aumentaron 7,2 puntos porcentuales del PIB en Ecuador, 4,5 en

²⁴⁵ Cfr. Monaldi, Francisco, *op. cit.*, p. 18, recuperado de <https://www.caf.com/media/3271/F.Monaldi.pdf>

Bolivia, 3 en Argentina, 2,9 en Chile, 2,2 en Colombia y 1,4 en México y Perú. Solamente en Venezuela se redujo 0,4, aunque junto con los demás exportadores de hidrocarburos continuó exhibiendo una alta dependencia fiscal de los recursos naturales no renovables al representar más del 30% de ingresos fiscales totales en estos países (Bolivia, Ecuador y México). Otros países de la región con un menor grado de dependencia fiscal de estos recursos (representando alrededor del 10% y el 20% del total de ingresos) incluyen a Chile, Colombia y Perú, además de Argentina.

País	Ingresos fiscales provenientes de la explotación de materia prima (% del total)
Argentina	13,6
Bolivia	29,9
Chile	17,3
Colombia	16,2
Ecuador	34,5
México	32,5
Perú	9,3
Venezuela	39,2

246

De lo anterior, se desprende que las modificaciones estructurales que realizaron la mayoría de los países latinoamericanos, les permitió percibir más ingresos derivados de sus recursos naturales, incluidos los hidrocarburos.

²⁴⁶ Cfr. Rebossio, Alejandro, (8 de marzo de 2013), *Los países latinoamericanos donde se pagan más y menos impuestos*, recuperado de <http://blogs.elpais.com/eco-americano/2013/03/los-pa%C3%ADses-latinoamericanos-donde-se-pagan-m%C3%A1s-y-menos-impuestos.html>

4.2 Índices de Producción y Rendimientos

En la industria petrolera, en específico en el *upstream*. La producción de hidrocarburos se genera como resultado del desarrollo de yacimientos terrestres o marítimos en zonas o áreas convencionales y no convencionales; los rendimientos de la producción petrolera, indican la ganancia que se origina a raíz de los medios económicos, petroleros, legales, entre otros; empleados en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos y el resultado que se consigue de lo anterior deriva en ganancias tanto para las compañías petroleras como para el Estado dueño de los hidrocarburos.

En Norteamérica, mientras que la producción de hidrocarburos aumentó en Canadá y E.U.A. mientras en México caía. En 2012 E.U.A la producción de crudo creció un 21%, mientras que en Canadá aumentó un 13% en 2013. Por su parte en México su producción cayó en 835 mbd reflejando una caída del 25%, principalmente por la decadencia de los campos maduros como Cantarell y Akal.²⁴⁷

En Europa Occidental, la producción de petrolíferos en 2014 disminuyó en casi un punto porcentual respecto a 2013. Lo que se explica en parte por las reducciones de capacidad en Reino Unido (-8.6) e Italia (-5.9%). En esta región se estima que un cuarto de la capacidad de refinación presenta márgenes negativos y que casi la mitad del flujo de caja es negativo al considerar costos de transporte y mantenimiento.

Sin embargo en Medio Oriente, a pesar del incremento de 8.5% en su capacidad de refinación entre 2013 y 2014, la producción de petrolíferos disminuyó en 1.6%. Es decir, el aumento de capacidad no correspondió con el incremento en la producción.

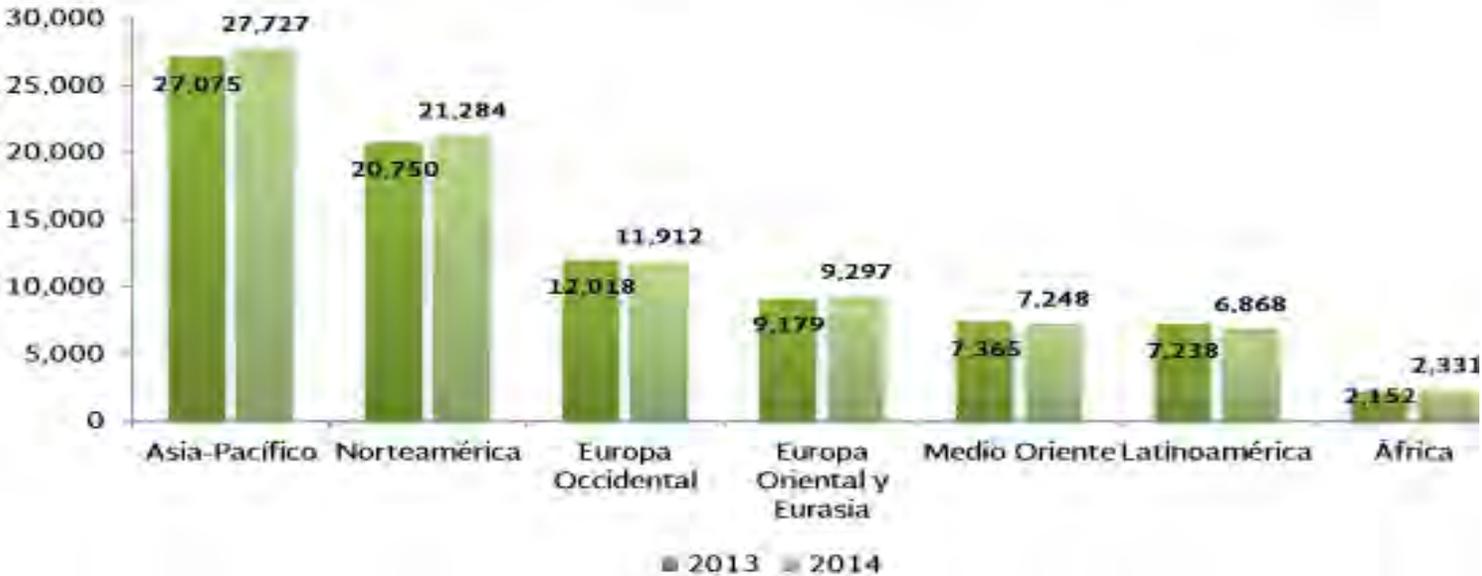
A nivel mundial, el mayor incremento en la producción de petrolíferos se dio en la región de Asia Pacífico, como consecuencia del incremento en su capacidad de

²⁴⁷ Cfr. Lajous, Adrián, *La industria petrolera mexicana. Estrategias, gobierno y reformas*, México, Fondo de Cultura Económica-Consejo Nacional para la Cultura y las Artes, 2014, pp. 371 y 373.

refinación. En el año 2014, la producción de derivados en esta región creció en 652.2 mbd, lo que representó un incremento de 2.4%, mientras que en el mismo periodo su capacidad de refinación aumentó 1.3%. Norteamérica también incrementó su producción en 2.6%, que es un aumento equivalente a 534.4 mbd, aun cuando Canadá presentó una reducción en su producción.

Lo anterior se ve reflejado en la siguiente imagen:

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE DERIVADOS²⁰ DEL PETRÓLEO POR REGIÓN
(Miles de barriles diarios)



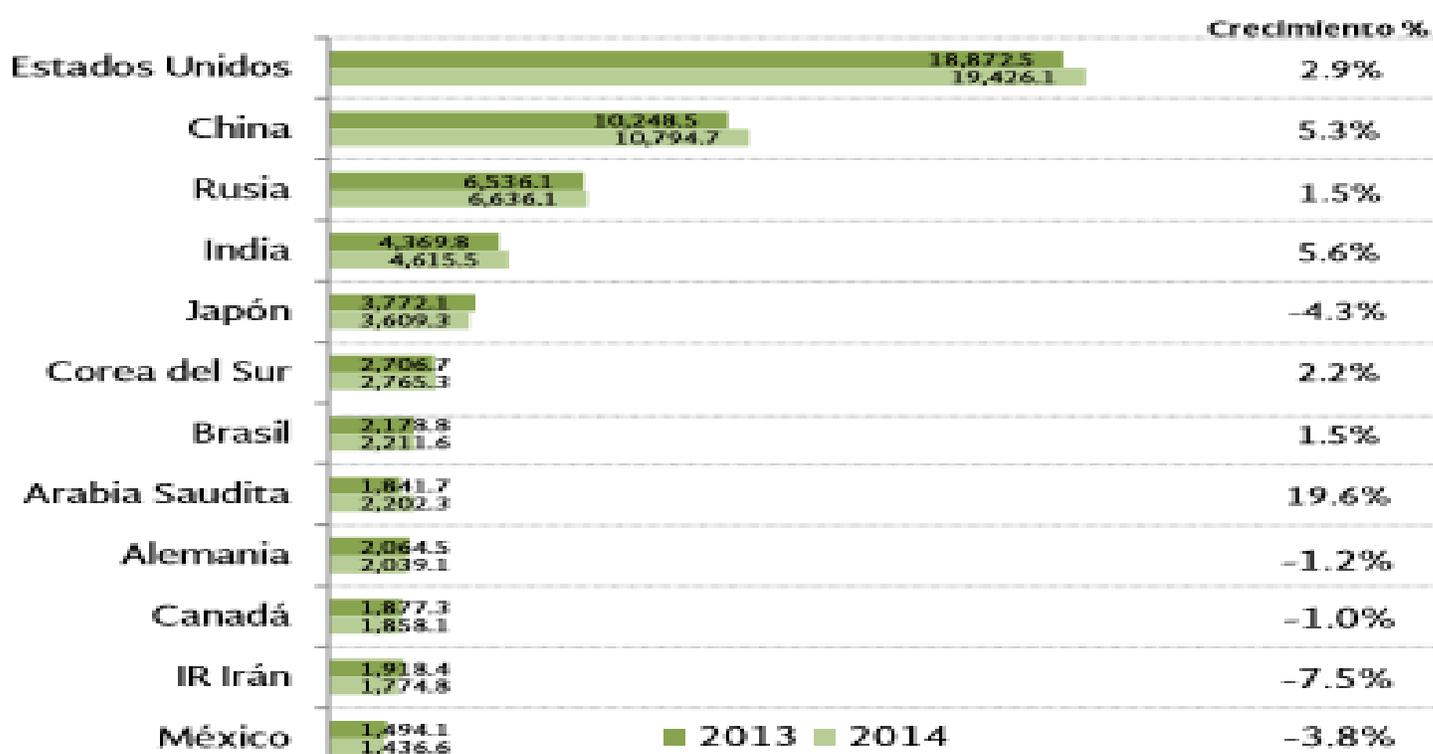
En la tabla anterior, se aprecia que en los últimos años los continentes asiático y americano en su parte norte, han elevado gradualmente sus niveles de producción, en contraste con la parte central y sur del continente americano y con el continente africano.

Por país, entre 2013 y 2014, destaca el incremento de 2.9% en la producción de Estados Unidos. Por sí sólo, este país presentó un aumento en su producción en 553.6 mbd, lo que representó el 91.3% del total de la producción en la región, ello se dio no obstante que se tuvo una disminución de 0.7% en su capacidad de refinación en estos años.

China por su parte incrementó su producción de petrolíferos en 546.2 mbd en 2014, con lo que se ubicó como el segundo país en cuanto a producción de petrolíferos,

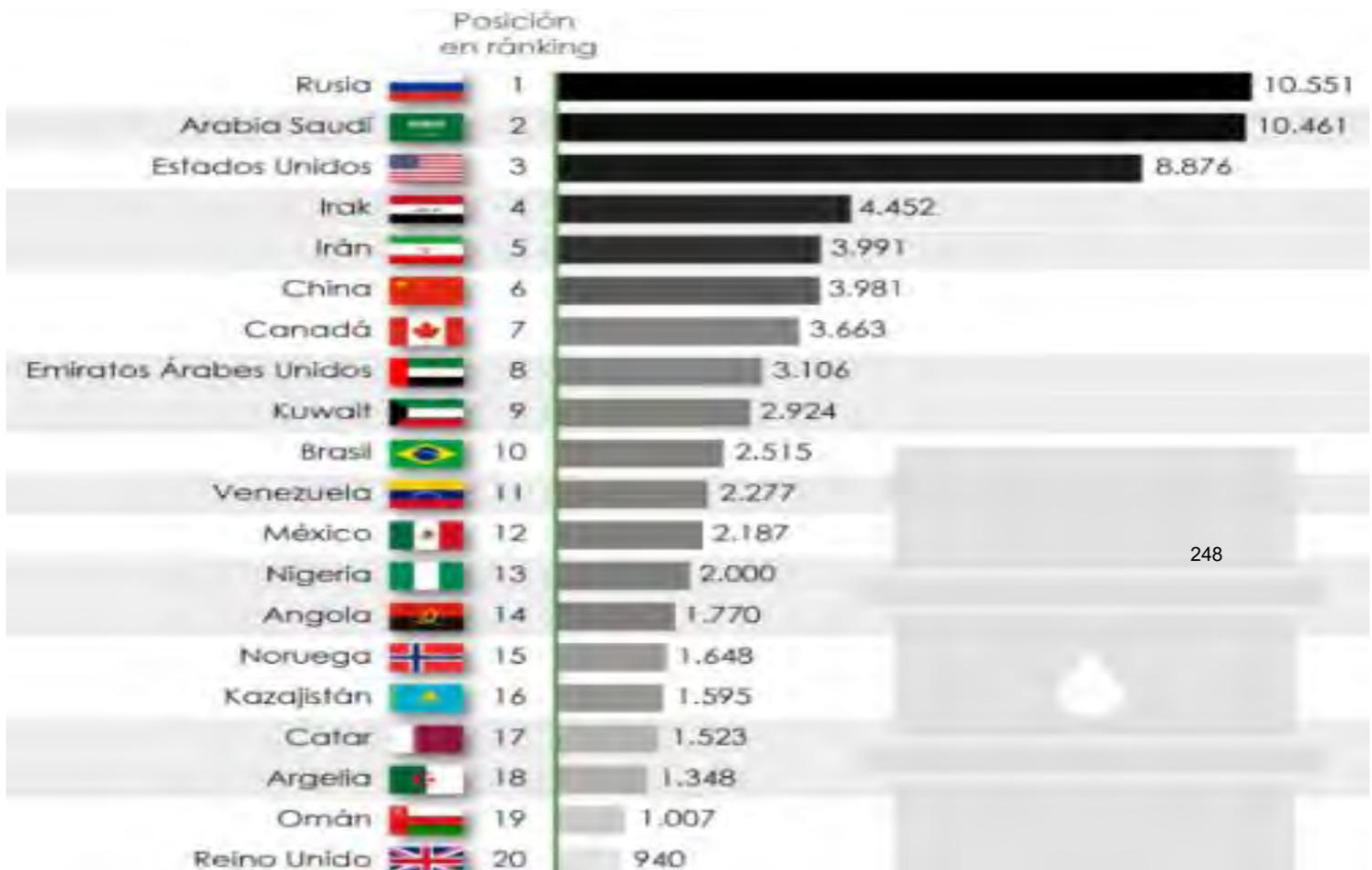
sólo después de Estados Unidos. China es el mayor consumidor de productos de petróleo en la región de Asia Pacífico, y se ve obligado a importar parte de su combustible. Por ello, para reducir su dependencia de las importaciones de productos del petróleo, el país planeó aumentar su capacidad de refinación de petróleo en 2.4 millones de barriles por día (mmbd) hacia 2018. Para mayor claridad, en las siguientes gráficas, se establecen los principales países productores de petróleo y sus derivados en el último lustro.

PRODUCCIÓN MUNDIAL DE DERIVADOS²² DEL PETRÓLEO POR PAÍS (Miles de barriles diarios)



De la gráfica anterior se observa que durante el periodo 2013-2014, los países que encabezaban las primeras cuatro posiciones de la lista, mostraron un crecimiento en la producción de derivados del petróleo. En el resto de países de la lista hubo una alternancia entre aumento y reducciones en su producción, incluido México que redujo 3.8% su producción de derivados del petróleo.

A continuación se presenta la gráfica de los países que produjeron más petróleo en el mundo en 2017.



248

De lo anterior, se aprecia que México en el periodo de 2013-2014 fue el país de Norteamérica menos productivo en derivados del petróleo. México, en la producción de petróleo de 2017 tuvo un rezago en comparación con países como Rusia, Arabia Saudita y E.U.A. Esto se debió principalmente a la reducción de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en el territorio nacional. Sin embargo, a pesar de la reducción en la producción de petróleo y sus derivados en el último lustro, México continúa posicionado dentro los 15 países que más producen petróleo y sus derivados.

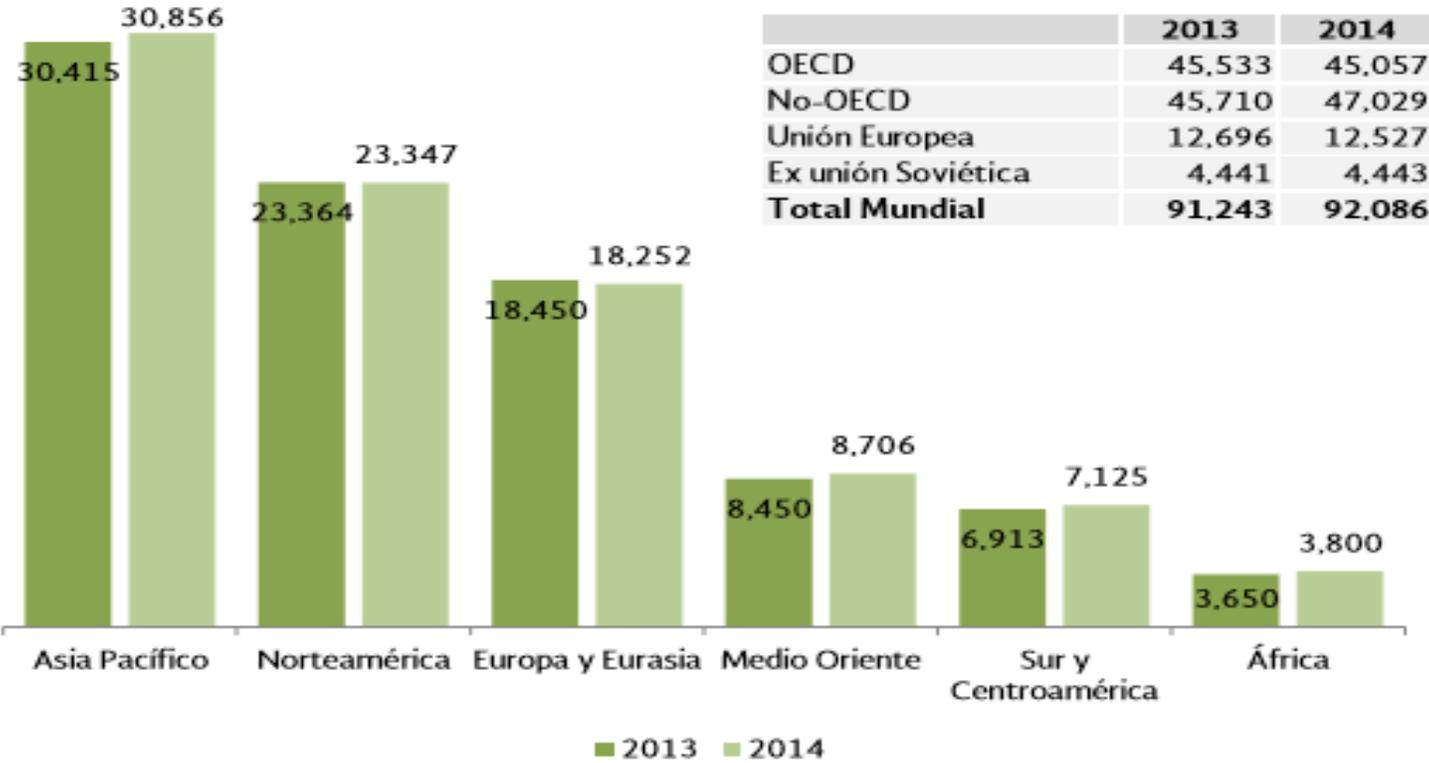
Un factor trascendental en la producción de hidrocarburos, es la relación que esta tiene con la demanda requerida en cada país.

²⁴⁸ EOM, (2017), *Gráfico – Petróleo – Producción – OPEP*, recuperado de https://elordenmundial.com/2017/10/26/de-maduro-a-la-incertidumbre-hacia-donde-camina-venezuela/grafico-petroleo-produccion-opec/?doing_wp_cron=1528354997.7958209514617919921875

Por lo que es importante referir que desde 2006, la Región de Europa y Eurasia ha presentado reducciones anuales en el consumo de petróleo y en 2014 se mantuvo esta tendencia, ese año la demanda fue 1.2% menos que el año 2013. Esta reducción sostenida ha sido producto de un incremento en las medidas de eficiencia en el sector transporte, así como de un impulso al uso de las fuentes renovables.

En la siguiente imagen se muestra la demanda de petróleo por región en el mundo en años recientes.

DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO POR REGIÓN
(Miles de barriles diarios)



De la gráfica anterior, se desprende que la demanda de hidrocarburos ha aumentado de manera genérica en la mayoría de las regiones a nivel mundial, y que los volúmenes de la demanda de Estados Unidos y China representan 32.3% de la demanda mundial. De esta manera, uno de cada tres barriles que se consumen en el mundo proviene de estos dos países. Sin embargo, si se considera un periodo más amplio, de 2004 a 2014, la situación en ambos países respecto a las tasas de crecimiento en sus niveles de demanda contrasta significativamente.

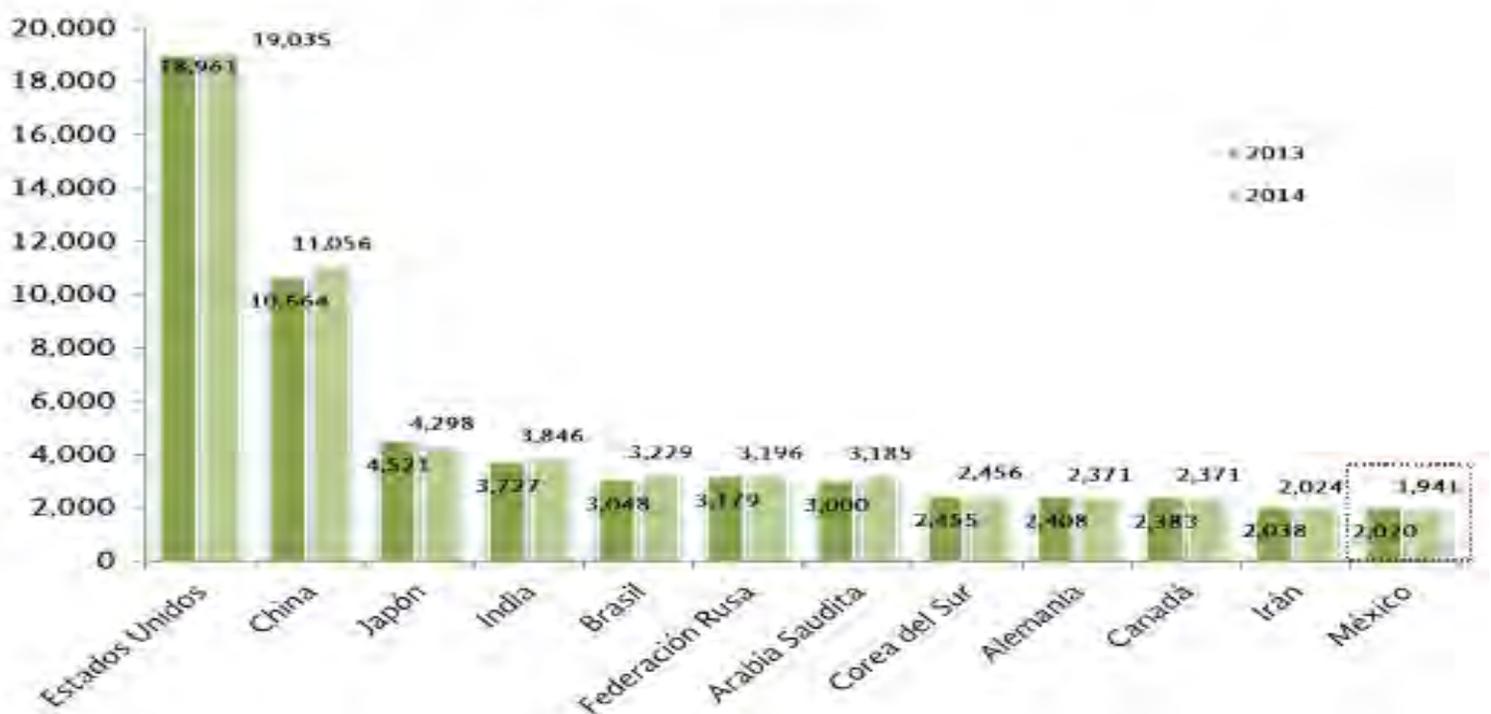
Las altas tasas de crecimiento en el consumo de petróleo, tanto en China como en la India, se explican porque ambos países emergentes habían presentado tasas de crecimiento anual en sus economías cercanas a 10%.

Sin embargo, los pronósticos recientes ubican el crecimiento económico alrededor de 6% anual para la próxima década la previsión del FMI apunta a crecimientos del 7.28% para China y 6.35% para India en 2015.

Este nivel de crecimiento implica menor crecimiento en el consumo y, por tanto, menores importaciones de petróleo. A esto se añade que ambos países están desarrollando técnicas para incrementar su consumo de gas natural, energía hidroeléctrica y nuclear de modo que reduzcan su dependencia del petróleo como fuente de energía. A estos países les siguen Brasil y Rusia con demandas de 3,229 y 3,196 mbd respectivamente.

Cabe resaltar que en 2014 Brasil sobrepasó a Rusia en su consumo de crudo, lo cual se explica en parte porque la dinámica económica de Brasil fue mayor que la de Rusia. En la siguiente imagen se resalta el consumo petrolero por país.

DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO POR PAÍS
(Miles de barriles diarios)



De la gráfica anterior, observamos que el consumo de países como E.U.A. y China es bastante amplio en comparación con el resto del mundo, la explicación de esto está en que la mayoría de sus industrias dependen del uso de hidrocarburos y no se han enfocado en desarrollar energías limpias, cosa contraria a varios países europeos como Francia o Suiza que han reducido su consumo de hidrocarburos y han comenzado a desarrollar cada vez más el uso de energías limpias.

El último factor que se involucra en el entorno de los rendimientos de los hidrocarburos es el precio del petróleo. A nivel mundial los precios petroleros se encuentran sujetos a distintos factores, principalmente, el equilibrio de la oferta y la demanda, la situación macroeconómica y geopolítica, la dinámica de la tasa de cambio del dólar estadounidense y las condiciones de los mercados financieros globales.

Así, los siguientes factores influyeron en la baja del precio del petróleo en la mayor parte del mundo en los últimos años. Mismos que a continuación referimos:

- Reducción en el ritmo de crecimiento de la demanda, la cual no ha aumentado considerablemente debido a la disminución del consumo en los países industrializados y la desaceleración económica de Europa.
- El fortalecimiento del dólar frente a otras divisas, lo que presionó a la baja a los precios del petróleo, ello debido a que los precios del petróleo en el mercado internacional se cotizan en dólares, lo que hace que se dé una elevada correlación precio de petróleo/dólar.
- Otro de los factores con más influencia se dio con la decisión de la OPEP de no intervenir en el mercado. Esta elección acentuó el colapso de los precios del petróleo, ya que, la falta de regulación de la producción los países de la OPEP provoca que las fuerzas del mercado busquen el equilibrio a través de los ajustes en precios.
- Durante 2015, los precios de los principales crudos marcadores, WTI y Brent, continúan con su tendencia a la baja, registrando su nivel más bajo desde 2009.

Situación que reforzó las expectativas de una sobre oferta en el mercado, impactando en una baja adicional en el precio de los crudos de referencia aludidos anteriormente.²⁴⁹

Por lo que los precios del petróleo van cambiando de acuerdo a la mezcla de la que se trate, los barriles que se producen y por último el costo que fijan los países exportadores a los importadores de petróleo. Desde los años sesenta, el sistema de comercialización internacional del petróleo estuvo dominado por un número reducido de compañías petroleras transnacionales, con lo cual, la participación en la comercialización de petróleo internacional por parte de las petroleras nacionales de diferentes países no se comparaba con el de las compañías transnacionales. Para amortiguar lo anterior, un grupo de países exportadores de petróleo, decidieron formar una asociación que fortaleciera su poder sobre sus recursos petroleros y a su vez ir adquiriendo el control de la conducción petrolera internacional; esto al tener la mayor cantidad de reservas descubiertas en ese momento y concentrar el mayor porcentaje de producción petrolera a nivel mundial. Esto produjo la creación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), que es un organismo petrolero internacional creado para establecer un contrapeso a la concentración de poder político y económico de los E.U.A. como principal productor y consumidor de petróleo en el mundo. Actualmente consta de 14 países miembro, en los que destacan Arabia Saudita, Venezuela, Emiratos Árabes Unidos, Irak e Irán, entre otros. El surgimiento de la OPEP constituyó un equilibrio en la producción, planeación y exportación del petróleo a nivel mundial; ya que impidió la concentración del control de un solo país sobre la política energética de todo el mundo.²⁵⁰

²⁴⁹ Cfr. SENER, 2015, *Prospectiva de Petróleo Crudo y Petrolíferos 2015-2029*, México pp. 26-39, recuperado de

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf

²⁵⁰ Cfr. Garza Galindo, Alejandro Almeida, *Determinación del precio internacional del petróleo*, México, Fondo de Cultura Económica/Economía Latinoamericana, 1994, pp. 11 y 13.

De lo anterior, concluimos que la producción de hidrocarburos va correlacionada principalmente con la demanda que la población de determina región en el mundo exige. Asimismo los rendimientos de la producción de hidrocarburos, está sujeta a factores como el precio de las principales mezclas petroleras a nivel mundial, así como de los estándares de importación y exportación con los que cuenta cada país.

4.3 Ubicación de México en el Entorno Internacional

La industria petrolera internacional, observa en México un nicho inmenso de oportunidades petroleras, debido a que nuestro país se considera una zona geográfica con bastante potencial para el desarrollo de hidrocarburos; esto al contar con yacimientos nuevos y otros que pueden surgir mediante la exploración de nuevas áreas, a raíz de la apertura energética generada en nuestro país. Por ende se pueden desarrollar por muchas décadas los hidrocarburos ya existentes y los que se puedan originar en los siguientes años en áreas marinas y terrestres en México.

Por lo que es innegable que la dinámica de los mercados energéticos internacionales, ha definido el alcance y las posibilidades del sector petrolero mexicano en las últimas décadas, es decir, México resulta beneficiado o afectado por lo acontecido en el exterior, desde la demanda de productos derivados de los hidrocarburos hasta los niveles de producción petrolera y el precio que deriva de esta en diversos países productores de hidrocarburos en todo el mundo. Previo a la reforma energética de 2013, México tuvo los primeros acercamientos para la apertura energética mediante la suscripción de acuerdos energéticos con diversos países; con lo cual se comenzaba a desprender de ideologías nacionalistas y prácticas monopólicas en el sector petrolero, dando la pauta para permitir la participación internacional en el mercado interno.

De los primeros esfuerzos por modernizar el esquema petrolero del país mediante colaboraciones estratégicas, destacan los siguientes acuerdos internacionales:

- 1.- El entendimiento sobre cooperación energética con China (2006).
- 2.- El acuerdo de cooperación energética con Brasil (2006); que permitía el intercambio de expertos, diseñar y ejecutar estudios, proyectos, programas y realizar investigaciones conjuntas en refinación, abasto y petroquímica.
- 3.- La propuesta de cooperación energética con el Caribe (2007).
- 4.- El plan integral con Centroamérica (2007).²⁵¹

Actualmente México, como resultado de su más reciente reforma energética, ha logrado tener la oportunidad de diversificar el desarrollo de sus hidrocarburos, a través de la participación de compañías petroleras de todo el mundo mediante la suscripción de contratos y la renovación de su empresa estatal Pemex, la cual continua como la compañía petrolera más importante en este nuevo esquema petrolero del Estado mexicano por medio del otorgamiento de asignaciones y contratos. Para México, el petróleo es el recurso natural no renovable con mayor proyección a futuro y del que se requiere una estrategia eficiente para desarrollarlo en los próximos años, ya que contamos con un número considerable de yacimientos en desarrollo y otros más en fase exploratoria; sin contar los que se encuentren a la postre. Las actividades petroleras históricamente han sido un factor importante en el desarrollo de la economía mexicana, debido a que la mayor parte de la energía que se genera en el país proviene de los hidrocarburos.

El nuevo esquema energético en el país, ha incentivado un amplio interés de los particulares nacionales y extranjeros para invertir en toda la cadena de valor energética de México, principalmente de las actividades petroleras. Es por esto que la industria petrolera, requiere de cambios y actualizaciones constantes, tanto de los países en los que se realizan actividades de exploración y extracción de

²⁵¹ Cfr. Chacón Domínguez, Susana, *México y los aspectos energéticos internacionales*, en Chacón Domínguez, Susana y Valdivia Gil Gerardo (coords.), *La crisis del petróleo en México*, México, Foro consultivo científico y tecnológico, 2008, pp. 191, 192, 195 y 202.

hidrocarburos, los cuales realizan modificaciones a la regulación jurídica, económica, ambiental; con la finalidad de desarrollar al máximo sus recursos petroleros. Tanto de las compañías petroleras estatales como privadas, las cuales se deben reestructurar y acoplar a los diversos esquemas energéticos de cada país en el que realicen sus actividades.

Así, ante la creciente fragmentación en la producción de la industria petrolera internacional, las compañías petroleras privadas y gubernamentales se han enfocado en la búsqueda de nuevos yacimientos que contengan reservas con amplia disponibilidad futura de petróleo.²⁵² La tendencia petrolera parece de hecho sugerir un retorno cíclico a décadas atrás, en la que la producción petrolera de los Estados productores de hidrocarburos se encontraba apenas en su despertar, y se requería de capital y experiencia privada para el desarrollo de la misma. Las participaciones de capital público y privado eran prácticamente igualitarias, el riesgo exploratorio totalmente asumido por los operadores privados, la titularidad del recurso e incluso su comercialización también transferida al operador privado, y se presentaban numerosos incentivos fiscales a los activos como atractivo adicional. Por lo que, si bien se sacrificaba parte de la renta petrolera, también lo es que se mantenían los niveles de inversión y se desarrollaba la industria a bajo costo.

El balance actual de poder entre países productores y consumidores, gobiernos y empresas petroleras estatales e internacionales ha aumentado ya que internacionalmente se ha entendido que todos estos integrantes deben coexistir de la mejor manera posible. Lo anterior ha derivado en el surgimiento de la apertura de mercados antes monopolizados como el mexicano y de actores energéticos importantes como las compañías petroleras asiáticas; esto intensifica la competencia en todas las actividades petroleras, desde el *upstream* hasta el *downstream* y deriva en que la participación de los gobiernos en la renta petrolera aumente, mientras los términos de acceso y desarrollo de los recursos petroleros del subsuelo en diversas regiones puede endurecerse o flexibilizarse según el tipo de gobierno y legislación que este emplee sobre sus hidrocarburos.

²⁵² Cfr. Garza Galindo, Alejandro Almeida, *op. cit.*, p. 91.

Esta noción permite darnos cuenta de los cambios sustanciales en el dominio de los hidrocarburos a nivel mundial, debido a factores como la creciente dependencia de las importaciones petroleras en E.U.A., el apogeo de actividades petroleras en el Golfo Pérsico; así como las inquietudes europeas sobre el suministro de hidrocarburos provenientes de Rusia y Asia Central.

Este cambio radical del equilibrio petrolero, ha propiciado que países como China e India en primera instancia busquen asegurar la incorporación de reservas y en segundo plano permitir que mediante la participación conjunta de entes privados y estatales desarrollen sus hidrocarburos, para que se garantice el suministro petrolero nacional y posteriormente el internacional.

Ante el aumento de los riesgos geopolíticos derivados de la inestabilidad de países productores de hidrocarburos como los de la OPEP, resaltando el caso de Medio Oriente y Venezuela, abren la posibilidad para que los mercados con apertura energética reciente como el mexicano, sean el principal foco de inversión petrolera en el mundo para las compañías petroleras de diversos países y con ello estos Estados obtengan beneficios económicos superiores a los de países exportadores de petróleo que han dominado el sector por décadas.

Estas necesidades parecen reunirse nuevamente en esta etapa coyuntural del mercado internacional de hidrocarburos. Por lo que los Estados deben adaptar sus sistemas fiscales, pero esta vez capitalizando su experiencia y aprendizaje como desarrolladores directos de las actividades de hidrocarburos en los últimos años. En donde sus esquemas de participación y rentabilidad deben ser suficientemente dinámicos para adaptarse a la actual volatilidad del mercado internacional de hidrocarburos.

El nacionalismo petrolero que nació en México y estuvo profundamente arraigado por décadas en América Latina, se fue desvaneciendo con la apertura energética en cada uno de los países latinoamericanos, siendo México de los últimos en innovar su industria petrolera y actualizarla a la demanda del mercado internacional actual. La actualización de nuestro esquema energético, se ve enaltecido con la

especialización que existe de todos los órganos de control involucrados en el sector energético de México, ya que fija una correcta y clara distribución de funciones reguladoras; además este cambio sustancial significó un balance necesario entre el marco regulatorio y la praxis petrolera, puesto que el marco regulatorio ofrece la flexibilidad requerida para ajustarse a circunstancias volátiles e imprevistas dentro del sector a nivel nacional e internacional.²⁵³

México es actualmente el Estado con el sistema fiscal más dinámico y flexible; y, por tanto, mejor preparado, regulatoria y fiscalmente, tanto para la fluctuación de demanda y precios del mercado internacional, como para atraer inversiones futuras en el sector. El sistema fiscal mexicano incluye prácticamente todas las herramientas conocidas de flexibilización sobre escalas variables, derechos sobre precios altos, tasa de retorno y, lo que es mejor, el gobierno mantiene un porcentaje alto del flujo o rendimientos de todos los proyectos petroleros bajo el nuevo esquema energético. Por ende el sistema tributario-energético plasmado en la CPEUM y en las leyes secundarias en materia de hidrocarburos, es el más atractivo entre los países de alta producción de la región. Pero aun así, México tiene que superar los resultados negativos pasados y las necesidades financieras actuales de la petrolera estatal Pemex, al punto que si no la hace rentable en el corto plazo, podría no lograr eficiencia operativa y financiera con los novedosos incentivos implementados para mantener la inversión extranjera y deslastrarse de su enorme dependencia del ingreso petrolero.²⁵⁴

Bajo este contexto, reiteramos que la nueva regulación energética en México ha permitido que las compañías petroleras estatales y privadas de otros países inviertan en el desarrollo de hidrocarburos en México, esto permite al Estado mexicano obtener mayores recursos económicos a consecuencia de lo anterior, diversificando estos ingresos mediante la suscripción de CEE y el otorgamiento de asignaciones a su EPE. Asimismo el cobro de derechos e impuestos a las actividades petroleras ejecutadas en el país, complementa la recaudación petrolera

²⁵³ Cfr. Lajous, Adrián, *op. cit.*, pp. 306, 307, 308, y 647.

²⁵⁴ Cfr. Espinasa, Ramón, et. al., *La ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe*, S/P, Banco Interamericano de Desarrollo, 2016, pp. 95 y 96.

en favor del Estado mexicano. Además otro objetivo de la reforma energética es el incentivar la cooperación tecnológica, estratégica y de proyectos entre Pemex y otras compañías petroleras con vasta experiencia en la exploración y extracción de hidrocarburos.

A fin de fortalecer lo referido, se realizaron 2 entrevistas a expertos en la materia. Al ingeniero petrolero Gaspar Franco Hernández²⁵⁵ y al licenciado en derecho Sergio Pimentel²⁵⁶, quienes han colaborado por años en diversas instituciones del sector de los hidrocarburos; actualmente ambos son comisionados de la CNH.

El comisionado Gaspar Franco opinó que con la reforma energética, México cuenta con todas las condiciones para ser un país referente en el desarrollo de los hidrocarburos en las próximas décadas; expuso que se cuenta con las condiciones geológicas, regulación y los órganos reguladores para cumplir lo anterior. Sin embargo, manifestó que es necesario mejorar la estrategia para el desarrollo petrolero de las áreas asignadas, ya que al momento no se han cumplido las metas de exploración y extracción de esas áreas tanto por factores de logística internos como externos en torno a la caída de los precios del petróleo. Por ende, fue enfático en expresar que se debe aprender de las equivocaciones en la conducción de las áreas asignadas para a futuro evitar las complicaciones que se tienen actualmente.

Por último, resaltó que la CNH ha trabajado de manera íntegra y eficiente en la administración de los contratos petroleros y en la conducción del proceso licitatorio para la adjudicación de los mismos. Denotando que la transparencia con que se llevan a cabo las rondas petroleras es referente a nivel mundial y muchos países han tomado de ejemplo el procedimiento licitatorio empleado en México.

²⁵⁵ El ingeniero petrolero Gaspar Franco Hernández fue electo el 28 de abril del 2016 por el Senado de la República para ocupar el cargo de Comisionado en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, iniciando el 15 de mayo de 2016, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/estructuras/ing-gaspar-franco-hernandez>

²⁵⁶ El licenciado en derecho Sergio Pimentel. A propuesta en terna del C. Presidente de la República, fue designado por el pleno del Senado de la República como Comisionado de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, a partir del 18 de septiembre de 2014 y hasta el 31 de diciembre de 2020, recuperado de <https://www.gob.mx/cnh/estructuras/licenciado-sergio-pimentel-vargas>

Fue optimista y seguro de su opinión al declarar que si bien no es propicio comparar a la CNH con otros órganos reguladores a nivel mundial con décadas de experiencia en el sector, la CNH es número uno en materia licitatoria, se está logrando ser un órgano regulador de excelencia y busca seguir trabajando para ser referencia internacional en varios rubros más. Asimismo fue tajante en mencionar que la estructura de la CNH es la correcta y en general su actuar ha sido satisfactorio, pero se debe seguir mejorando en otros aspectos como la vigilancia de las actividades de *upstream* para continuar con el fortalecimiento y crecimiento de la CNH.

Por su parte, el comisionado Sergio Pimentel argumentó de manera concreta que la implementación de la reforma energética va a permitir que se desarrollen de mejor manera los hidrocarburos con los que cuenta México; a la espera de que en la próxima década se genere una mayor aportación de producción derivado de los contratos y de las asignaciones; aunado a que existan más compañías participantes en el desarrollo petrolero del país; mostrándose optimista en que México tiene el potencial geológico y las condiciones jurídicas para llegar a ser en las siguientes décadas uno de los países con mayor producción de hidrocarburos a nivel mundial.

Asimismo, expuso que en los modelos de contratación empleados al momento, se han fijado condiciones fiscales y económicas atractivas para los licitantes. Y en favor del Estado mexicano se ha buscado que este obtenga los mayores beneficios de la renta petrolera en las áreas licitadas. Insistiendo en que se deben seguir mejorando las condiciones económicas para que sean mayores los ingresos que reciba el Estado y al mismo tiempo esas condiciones generen el interés de inversión de distintas compañías petroleras en México.

Detalló que a futuro, la siguiente reforma energética debe ser enfocada en las EPE, para que estas logren convertirse y operar de manera plena como empresas; citando como ejemplo de esto, el no depender del presupuesto federal, y puedan cotizar en el sector bursátil.

Además hizo hincapié en que la naturaleza jurídica de la CNH es la correcta ya que al ser una dependencia del ejecutivo federal, se cuenta con el respaldo del mismo.

Destacó la solides de la estructura que tiene la CNH, refiriendo que las unidades actuales de ese órgano regulador han cumplido de buena manera con las atribuciones que tienen.

Fue certero al establecer que la relación de la CNH con el resto de instituciones participantes en la regulación del sector energético es buena, y existe una comunicación frecuente día con día. Sin embargo, manifestó que lo anterior no se debe basar en la relación entre los servidores públicos que dirigen a cada institución; propuso que se deben crear mecanismos jurídicos como los convenios entre instituciones para fortalecer esa relación de las instituciones.

Finalmente destacó que el modelo energético mexicano ya es ejemplo en el mundo. Reconociendo que al momento, el principal mérito de la reforma energética es la implementación inmediata de la misma, en comparación con otros países que tuvieron en años recientes reformas en el sector y tardaron más tiempo en implementar, regular y coordinar el marco teórico con la práctica de la industria.

De lo anterior, destacamos que el correcto desarrollo, al momento de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, se debe a la apertura del sector energético, normatividad y eficiente aplicación de atribuciones de todas las instituciones reguladoras involucradas en el sector.

Coincidimos en que México tiene el potencial geológico, instrumentos jurídicos e instituciones reguladoras para propiciar los mejores resultados del desarrollo de hidrocarburos al Estado mexicano. Sin embargo, México necesita aumentar sus actividades de exploración y extracción, además de mejorar su capacidad de refinación de petróleo para que sus derivados como los combustibles sean más económicos cuando lleguen al usuario final; esto implica mayor tecnología y resolver el problema de pasivos con los trabajadores de Pemex. Asimismo, en torno al gas, hace falta mejorar la infraestructura y logística de distribución, porque es innegable que es más económico traerlo de E.U.A. que del otro lado del mundo, porque su condensación es costosa y es cierto que tenemos petróleo pero lo que más demandamos e importamos son gasolinas.

Por lo que no debemos depender de la importación de los hidrocarburos, sino tratar de llegar a ser autosuficientes sin llegar al extremo de centrar nuestra economía en los hidrocarburos. Siendo un país con el potencial petrolero, que los estudios de diversas instituciones así lo denotan.

Por último, proponemos se incentive la participación de más compañías en el sector y crear mayor competencia entre estas. Por ejemplo, en el caso de las gasolinas, la autorización para incorporarles el etanol es una medida adecuada, siempre que se dé seguimiento para que solo en las zonas con bajos índices de contaminación se permita y no a través de estímulos como actualmente lo ha hecho el Ejecutivo.

CONCLUSIONES

1.- México con la reforma energética de 2013, reemplazó las bases proteccionistas que tenía sobre sus hidrocarburos por un esquema de apertura petrolera, que permite el dinamismo en el sector, donde convergen compañías petroleras internacionales y Pemex, con la finalidad de que el Estado mexicano obtenga los mejores rendimientos del desarrollo de esos recursos naturales. Por lo que hoy, las instituciones que tenemos son los asignatarios y los contratistas. En dónde la primera es Pemex y los segundos se dan con las empresas que deciden participar en las actividades de exploración y extracción, pero no obstante que son capitales extranjeros, nuestra legislación establece que para poder participar en las licitaciones, solo lo podrán hacer empresas mexicanas, es decir, que se hayan constituido al amparo de nuestra legislación.

2.- El esquema energético inicial, fue óptimo en su momento, permitiendo solamente a Pemex realizar todas las actividades petroleras en México. En la actualidad, los costos de operación y riesgos de la industria de los hidrocarburos han aumentado a nivel mundial, por ende, de seguir aplicando el esquema energético tradicional, continuaría el deterioro de la situación financiera de Pemex, la búsqueda de nuevos yacimientos sin recursos y sin tecnología y la producción de hidrocarburos en México. Por eso Pemex debe aprovechar las nuevas instituciones establecidas en la legislación energética como las asociaciones petroleras, para desarrollar de mejor forma sus asignaciones y poder ganar más bloques licitados en las rondas. Lo anterior le permitirá aminorar costos y riesgos en las actividades que realice o al menos compartir el impacto económico.

3.- A raíz de la reforma, se dio una evolución en la regulación del sector energético de México, ya que actualmente existe un sistema de pesos y contrapesos entre diversas instituciones que regulan la totalidad del sector energético de la Nación. Cada institución reguladora cuenta con una especialización y correcta implementación de atribuciones, propiciando que todas ellas se correlacionen entre si y logren implementar la reforma energética. Por ende, es indispensable continuar con la especialización de todos los órganos reguladores del sector para continuar con la mejora regulatoria. Así, planteamos conveniente crear una sala especializada en materia energética, con una amplia visión y manejo de los conceptos, legislación aplicable y problemáticas de la industria energética.

4.- La carga tributaria para la industria petrolera en específico para las actividades de *upstream*, fija el cobro de nuevos impuestos y derechos. Los cuales contribuyen a que el Estado mexicano reciba ingresos adicionales de los que percibe por el cobro de regalías, bonos de los contratos petroleros, entre otros. Esto obliga a las autoridades fiscales a observar los rendimientos obtenidos del cobro de impuestos y derechos, para analizar las actualizaciones de estos y determinar si es necesario aminorar o aumentar su carga tributaria, así como la creación de nuevos derechos o impuestos aplicables a las actividades de *upstream*. Actualmente la carga tributaria es de dos impuestos y tres derechos.

5.- Para poder determinar con certeza si estuvo bien o mal la implementación de la reforma energética, debemos esperar a ver los resultados de búsqueda, producción de yacimientos y balance de la renta petrolera en las próximas décadas. Sin embargo, por lo demostrado en este primer lustro de la reforma, el futuro energético del país es promisorio si se continúa aplicando cabalmente la misma y se es estricto en la vigilancia de las actividades del sector. Lo anterior obliga a todas las instituciones reguladoras a mejorar la aplicación de sus atribuciones, para ser más estrictos en sus procesos de inspección y supervisión a todos los participantes del sector energético. Es decir, la fase de asignación ya se logró, pero ahora la transparencia en el seguimiento es fundamental para evitar que al cobijo de la ilegalidad no se cumpla con lo pactado.

6.- La nueva estructura que Pemex obtuvo con la reforma energética le permite delegar de mejor forma todas sus atribuciones a través de sus subsidiarias y filiales y por medio de su consejo de administración, vigilar el correcto desarrollo de todas sus actividades. Por lo que ahora, se debe buscar que Pemex pueda cotizar en la BMV y que esto le permita adquirir otra fuente de ingresos, para poder invertir más en el desarrollo de sus actividades petroleras. Pero esto solo se puede lograr con transparencia y rendición de cuentas.

7.- Se debe crear otro esquema especializado en el desarrollo de energías renovables para lograr la mayor especialización del sector energético en México y potenciar el desarrollo de todas las fuentes de energía en el país, respetando el medio ambiente y los estándares de calidad ambiental a nivel mundial.

8.- México tiene todo el potencial geológico, marco normativo y vinculación entre instituciones reguladoras del sector energético para llegar a ser un país eficaz en el desarrollo de hidrocarburos en la industria petrolera internacional en los próximos años. Lo cual le permitirá mejorar las condiciones y calidad de vida de sus habitantes.

9.- El continuar con la transparencia de las rondas petroleras, propiciará generar la participación de más compañías en las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, garantizando certeza jurídica para estas en los procesos de adjudicación de los contratos petroleros. Porque es innegable la pulcritud con que hasta la fecha se han manejado, prueba de ello es que no se ha promovido ninguna impugnación, pese a que existen los medios de defensa.

10.- En México, el tiempo de implementación de la reforma energética ha sido exitoso en el corto plazo, denotando con esto que la estructura legal de la reforma ha facilitado las actividades del sector realizadas en territorio mexicano. Pero queda pendiente cuidar el seguimiento y ofrecer apertura a la inversión de estas.

GLOSARIO

- ACRE: Es una medida de anglosajona de superficie, usada en varios países. Según el país y la época, equivale a varias superficies, generalmente entre treinta y sesenta áreas.
- BRENT: Es la mezcla de quince tipos de crudo procedentes de una región del mar del Norte situada entre Noruega y Reino Unido, pero que pertenece al último. Se trata de un petróleo de alta calidad.
- BTU (British Thermal Unit): Es una medida de energía calorífica, equivalente a la cantidad de calor necesaria para elevar 1 libra de agua en 1 °F, cuando se está cercano a su punto de máxima densidad (39.1 °F). Equivalente a 0.252 kilocalorías o 1,055 joules.
- Contrato Petrolero: Es el acuerdo de voluntades entre una compañía de hidrocarburos y el Estado, mediante el cual se generan obligaciones y derechos para ambas partes, respecto a las actividades de exploración, extracción o ambas enfocadas al recurso natural hidrocarburífero específico, sea petróleo o gas.
- Downstream: Tareas de refinamiento del petróleo crudo y al procesamiento y purificación del gas natural, así como también la distribución y comercialización de productos derivados del petróleo crudo y gas natural.
- Empresa Productiva del Estado: Son entes del Gobierno Federal, creados para desarrollar y producir determinadas actividades en los sectores específicos para la economía nacional, con la finalidad de operar con

eficiencia y generar la mejor rentabilidad derivada de sus actividades para el Estado.

- Farm-in: Parte de una asociación estratégica en la que una compañía petrolera entra al proyecto petrolero de otra compañía que posee los derechos de exploración y producción sobre los hidrocarburos de un área determinada.
- Farm-out: Parte de una asociación estratégica en la que una compañía que tiene derechos de exploración y producción sobre los hidrocarburos de un área determinada, busca socios para operar esa área y a quienes les transfiere algunos de los derechos sobre esos hidrocarburos.
- Gas Natural: Es una mezcla de gases compuesta principalmente por metano. Se trata de un gas combustible que proviene de formaciones geológicas, por lo que constituye una fuente de energía no renovable.
- Hidrocarburos: Grupo de compuestos orgánicos que contienen principalmente carbono e hidrógeno.
- Joint Ventures: Son acuerdos de operación conjunta entre dos o más compañías con el objetivo de desarrollar un negocio o introducirse en un nuevo mercado durante un cierto periodo de tiempo, con la finalidad de obtener beneficios recíprocos.
- Midstream: Tareas de transporte, ya sea por tuberías, ferrocarril, barcaza, o camión, el almacenamiento y la comercialización al por mayor de productos crudos o refinados derivados del petróleo.

- **Petróleo:** Sustancia compuesta por una mezcla de hidrocarburos, de color oscuro y olor fuerte, de color negro y más ligera que el agua, que se encuentra en estado natural en yacimientos subterráneos de los estratos superiores de la corteza terrestre; su destilación fraccionada da productos de gran importancia industrial como la gasolina, el queroseno, el alquitrán, los disolventes, entre otros.
- **Petrolíferos:** Productos que se obtienen de la refinación del Petróleo o del procesamiento del Gas Natural y que derivan directamente de Hidrocarburos, tales como gasolinas, diésel, querosenos, combustóleo y Gas Licuado de Petróleo, entre otros, distintos de los Petroquímicos.
- **Recurso Contingente:** Son aquellas cantidades de hidrocarburos que son estimadas a una fecha dada, y que potencialmente son recuperables de acumulaciones conocidas pero que bajo las condiciones económicas de evaluación correspondientes a esa misma fecha, no se consideran comercialmente recuperables.
- **Recurso Prospectivo:** Es la cantidad de hidrocarburos evaluada, a una fecha dada, de acumulaciones que todavía no se descubren pero que han sido inferidas, y que se estima pueden ser recuperables.
- **Reservas:** Es el volumen de hidrocarburos que será posible extraer del mismo, en condiciones rentables, a lo largo de su vida útil.
- **Reservas Posibles:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos cuya información geológica y de ingeniería sugiere que es menos segura su recuperación comercial que las reservas probables. De acuerdo con esta definición, cuando son utilizados métodos probabilistas, la suma de las reservas probadas, probables más posibles tendrá al menos una probabilidad de 10 por ciento de que las cantidades realmente recuperadas sean iguales o mayores.

- Reservas Probables: Son aquellas reservas no probadas en donde el análisis de la información geológica y de ingeniería del yacimiento sugiere que son más factibles de ser comercialmente recuperables que lo contrario. Si se emplean métodos probabilistas para su evaluación, existirá una probabilidad de al menos 50 por ciento de que las cantidades a recuperar sean iguales o mayores que la suma de las reservas probadas más probables.
- Reservas Probadas: Son cantidades estimadas de aceite crudo, gas natural, y líquidos del gas natural, las cuales, mediante datos de geociencias y de ingeniería, demuestran con certidumbre razonable que serán recuperadas en años futuros de yacimientos conocidos bajo condiciones económicas y de operación existentes a una fecha específica.
- Upstream: Tareas de búsqueda de potenciales yacimientos de petróleo crudo y de gas natural, tanto subterráneos como submarinos, la perforación de pozos exploratorios, y posteriormente la perforación y extracción de los pozos que llevan el petróleo crudo o el gas natural hasta la superficie.
- Yacimientos: Son una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas.
- WIT (West Texas Intermediate): Es una clase de petróleo bruto que los economistas utilizan como valor estándar para determinar el precio del petróleo bruto como materia prima en los mercados de intercambio, en el marco de contratos a largo plazo. Esta cotización se realiza en el New York Mercantile Exchange, que es la bolsa principal de las materias primas mundiales.

FUENTES DE INFORMACIÓN

BIBLIOGRAFÍA

1. Adam Adam, Alfredo y Becerril Lozada Guillermo, La fiscalización en México, México, UNAM, 1986.
2. Almazán González José Antonio (Coord), El debate constitucional sobre la reforma de PEMEX: Conclusiones y propuestas, México, Centro de producción editorial, grupo parlamentario del PRD Cámara de Diputados Congreso de la Unión LX Legislatura, 2008.
3. Almazán González José Antonio (Coord.), Exclusividad de la nación en materia de petróleo, México, Centro de producción editorial, grupo parlamentario del PRD Cámara de Diputados Congreso de la Unión LX Legislatura, 2008.
4. Alvarado Esquivel, Miguel de Jesús (Coord.), Manual de derecho tributario, México, Porrúa, 2005.
5. Ángeles Cornejo, O. Sarahí (coord. y comp.), Reforma energética anticonstitucional, privatizadora y desnacionalizante, México, t. 2, Cosmos editorial, 2011.
6. Biebrich Torres, Carlos Armando y Spíndola Yáñez, Alejandro, Los instrumentos jurídicos de la política energética, 1a. ed., México, Miguel Ángel Porrúa, Instituto Mexicano de Estrategias y la H. Cámara de Diputados LX Legislatura, 2008.
7. Cárdenas Gracia Jaime (coord.), Reforma Energética Análisis y Consecuencias, México, UNAM-Tirant Lo Blanch, 2015.
8. Carrasco Iriarte, Hugo, Glosario de términos fiscales, aduaneros y presupuestales, 3ra ed., México, Iure editores, 2013.
9. Castrejón García, Gabino Eduardo, Derecho Tributario, México, Cardenas editor distribuidor, 2002.

10. Castrejón García, Gabino E., y Díaz Reyes, Irene, Control, fiscalización y transparencia, México, Editorial novum, s/a.
11. Chacón Domínguez, Susana y Valdivia Gil Gerardo (coords.), La crisis del petróleo en México, México, Foro consultivo científico y tecnológico, 2008.
12. Culebro Moreno, Jorge, Aprendizaje y reforma administrativa, 1ª. Ed., México, UAM, casa juan pablos, 2008.
13. de Rosenzweig Mendialdua, Francisco y Lozano Diez, José Antonio (coords.), La reforma petrolera el paso necesario, México, Editorial Porrúa-Universidad Panamericana, 2008.
14. Díaz Bravo Arturo, Derecho Mercantil Tomo 1, se hace referencia a la primera edición pero no vine que edición es, México, Iure editores, 2014.
15. Espinasa, Ramón, et. al., La ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe, S/P, Banco Interamericano de Desarrollo, 2016.
16. Fandiño Gallo, Jorge Eliécer, Modalidades de selección de contratistas en el contrato estatal, Colombia, Leyer editores, 2012.
17. Garza Galindo, Alejandro Almeida, Determinación del precio internacional del petróleo, México, Fondo de Cultura Económica/Economía Latinoamericana, 1994.
18. González Sandoval, Rodrigo, La licitación pública y el contrato administrativo aplicación y medios de defensa, México, Porrúa, 2008.
19. Instituto Mexicano del Petróleo, Prospectiva de la investigación y el desarrollo tecnológico del sector petrolero al año 2025, 2da ed., México, s/e, 2001.
20. Jalife-Rahme, Alfredo, La desnacionalización de Pemex, México, Orfila, 2009.
21. Lajous, Adrián, La industria petrolera mexicana. Estrategias, gobierno y reformas, México, Fondo de Cultura Económica-Consejo Nacional para la Cultura y las Artes, 2014.

22. Lamanna, Darío G., Aspectos jurídicos y contractuales de la industria petrolera, 1ª. Ed., México, LID, 2017.
23. Morales Aragón, Eliezer y Dávalos López, Juan José Coords., Reforma para el saqueo, foro petrolero y nación, México, Ediciones Proceso, 2015.
24. Ortega Lomelín, Roberto, El petróleo en México una industria secuestrada, México, Porrúa-UNAM, 2012.
25. Pemex Dirección Jurídica, Pemex en el entorno de la reforma, su naturaleza, transición y evolución del gobierno corporativo, Presentación del cuaderno número 2 de las publicaciones empresariales de la Facultad de Contaduría y Administración de la UNAM, México, 2015.
26. Sánchez Molinero José Miguel y De Santiago Hernando Rafael, Utilidad y bienestar una historia de las ideas sobre utilidad y bienestar social, España, Editorial Síntesis, 1998.
27. Torres Gaitan, Ricardo, et. al., La industria petrolera mexicana, conferencias magistrales en conmemoración del XX aniversario de la expropiación, México, UNAM- Escuela Nacional de Economía, 1958.
28. Vázquez Ordás Camilo J. (coord.), Introducción a la administración de empresas, 3ra. ed., España, Editorial Civitas, 1999.

CIBERGRAFÍA

1. <http://asignaciones.energia.gob.mx/motorBusqueda.aspx>
2. <http://blogs.elpais.com/eco-americano/2013/03/los-pa%C3%ADses-latinoamericanos-donde-se-pagan-m%C3%A1s-y-menos-impuestos.html>
3. <http://blogs.repsol.com/innovacion/cinco-respuestas-sobre-el-upstream/>
4. <http://contratos.pemex.com/Paginas/preguntas.aspx>
5. <http://docplayer.es/42907940-El-fmp-y-la-administracion-de-los-ingresos-petroleros-enero-2015.html>
6. <http://encyclopedie-energie.org/articles/contratos-de-exploraci%C3%B3n-y-producci%C3%B3n-de-petr%C3%B3leo-los-contratos-de-arrendamiento-de>
7. <http://estrategia.vepormas.com/2014/04/03/reforma-energetica-sobre-la-ronda-cero/#close-modal>
8. <http://forbes.es/listas/7391/las-petroleras-mas-grandes-del-mundo-en-2015/>
9. <http://laeconomia.com.mx/que-es-la-utilidad-compartida/>
10. <http://memorias.repsol.com/memoria2012/es/informeAnual/areasNegocio/upstream/operacionesPorPaises.html>
11. http://redextractivas.org/wp-content/uploads/2016/09/Contratos_petroleros_1.pdf
12. <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/arbitrajepucp/article/download/10403/10853>
13. <http://rle.itam.mx/naturaleza-juridica-de-pemex-como-empresa-productiva-del-estado/>
14. <http://rle.itam.mx/wp-content/uploads/2016/02/RLE-digital.pdf>
15. <http://slideplayer.es/slide/5393500/>

16. http://sug.unam.mx/docs/publicaciones/cuaderno_2.pdf
17. <http://t21.com.mx/logistica/2016/11/02/sat-otorga-atribuciones-administracion-general-hidrocarburos>
18. <http://www.amexhi.org/wp-content/uploads/2017/10/image001-5.jpg>
19. <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Forms/AllItems.aspx>
20. <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>
21. <http://www.anp.gov.br/legislacao/rodadas-de-licitacoes>
22. http://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2014i/Documentos/Auditorias/2014_0329_a.pdf
23. <http://www.bbc.com/mundo/noticias-39633225>
24. <http://www.cefp.gob.mx/intr/edocumentos/pdf/cefp/cefp0072005.pdf>
25. <http://www.cefp.gob.mx/publicaciones/documento/2014/septiembre/cefp0112014.pdf>
26. http://www.derecho.usmp.edu.pe/cedemin/revistaminasyderecho/edicion_3/seccion_opinion/Masiel_Ortiz_Fonseca.pdf
27. <http://www.eiticolombia.gov.co/content/regimen-fiscal-nacional#inicio>
28. <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/cnh-pide-al-gobierno-colocar-participacion-de-pemex-en-bolsa>
29. <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/pemex-reduce-al-minimo-sus-operaciones-en-aguas-someras>
30. <http://www.elfinanciero.com.mx/economia/sat-fiscaliza-a-industria-petrolera>
31. <http://www.elfinanciero.com.mx/opinion/antonio-cuellar/ideas-sobre-el-concepto-de-licencia>
32. <http://www.eluniversal.com.mx/articulo/cartera/economia/2015/11/19/mexico-con-la-produccion-de-crudo-mas-baja-en-36-anos>

33. <http://www.fmped.org.mx/>
34. <http://www.fmped.org.mx/general/%7BDFD83752-27E2-4180-576B-1A5A2571CB3D%7D.pdf>
35. <http://www.fmped.org.mx/que-es-fmp.html#antecedentes>
36. <http://www.milenio.com/negocios/condonaran-nuevamente-dividendo-a-pemex-en-2017>
37. <http://www.mincotur.gob.es/energia/petroleo/Exploracion/Paginas/Estadisticas.aspx>
38. <http://www.oecd.org/gov/regulatory-policy/Mexico-Energy-brochure%20-ESP-.pdf>
39. <http://www.petrolmalaysia.com/2016/09/upstream-midstream-downstream.html>
40. <http://www.resumenlatinoamericano.org/2017/05/29/cuales-son-las-petroleras-mas-poderosas-del-mundo/>
41. <http://www.ri.pemex.com/files/content/ACFANNS6cOBL.pdf>
42. <http://www.ri.pemex.com/files/content/Glosario%2020101221.pdf>
43. <http://www.ruizconsultores.com.mx/contratos-para-la-exploracion-y-extraccion-de-hidrocarburos/>
44. <http://www.siemexico.mx/?p=5056>
45. http://www.spe.org/industry/docs/GlossaryPetroleumReserves-ResourcesDefinitions_2005.pdf
46. http://3.bp.blogspot.com/-qPLx7xX2Srs/VYnWBnCQRHI/AAAAAAAAAz4/6mNY9MAL_Tg/s1600/prod%2Bmexico.jpg
47. <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/6/2508/14.pdf>

48. <https://cnh.gob.mx/regulacion/docs/1%20Versi%C3%B3n%20compilada%206%20Lineamientos%20planes%20de%20exploraci%C3%B3n%20y%20de%20desarrollo%20para%20la%20e.pdf>
49. https://elordenmundial.com/2017/10/26/de-maduro-a-la-incertidumbre-hacia-donde-camina-venezuela/grafico-petroleo-produccion-opep/?doing_wp_cron=1528354997.7958209514617919921875
50. <https://es.scribd.com/document/359264223/160502-Eval-Econ-PProy-Ciencias-de-La-Tierra-Print-2017-1>
51. https://fenamm.org.mx/site/index.php?option=com_content&view=article&id=2674:2-500-mdp-para-municipios-petroleros-en-2016&catid=2:uncategorised
52. <https://nexos.com.mx/?p=18928>
53. <https://pulsoenergetico.org/wp-content/uploads/2017/03/acceso/lasrondas.pdf>
54. <https://www.caf.com/media/3271/F.Monaldi.pdf>
55. https://www.ccpm.org.mx/avisos/22-28Estrategias_.pdf
56. <https://www.eleconomista.com.mx/economia/Proponen-eximir-a-Pemex-del-pago-de-dividendo-en-el-2018-20170820-0030.html>
57. <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/CNH-coloca-16-de-35-contratos-en-Ronda-3.1-20180328-0018.html>
58. <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Migracion-de-CIEPS-de-Pemex-a-mas-tardar-2018-estiman-20170123-0118.html>
59. <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Pemex-no-pagara-en-el-2016-dividendo-estatal-20150904-0087.html>
60. <https://www.elnorte.com/aplicacioneslibre/articulo/default.aspx?id=1196260&md5=4665b248be3f9bdbaacdaab7aa2ebe03&ta=0dfdbac11765226904c16cb9ad1b2efe>
61. <https://www.energiaadebate.com/el-regimen-fiscal-de-los-contratos-petroleros/>

62. <https://www.gob.mx/asea/articulos/que-es-asea-y-que-regula?idiom=es>
63. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/8317/GLOSARIO_DE_TERMINOS_PETROLEROS_2015.pdf
64. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/21766/vocero_21_2014.pdf
65. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/44327/Prospectiva_Petroleo_Crudo_y_Petroliferos.pdf
66. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/65479/informe_labores_14_15.pdf
67. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/177673/Prospectiva_de_Petr_leo_Crudo_y_Petrol_feros_2016-2030.pdf
68. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/198316/Contrato_Area_2_Cinturon_Plegado_Perdido.pdf
69. <https://www.gob.mx/cnh/articulos/boveda-digital>
70. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/asignacion-de-extraccion-asignacion-de-exploracion>
71. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/asignaciones-con-caracter-de-retorno>
72. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/boveda-digital-contratos-de-asociaciones-con-petroleos-mexicanos>
73. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/migraciones-con-socio-de-petroleos-mexicanos?idiom=es>
74. <https://www.gob.mx/cnh/documentos/migraciones-petroleos-mexicanos>
75. <https://www.gob.mx/cnh/estructuras/ing-gaspar-franco-hernandez>
76. <https://www.gob.mx/cnh/estructuras/licenciado-sergio-pimentel-vargas>
77. <https://www.gob.mx/cnh/que-hacemos>
78. <https://www.gob.mx/cre/que-hacemos>

79. <https://www.gob.mx/pemexinvierte/descargables/186/i>
80. <https://www.gob.mx/presidencia/articulos/pero-que-es-la-renta-petrolera>
81. <https://www.gob.mx/se/que-hacemos>
82. <https://www.gob.mx/sener/articulos/que-son-los-hidrocarburos>
83. <https://www.gob.mx/sener/articulos/ronda-cero-y-migracion-de-contratos-de-pemex>
84. <https://www.gob.mx/sener/que-hacemos>
85. <https://www.gob.mx/shcp/que-hacemos>
86. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2015/05/migracion-de-contratos-copf-y-ciep/>
87. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2015/09/empresa-productiva-del-estado-y-su-posicion-dentro-de-la-administracion-publica-federal/>
88. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2018/04/la-nueva-estrategia-de-pemex-en-exploracion-y-produccion/>
89. <https://www.oilandgasmagazine.com.mx/2018/04/licitaciones-petroleras-generaran-161-mil-millones-de-dolares/>
90. https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/mx/Documents/energy-resources/Ley_Hidrocarburos_2015_V4.pdf

LEGISLACIÓN

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 2018, México.
2. Ley de Hidrocarburos, 2018, México.
3. Ley del Impuesto Sobre la Renta, 2018, México.
4. Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos, 2018, México.
5. Ley de Petróleos Mexicanos, 2018, México.
6. Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 2018, México.
7. Ley Federal de Derechos, 2018, México.
8. Ley Federal de las Entidades Paraestatales, 2018, México.
9. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, 2018, México.

ANEXO 1

COMISIONADO GASPAR FRANCO HERNÁNDEZ

1.- ¿Considera que ha sido eficiente la forma en que se han operado las áreas que hasta el momento se han asignado?

R= En el tema de exploración, si se mantiene la estrategia actual, no se va a cumplir con lo que demanda la CPEUM y con lo estipulado en las asignaciones, aunque el tiempo es muy corto en comparación con el que se establece en los contratos.

En la extracción tampoco se ha cumplido pero hay factores externos que han contribuido a esto, como la caída de precios petroleros a nivel mundial, lo que repercute en la falta de inversión para el desarrollo de actividades petroleras en México.

En conclusión, se tiene que aprender de los errores en el desarrollo de las asignaciones, pero se tiene que ver lo de hoy para mejorar el mañana.

2.- ¿Es necesario que la CNH sea más estricta con la verificación de las actividades petroleras desarrolladas en México?

R= La CNH debe ser más estricta y mejorar en la supervisión.

3.- En su caso, ¿Qué propone?

R= La supervisión debe hacerse a través de las mejores prácticas, es necesario verificarlas, que se hagan bien y sean seguras. Aprobar más planes y verificarlos conforme a las mejores prácticas.

4.- ¿Considera que la creación de una unidad sancionadora dentro de la CNH ayudaría a complementar a cabalidad las atribuciones de este órgano regulador?

R= No, de crearse significaría que habría un desastre en las actividades petroleras, no es necesario, se debe prever cada situación en los lineamientos existentes

dentro de la CNH, ya que estos traen las situaciones por las cuáles deben ser sancionados los operadores. Con las unidades actuales basta para llevar cabalmente las atribuciones de este órgano regulador.

5.- ¿A qué atribuye la nula ocupación por el momento de los modelos de contratación de utilidad compartida y de servicios para las actividades de upstream?

R= Porque al momento, las opiniones técnicas que ha pedido SENER a la CNH, solamente han sido para los contratos de producción compartida y de licencia. Habría que preguntar directamente a SENER el porqué de la no ocupación de estos contratos.

6.- ¿Qué expectativas tiene para la siguiente década en torno al índice de producción de hidrocarburos de las áreas asignadas y de las áreas licitadas?

R= Espero haya mayor aportación de producción de los contratos y en diez años los contratos espero aporten lo de las asignaciones. Esperando existan más involucrados en el desarrollo petrolero del país. Además depende de factores externos como cambios de gobierno y nuevos descubrimientos petroleros.

7.- ¿Qué considera se debe perfeccionar para hacer más eficiente el descubrimiento de yacimientos y la extracción de hidrocarburos en México?

R= En México somos eficiente explorando. Se requiere meter más tecnología, más información, mejores interpretaciones de los estudios sísmicos, tecnológicos y el monitoreo constante de los yacimientos explorados.

8.- ¿Qué opina respecto al proceso licitatorio y de administración de los contratos de exploración y extracción de hidrocarburos en México?

R= El proceso licitatorio en México es de clase mundial, ejemplo de transparencia, eficiencia y seriedad. Las empresas quedan conformes ya sea que pierdan o ganen las áreas licitadas. Entonces las compañías petroleras tienen certeza y seguridad para participar en las licitaciones. El proceso es el más exitoso a nivel mundial.

Y en la administración se va mejorando, se va aprendiendo de la aplicación de las diversas cláusulas de los contratos, adquiriendo mayor experiencia, buscando ser el país número uno en la administración de los contratos. Se debe sistematizar y digitalizar la administración de los contratos a futuro.

9.- ¿Qué acciones se deben llevar a cabo para que paulatinamente México se convierta en un país exportador y no en uno importador de hidrocarburos y petrolíferos?

R= Estar monitoreando los yacimientos, seguir invirtiendo en el desarrollo de los hidrocarburos; aumentar la capacidad para la exploración y extracción de hidrocarburos. Mejorar las refinerías y posiblemente la construcción de otra pero esto depende de otros factores como la demanda, entre otros.

10.- En su opinión ¿Cómo se debe potencializar la capacidad de gas con la que cuenta México?

R= Necesitamos un precio competitivo y depende del tipo de gas. Se debe ajustar la venta de gas dependiendo el tipo de este. Debemos ser competitivos para incrementar la producción de gas. Ya que somos vecinos de un país potencia en gas como U.S.A., que nos vende el gas a precios muy bajos aproximadamente a 2.70 dólares por BTU.

11.- ¿Considera eficiente el actuar de la CNH en comparación con otros órganos reguladores a nivel mundial?

R= La CNH en materia licitatoria es número uno, en materia de administración se debe mejorar y seguir creciendo. La CNH compite con otros órganos reguladores de más de 40 años en funcionamiento en el mundo. La CNH a nivel mundial se está posicionando por el trabajo realizado.

12.- ¿En qué se lleva ventaja y que falta mejorar en la CNH, para estar en el ranking internacional de órganos reguladores energéticos?

R= En licitaciones somos los mejores, no es propicio comparar, por ejemplo, en Brasil no se aprueban planes exploratorios y la CNH sí. Queremos ser referencia internacional y lo estamos logrando.

13.- En su opinión de seguir aplicando y respetando el actual esquema energético, ¿México se puede colocar en el top 10 de países productores y exportadores de hidrocarburos en los próximos 30 años?

R= Considero que sí. México tiene vastas zonas de todo tipo de hidrocarburos. Tiene los medios para mandar hidrocarburos a otro lado, tiene al mayor consumidor de hidrocarburos como vecino. Hay que hacer un análisis integral de lo que queremos en el país. Por supuesto que México tiene las condiciones actuales para llegar a estar en un top 10 de países productores y exportadores de hidrocarburos a nivel mundial.

ANEXO 2

COMISIONADO SERGIO PIMENTEL

1.- ¿Qué opina de las modificaciones jurídicas y corporativas de Pemex en la última década? Contemplando que atravesó por dos reformas energéticas en un plazo aproximado de 5 años.

R= Creo que Pemex tiene pendiente una reforma a nivel constitucional para convertirla en una empresa petrolera como tal, que le permita competir de mejor manera ante el resto de compañías petroleras. La más reciente reforma energética se quedó corta respecto de Pemex. La siguiente reforma energética debe ser enfocada en las EPE, que esta reforma entre otros aspectos, les permita cotizar en la bolsa y dejen de depender del presupuesto federal.

2.- ¿Cuáles considera son los elementos relevantes entre la distinción de un órgano paraestatal y una empresa productiva del Estado?

R= El órgano paraestatal está claramente definido en el esquema jurídico mexicano y la EPE es una institución nueva, a raíz de la reforma energética de 2013. La principal diferencia es la de separar a Pemex de la estructura federal y ponerla en un plano económico. Quizá es la única empresa petrolera a nivel mundial a la que se destina parte del presupuesto del gobierno.

3.- ¿Considera insuficiente el rango de órgano regulador otorgado a la CNH a nivel constitucional o coincide en que a futuro debe modificarse ese estatus y debe pasar a ser un órgano constitucional autónomo?

R= Considero está bien el rango de órgano regulador, la diferencia versa en que el órgano regulador forma parte del gobierno; de ser un órgano constitucional autónomo no formaríamos parte del gobierno federal. Como dependencia del ejecutivo federal tenemos todo el respaldo del mismo.

4.- ¿Es necesario implementar una unidad sancionadora en la CNH que complemente a cabalidad las atribuciones de este órgano regulador?

R= Considero es importante tener una unidad de asuntos jurídicos sólida, yo no lo vería como una unidad específica de sanciones.

5.- ¿A qué atribuye la nula ocupación por el momento de los modelos de contratación de utilidad compartida y de servicios para las actividades de *upstream*?

R= Considero no se van a utilizar, lo que pretendió la reforma energética fue aperturar los modelos de contratación petrolera más usados a nivel mundial como lo son los de producción compartida y licencia.

6.- ¿Qué repercusiones fiscales derivan de modificar parte de la estructura de un modelo de contratación tanto para migraciones como licitaciones, es decir, insertar parte de un modelo de contratación a otro, v.gr. que a un contrato de producción compartida, se le modifique que el pago va a ser en efectivo y no en especie como originalmente viene determinado que así sea?

R= Hay dos grandes modelos, se calibra el riesgo financiero del contratista vs el ingreso petrolero del Estado. La SCHP va calibrando y pone condiciones fiscales y económicas atractivas para los licitantes. Y para el Estado busca que, este obtenga los mayores beneficios de la renta petrolera en las áreas que se liciten.

7.-Lo anterior ¿Considera genera una incertidumbre legal para el cumplimiento de las obligaciones tributarias por parte de los operadores petroleros?

R= No, yo creo que una vez que se establecen las bases de licitación del contrato, las compañías petroleras participantes saben cuál es el régimen fiscal bajo el que se van a contratar. Una vez que se define el régimen fiscal de cada contrato, lo conveniente es no modificarlo.

8.- ¿Cuál es la relación de la CNH con las diversas instituciones gubernamentales involucradas en la regulación de las actividades del sector de los hidrocarburos?

R= Es de una constante comunicación, una correlación casi diaria, hace indispensable tener una coordinación de día a día con el resto de instituciones que regulan el sector energético.

9.- ¿Qué hace falta mejorar y qué se debe modificar en esta relación entre instituciones reguladoras de los hidrocarburos?

R= Tenemos que institucionalizar los mecanismos mediante convenios y dejar de recargarnos en la buena relación de los servidores públicos que dirigen a cada institución reguladora en el sector.

10.- En su experiencia, ¿Cuál es la percepción internacional que tienen de México, los países petroleros ante la estructura energética que tenemos vigente?

R= Yo he escuchado buenas críticas, el modelo mexicano ya es ejemplo en varias cosas. Hay dos razones, la parte geológica y la segunda es que se tomaron las mejores prácticas a nivel mundial para establecer nuestro esquema energético actual. Lo meritorio fue la implementación inmediata del marco jurídico en comparación con otros países que ante reformas petroleras en las últimas décadas como Brasil, tardaron más tiempo en implementarlas.

11.- ¿Qué expectativas tiene de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos para la próxima década, tanto a nivel nacional como internacional?

R= La próxima década veremos que los contratos petroleros deberán estar produciendo, en diez años ya se estará en la etapa de desarrollo, aunado a esto, se deben seguir licitando áreas. Lo cual va permitir un crecimiento de hidrocarburos en el país.

12.- ¿Considera eficiente el actuar de la CNH en comparación con otros órganos reguladores a nivel mundial?

R= Hay que distinguir las funciones de la CNH como regulador con otros reguladores a nivel mundial. La CNH es la responsable de conducir los procesos licitatorios y esa función ha sido muy exitosa. Y como regulador de las actividades de *upstream* estamos en una etapa muy temprana, a futuro se verá una interacción mucho más de autoridad frente a las compañías petroleras.

13.- ¿En qué se lleva ventaja y que falta mejorar en la CNH, para estar en el ranking internacional de órganos reguladores energéticos?

R= Se debe ver cómo va madurando la interacción contractual. El tema fundamental es que los servidores públicos se deben sentir orgullosos de ser parte y trabajar en la CNH. La CNH tiene mucho que hacer en materia de ambiente laboral, donde la gente de afuera quiera trabajar dentro de la CNH, se debe tener mística y sentido de pertenencia, lo cual dará herramientas a la CNH para competir y seguir desarrollando sus funciones de la mejor manera.

14.- En su opinión de seguir aplicando y respetando el actual esquema energético, ¿México se puede colocar en el top-5 de países productores y exportadores de hidrocarburos en los próximos 30 años?

R= Yo creo que sí, pero hay variables a considerar como recursos no convencionales, en México hay una riqueza no convencional muy importante. Las actividades de las compañías petroleras deben aumentarse así como sus inversiones. México sin duda tiene el potencial geológico para llegar a estar en el top-5 de países productores de hidrocarburos, a pesar de la creciente demanda de las energías renovables, considero que los hidrocarburos se seguirán empleando de manera importante por los próximos setenta u ochenta años en México.