



FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES  
DEPARTAMENTO DE ECONOMÍA

# Contratos de exploración y producción de petróleo: Origen y evolución

Jesús Mora Contreras\*

**Documento de trabajo.** Este artículo es un documento de trabajo, publicado para informar el estado de su avance a los interesados. Cualquier comentario o referencia que contribuya a fortalecerlo será bienvenido por el autor: [jmora@ula.ve](mailto:jmora@ula.ve)

Mérida - Venezuela

Junio de 2011

---

\* Abogado, profesor jubilado (Titular) de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad de Los Andes, Mérida (Venezuela).

# Índice

<b>Introducción</b> .....	1
<b>1. Organización de la producción de petróleo en EE.UU.</b> .....	4
<b>2. Del arrendamiento de tierra al de petróleo y gas</b> .....	6
<b>3. El contrato de arrendamiento de petróleo y gas</b> .....	9
3.1. Contrato de arrendamiento en terrenos de propiedad privada. ....	9
3.2. Contrato de arrendamiento en terrenos de propiedad pública. ....	13
<b>4. Concesiones petroleras en Venezuela y el Medio Oriente</b> .....	15
4.1. Antiguas concesiones petroleras en Venezuela. ....	15
4.1.1. Régimen de las concesiones petroleras en Venezuela. ....	16
4.1.2. Agentes de las concesiones petroleras en Venezuela. ....	19
4.1.3. Desarrollo de las concesiones en Venezuela. ....	21
4.2. Antiguas concesiones petroleras en el Medio Oriente. ....	22
4.2.1. Régimen de las concesiones petroleras en el Medio Oriente.....	23
4.2.2. Agentes de las concesiones petroleras en el Medio Oriente. ....	25
4.2.3. Desarrollo de las concesiones en el Medio Oriente.....	26
4.3. Reforma y renegociación del régimen del <i>upstream</i> en Venezuela y en el Medio Oriente. ....	27
4.3.1. Reforma petrolera en Venezuela .....	28
4.3.2. Renegociación en el Medio Oriente.....	31
4.4. Reacción de las concesionarias en el Medio Oriente y en Venezuela. ....	40
4.5. La OPEP y la renta petrolera.....	43
a. Declaración sobre política petrolera en los países miembros.....	44
<b>5. El contrato de producción compartida: la experiencia internacional</b> .....	47
<b>Conclusión</b> .....	52
<b>Anexos</b> .....	53
1. Modelo de contrato productores 88 (2004) .....	53
2. Normas y procedimientos de regulación de las antiguas concesiones petroleras en Venezuela.....	58
3. Muestra de antiguas concesiones petroleras en el Medio Oriente.....	59
<b>Referencias Bibliográficas</b> .....	60

## Introducción

*In Memoriam* José Manuel Mora Ripanti (1994-2011):  
Pudo haber sido economista, pero no lo fue.

A diario se firman contratos entre agentes de la industria petrolera para explorar, producir, transportar, refinar y vender crudo y derivados. Sin embargo, los contratos que han preferido históricamente los agentes para explorar y producir petróleo en el mundo se reducen a tres, fundamentalmente: el contrato de arrendamiento de petróleo y gas natural, el contrato de concesión petrolera y el contrato de producción compartida. Otros contratos se han usado también para desarrollar estas actividades, como los contratos de empresas mixtas (las llamadas *joint ventures* en inglés), los contratos de beneficios compartidos, contratos de alianzas estratégicas, contratos de servicio, con o sin riesgo, etc. Pero ninguno de éstos ha gozado tanto de la preferencia de los agentes para explorar y producir petróleo en el mundo en el largo plazo como lo han hecho los tres primeros. En efecto, el contrato de arrendamiento de petróleo y gas se usa en EE.UU. desde inicios del siglo XX hasta nuestros días. El contrato de concesión se usó en todos los países miembros de la OPEP durante las ocho primeras décadas del siglo XX. Y el contrato de producción compartida domina ahora el mundo de las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural fuera de Norteamérica, Europa Occidental y algunos países de América Latina y el Caribe.

Cada uno de estos tres contratos - aunque sencillos o elaborados y con glosarios minuciosos - no es un modelo en sí, porque no existe “un” modelo de contrato, aparte de unas pocas disposiciones, comunes y corrientes, que cada uno contiene, como identificación de las partes (agentes o actores en economía) y derechos y obligaciones recíprocas sobre un área específica durante largo plazo, dada la naturaleza de las actividades que regulan. Pero estas reglas mínimas no pueden asumirse como “el” modelo, porque ninguno de estos contratos es un modelo en su especie, aunque en EE.UU. se intentó hacer del contrato de arrendamiento de petróleo y gas un contrato de adhesión. Además, porque hay otros contratos que se usan para el mismo propósito: explorar y producir hidrocarburos. Y, finalmente, porque a pesar de que cada uno de ellos ha estado en vigor durante largos plazos en EE.UU., en los países miembros de la OPEP y en muchos países en desarrollo en dónde actualmente se explota petróleo y gas, fuera de la OPEP, nada impide a los actores crear una nueva forma contractual.

Pero si no hay modelos de contratos, si hay evolución de sus cláusulas o de sus “términos y condiciones” (*terms and conditions*), según la terminología jurídica anglosajona. Los actores han adoptado también nuevas cláusulas o han mezclado las existentes, y han creado variantes e híbridos de contratos. Por ejemplo, en el contrato original de producción compartida no se estipuló pago de regalía alguna - característica típica de los contratos de arrendamiento de petróleo y gas y de las concesiones - , pero otros, posteriores, si lo hicieron. Lo que ha variado, entonces, no es tanto el qué, sino el cómo, quién, dónde, durante cuánto tiempo y en

beneficio de quién se produce. Porque las cláusulas reflejan las fortalezas o debilidades de las que disponen los actores y su poder de negociación correspondiente cuando negocian los contratos y cuando varían sus condiciones en el tiempo. Hay que advertir, sin embargo, que algunas cláusulas son disposiciones jurídicas de legislaciones nacionales (de hidrocarburos, fiscal, ambiental, etc.) y, por consiguiente, no pueden negociarse ni modificarse mientras dure su vigencia, pero otras sí pueden ser negociadas entre los actores, como las primas y sus montos en particular.

Lo que sí han mostrado estos tres contratos en el largo plazo es estabilidad. Quizá porque han resuelto formalmente de manera satisfactoria las relaciones específicas entre propietarios del recurso natural y empresas, los dos agentes que se relacionan directamente en las actividades de exploración y producción de petróleo; quizá también, o más bien, porque eliminarlos – como ocurrió mayoritariamente con los contratos de concesión de los miembros de la OPEP en la década de los setenta del siglo XX – sea demasiado costoso para las empresas petroleras y los consumidores. Y, aunque conceptualmente diferentes entre sí, en términos de los derechos de propiedad de los hidrocarburos que transfieren, de la distribución de ingresos entre las partes, plazos, áreas cubiertas y resolución de disputas, estos son los tres contratos que en sus formas jurídicas y técnico-económicas han sido preferidos históricamente por los actores para explorar y producir hidrocarburos durante 150 años en el mundo.

De lo que se trata aquí, entonces, es de exponer el origen y evolución de los contratos de arrendamiento de petróleo y gas natural en EE.UU., de las concesiones petroleras en los países miembros de la OPEP y de los contratos de producción compartida en Indonesia y en otros países en desarrollo. Se expondrá también la evolución de sus cláusulas, particularmente de las económicas, tan importantes para los países en desarrollo exportadores de hidrocarburos, cuyos ingresos fiscales dependen en una proporción relativamente alta de la renta petrolera internacional que se apropian (la llamada *government take* en la literatura anglosajona). Por consiguiente, si este esfuerzo tiene alguna originalidad quizá sea la de haber compilado, expuesto y comparado en un solo trabajo investigaciones previas y aisladas sobre algunos de estos contratos, difíciles de encontrar, en particular de la literatura relacionada con el contrato de arrendamiento de petróleo y gas en EE.UU. Si el propósito técnico de todos estos contratos es el mismo: explorar y producir hidrocarburos, no hay razón para excluir la experiencia estadounidense. Sobre todo, porque este es el único país en el mundo en el que coexisten la propiedad privada y la propiedad pública del subsuelo. Fue el país de origen, organización y desarrollo de parte de la industria petrolera privada en terrenos de propiedad privada y pública. Ha ocupado el primer lugar mundial de todas las posiciones del juego petrolero: como productor durante más de un siglo, exportador hasta 1928 y consumidor, actualmente. Allí se pueden observar los tres agentes fundamentales del juego petrolero (propietarios de tierras privadas y públicas, empresas y consumidores), y sus

relaciones. Es además una escuela para muchos países petroleros (no sólo en sus Universidades), que han aprendido conocimientos de su experiencia y los han adaptado a sus necesidades. Es, en fin, el país de origen de grandes empresas petroleras, mayores como se las llama ahora, como ExxonMobil, ChevronTexaco, etc.

Antes de explicar el origen y evolución del contrato de arrendamiento de petróleo y gas, como se hace en la tercera sección de este trabajo, fue indispensable resumir en sus dos primeras secciones, cómo se organizó la producción de petróleo en los EE.UU., y cómo y, sobre todo, por qué se pasó de un contrato genérico de arrendamiento de tierra al contrato específico de arrendamiento de petróleo y gas. En la cuarta sección se expone el contrato de concesión en los miembros de la OPEP y la evolución de sus cláusulas económicas. Es, por tanto, la sección más extensa de este trabajo. En la quinta, y última sección, se explica el contrato de producción compartida y la evolución de sus cláusulas en Indonesia y en otros países.

Esta investigación, además de tener un interés académico evidente, puede resultar útil para los diseñadores de contratos de exploración y producción de petróleo, porque éstos son los instrumentos que vehiculan la inversión de ingentes cantidades de dinero en las actividades primarias de la industria petrolera (exploración y producción) llamadas también “aguas arriba” o, simplemente, *upstream*, por oposición a las actividades secundarias (transporte, refinación y distribución), “aguas abajo” o *dowsntream*. Este trabajo trata de integrar dos visiones sobre contratos de exploración y producción de petróleo, una jurídica y otra económica, y asume su historia como método de exposición. Si cumple o no su propósito, al lector de juzgarlo.

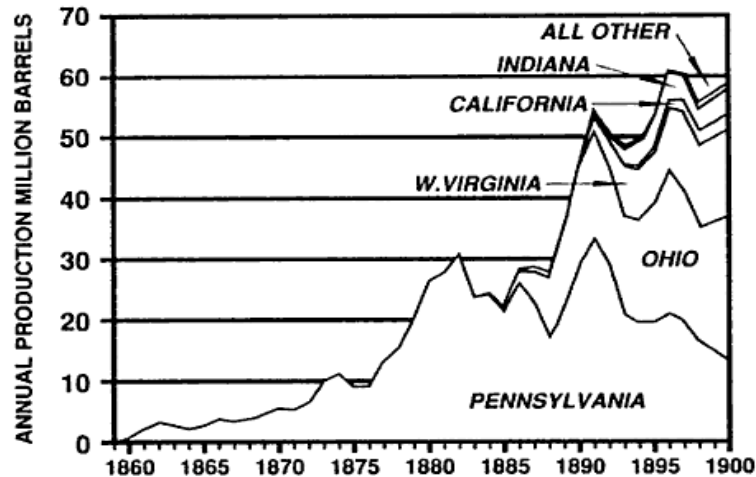


# 1. Organización de la producción de petróleo en EE.UU.

Las actividades de exploración y producción industrial de petróleo nacieron y se organizaron en terrenos de propiedad privada en EE.UU. a mediados del siglo XIX. Sobre esta base se implantó el primer conjunto de normas que gobernaron el desarrollo del sector a partir de la década de 1850.

La industria petrolera moderna nació en 1859 en EE.UU. porque allí, cuando el "Coronel" *Drake* perforó el pozo que descubrió petróleo en Titusville, al noroeste de Pensilvania, se habían reunido cuatro circunstancias que transformaron en una gran empresa capitalista la antigua actividad artesanal de producción de crudo (un producto usado como medicina o para embalsamar o impermeabilizar, o un subproducto nocivo de la producción comercial de agua salada). Primero, a fines de 1850, ya se conocía la tecnología para destilar petróleo del carbón, producir aceite para alumbrar y desplazar el declinante aceite de ballena. Samuel Kier había inventado y promovido un método para refinar crudo y eliminarle la mayoría de las impurezas. Había inventado y promovido también un quemador mejorado para lámparas que permitía quemar querosén con una llama luminosa y emitir poco humo y olor. Segundo, Benjamín Silliman Jr., profesor de la Universidad de Yale, editor del *American Journal of Science and Arts* (entonces, la revista científica más prestigiosa de EE.UU.), publicó en 1855 un análisis químico del petróleo de Pensilvania y emitió un juicio de valor positivo sobre su potencial económico. Tercero, George Bisell, abogado y promotor de empresas de Nueva York, usó el análisis de Silliman como panfleto para vender a capitalistas acciones de su compañía (la *Pennsylvania Rock Oil Company*) y financiar la perforación del pozo de Drake. Y, cuarto, "la fiebre del petróleo" (*the oil rush*) atrajo hombres de negocios y ambiciosos hacia el territorio donde se encontraban las reservas en el noroeste de Pensilvania, el Estado que "dominó el *upstream* de la industria durante la mayor parte del siglo XIX" (Sorenson, 2007: 10), como se puede ver en la gráfica 1.

**Gráfica 1. Producción de petróleo por Estados en los EE.UU. (1858 - 1900)**



Fuente: Tomado de Dudley (1993: 11). La curva que representa la producción de Pensilvania incluye también la de Nueva York, que era una cantidad relativamente pequeña. La producción denominada como "all other" (todos los demás) incluye la de Kentucky, Tennessee, Colorado, Illinois, Kansas, Texas, Missouri, Oklahoma y Wyoming.

El carácter líquido del petróleo y los riesgos geológicos asociados con la incertidumbre de su ubicación precisa dentro de los límites de un predio específico determinaron que los acuerdos a los que llegaron los primeros agentes económicos para explorarlo y explotarlo en terrenos de propiedad privada estadounidense durante la segunda mitad del siglo XIX revistieran la forma jurídica de un contrato de arrendamiento de tierra y no de otro, uno de compraventa, por ejemplo. Por eso, el *upstream* de la industria nació y se desarrolló, durante un período de unos 70 años, aproximadamente (1850-1920)<sup>2</sup>, gobernado por un conjunto de reglas formadas casi exclusivamente al calor de negociaciones y tratos entre agentes económicos privados estadounidenses: el propietario del terreno y el empresario petrolero o un intermediario suyo. El Estado intervino sólo de manera secundaria en la consolidación y, en algunos casos, creación de estas normas: cuando se entablaron demandas entre particulares sobre asuntos litigiosos y los tribunales emitieron sus sentencias correspondientes. Pero muchos de estos fallos fueron de cumplimiento obligatorio por todos los actores, porque en el derecho común anglosajón, o *common law*, las sentencias de los altos tribunales, o jurisprudencia, son determinantes para crear normas jurídicas.

<sup>2</sup> "Es imposible fijar con certeza la fecha de la llegada de las nuevas reglas que caracterizaron posteriormente a la industria". (Veasy, 1920b: 655)

## 2. Del arrendamiento de tierra al de petróleo y gas

El lugar en el que aflora el petróleo, cuando lo hace, es un indicio geológico de su existencia en el subsuelo. Los primeros hombres que se aventuraron a perforar pozos para buscar agua salada o petróleo lo hicieron al azar, infundidos de individualismo y optimismo, porque habían detectado escapes superficiales del líquido. "Durante los primeros cincuenta años del crecimiento de la industria petrolera, rara vez se efectuaron taladros exploratorios basados en un principio científico..." (*The Institute of Petroleum*, 1963: 6). Pero el sitio donde aflora el petróleo no coincide siempre con la ubicación definitiva del yacimiento - a diferencia de los minerales sólidos que si lo hacen, por regla general -, porque el hidrocarburo se filtra desde las llamadas rocas productoras, o rocas madres, a través de los "huecos" o poros de las rocas y "viaja" hasta ser "entrampado" en las llamadas rocas recipientes que evitan su escape. Este proceso técnico, responsable en buena medida de la evolución específica de la economía y del derecho petrolero estadounidense, se conoce en la jerga de los geólogos e ingenieros petroleros como "migración" de hidrocarburos. Y los perforadores lo comprendieron pronto. Se dieron cuenta que el carácter migratorio del hidrocarburo conllevaba riesgos para su empresa: perforar pozos secos y perder cantidades importantes de capital y trabajo. "En aquellos días el promedio de éxitos suponía uno de cada veinte..." (ídem), es decir, 5 %. Y los riesgos aumentaban con la profundidad de la perforación (por pérdidas de herramientas en los huecos, encuentro con formaciones inesperadas que obligaban a abandonar completamente los proyectos, etc.).

Estas razones disuadieron a la mayoría de propietarios privados de terrenos en Pensilvania a interesarse directamente en la actividad de exploración. Prefirieron delegar esa tarea en emprendedores petroleros estadounidenses. Pero las mismas causas llevaron a estos emprendedores a optar por el arrendamiento de tierra o de derechos mineros sobre el subsuelo antes que por su compra. Un argumento adicional justificaba esta decisión: el origen del negocio de las empresas petroleras se encuentra contenido en el subsuelo, no en el suelo, ni mucho menos en la acumulación de propiedades de tierra. Tal como observó un jurista canadiense que se interesó por el estudio de este tema en Norteamérica: "el enfoque del arrendamiento es el que mejor se adapta a las necesidades de ambas partes" (Ballem, 2008: 5).

En la historia del derecho petrolero estadounidense se acepta como un hecho incontrovertible que el primer contrato de arrendamiento de tierra para explorar y producir petróleo en ese país fue el suscrito el 4 de julio de 1853 entre J. D. Angiers, del vecindario de *Cherry Tree* en el Condado de Venango, Estado de Pensilvania, y Brewer, Watson y Compañía (Moses, 1951, citado en Burney, 1999).



En él está contenido el embrión del primer conjunto de reglas que regularían el *upstream* de la industria petrolera en EE.UU. durante este período inicial, de 1850 a 1920. Esas reglas eran: a) Suscripción de un contrato de arrendamiento de tierra entre dos agentes económicos privados: el propietario del terreno y el arrendatario, correspondiente en general a una empresa petrolera estadounidense; b) compromiso del arrendatario de excavar pozos para buscar petróleo en el terreno que le había sido arrendado; c) compromiso del arrendatario de hacer las inversiones necesarias para perforar pozos y mantenerlos en producción. En caso de éxito, el monto de la inversión se deducía de los ingresos obtenidos por la venta del recurso, y el saldo favorable se dividía por mitad, en una proporción de 50-50 (*fifty-fifty*) para cada uno de los agentes. Finalmente, d) el contrato tenía un plazo determinado, cinco años en este caso, contado a partir de la fecha de su firma.

Sin embargo, un conjunto de reglas incipientes como esas, escritas antes del nacimiento de la industria, sería sometido por la acción de los actores a experimentar múltiples y sucesivas modificaciones hasta lograr otro contrato y otro conjunto de reglas que les permitieran organizar establemente el *upstream* en el largo plazo.

Por ejemplo, en 1857, se pactó el contrato de arrendamiento que terminó por dar origen a la industria petrolera moderna en 1859. En ese contrato, suscrito entre la *Pennsylvania Rock Oil Company*, como propietaria del terreno, y Bowditch y Drake, como arrendatarios, se mantuvieron algunas de las reglas de juego enumeradas en el párrafo precedente. Pero la propietaria del terreno consiguió que los arrendatarios ampliaran el contenido de sus compromisos: se obligaron a perforar, excavar, buscar y obtener petróleo, agua salada, carbón y cualquier otro material existente en y sobre los 105 acres de tierra arrendada (42,5 ha, aproximadamente)<sup>3</sup>; transportarlos, almacenarlos y venderlos por su cuenta y riesgo; y aceptaron también condiciones para dar por terminado el contrato: si no trabajaban la propiedad en "un período no razonable" (*an unreasonable length of time*) o si dejaban de pagar la regalía por más de 60 días. A cambio, los arrendatarios obtuvieron un plazo más extenso: período de 30 años, dividido en dos, uno inicial de 15 y otro adicional de 15 más; y obtuvieron también una disminución de la regalía, pues ésta se pactó en un octavo (12,5 %) "de todo el petróleo que se recogiera" (*of all oil as collected*). Los arrendatarios podían comprar el "petróleo-regalía" a razón de US \$ 0,45 por galón o US \$ 18,90 por barril<sup>4</sup>. Si producían otros minerales, como carbón por ejemplo, pagarían "10 % de los beneficios netos" (Mora Contreras, 1998: 103).

Luego del descubrimiento de petróleo en Pensilvania, ese estado fue literalmente invadido por una miríada de personas que se apresuraron a firmar innumerables contratos de arrendamiento de tierra y a perforar pozos en los

---

<sup>3</sup> Una extensión muy grande para los estándares de la época, porque un arrendamiento típico cubría un acre de tierra, o menos, y rara vez excedía los 5 acres (Véase Veasy, 1920b).

<sup>4</sup> 1 galón = a 3,78533 litros y 1 barril = 158,9 litros. Por consiguiente, 1 barril = 42 galones.

terrenos adyacentes al arrendado por Drake. "A finales de 1860, en Pensilvania se habían perforado 240 pozos en total y, de ellos, 201 eran productores" (Dudley, 1993: 4). Fue de tal magnitud el frenesí por enriquecerse rápidamente que los propietarios de los terrenos lograron introducir una cláusula en los contratos que obligaba a los arrendatarios a comenzar casi inmediatamente las operaciones y "a proseguirlas hasta alcanzar el éxito o a abandonarlas" (Veasy, 1920b: 653), y simultáneamente introdujeron otra que prevenía la caducidad del contrato por cese de operaciones. Estas cláusulas exorbitantes se justificaron porque no fue infrecuente el caso de terrenos arrendados para buscar petróleo que permanecieron inactivos en posesión de los arrendatarios por largos plazos (más de 20 años) o terminaron llenos de hoyos. Este fenómeno se repitió en otros estados, donde después se descubrieron hidrocarburos, como Ohio, Virginia Occidental, California, Luisiana y Texas, porque "cuando se descubre petróleo en algún lugar hay una gran e inmediata mejora en los valores de toda la propiedad existente en ese lugar" (Veasy, 1920a: 447).

En la negociación de los contratos intervino activamente un actor singular, que contribuyó de manera significativa con el desarrollo de la industria petrolera en los Estados Unidos: la persona que asumió la tarea de negociar por y para las empresas el arrendamiento de terrenos (el llamado *landman* en inglés). Este "hombre de la tierra", devenido colectivamente en una organización profesional exclusiva de la industria petrolera norteamericana (Estados Unidos y Canadá), se encargó, con el mayor de los sigilos, de localizar escapes superficiales de petróleo, informar a las empresas, hallar a los propietarios privados de terrenos, verificar sus títulos de propiedad en el registro inmobiliario y negociar con ellos - generalmente al más bajo costo para las empresas - las cláusulas de los contratos individuales de arrendamiento. Fue, por tanto, un actor determinante en la negociación y elaboración del conjunto de reglas, algunas de ellas con carácter estándar, que terminaron por regular el *upstream* de la industria en EE.UU. en el largo plazo.

De este primer conjunto de reglas, algunas se incorporaron como cláusulas de un nuevo contrato que evolucionó, incluso en su forma jurídica, desde un contrato genérico de arrendamiento de tierra hasta un contrato específico de arrendamiento de petróleo y gas (*oil and gas lease*), denominación con la que pasó a conocerse en la industria y en la literatura petrolera estadounidense desde fines del siglo XIX e inicios del XX hasta nuestros días. Fue tal el éxito que alcanzó este contrato que, a inicio del siglo XX, se imprimió un arquetipo de él, un contrato de adhesión con sus cláusulas correspondientes, llamado productores 88 (*Producers 88 form*), en el que se dejaban sólo unos pocos espacios vacíos para ser llenados por las partes en el momento oportuno, y que es aún de uso extenso en el *upstream* de la industria petrolera en Estados Unidos y Canadá<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Si el número 88 carecía de significado específico para la industria petrolera, porque parece provenir del número del encargo que tenía la imprenta que hizo el trabajo en el Estado de Oklahoma, la palabra "productor" si lo tenía, porque el contrato estaba destinado a ser usado de

### 3. El contrato de arrendamiento de petróleo y gas

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 mineros, porque pueden ser dos personas distintas) otorga al arrendatario (la compañía petrolera) los derechos de explorar y explotar los yacimientos de petróleo y gas que se encuentren en su subsuelo durante cierto tiempo, a cambio del pago de un precio determinado en el contrato (primas y regalías).

Este contrato, diseñado inicialmente para regular relaciones jurídicas y económicas privadas, entre el arrendador y el arrendatario, con motivo de la exploración y producción de petróleo y gas en terrenos de propiedad privada en los Estados Unidos, se extendió luego, con variantes, a la tierra de propiedad federal, cuando se promulgó la ley de arrendamientos de tierras mineras en 1920.

**3.1. Contrato de arrendamiento en terrenos de propiedad privada.** El marco de reglas estandarizadas que terminó por implantarse en EE.UU. para desarrollar establemente y de manera plena las actividades de exploración y producción de la industria de los hidrocarburos en el siglo XX y lo que va del XXI dio origen a un contrato específico de arrendamiento de petróleo y gas (*oil and gas lease*), que caracteriza y distingue a la industria petrolera norteamericana desde el punto vista jurídico y económico. En él se subsumió la forma jurídica del contrato de arrendamiento de tierra que permitió el nacimiento y desarrollo inicial de la industria. Pero el nuevo contrato contenía objeto y actores distintos. Así, la tierra (la *land*) ya no fue más el objeto del contrato de arrendamiento, sino el petróleo y el gas natural (*oil and gas*)<sup>6</sup>. Y sus actores tampoco fueron más un propietario de tierra (o *landlord*) y un arrendatario (o *tenant*), sino un arrendador (o *lessor*), que se supone sea el propietario del subsuelo o de sus derechos mineros, y un arrendatario (o *lessee*), que se supone sea una compañía petrolera<sup>7</sup>.

---

manera común y corriente por las empresas en los arrendamientos de petróleo y gas. De hecho, el documento estaba lleno de cláusulas favorables para las empresas. Pero no había, ni hay, una forma única estandarizada de contrato. Había, y hay, sí, cláusulas estandarizadas de contratos. Véase uno de estos modelos recientes de contrato (2004) en el anexo número 1.

<sup>6</sup> Los contratos de arrendamiento de tierra incluían sólo al petróleo, pero como el mercado del gas natural se desarrolló en los EE.UU. a fines del siglo XIX y comienzos del XX, los nuevos contratos incluyeron explícitamente a ambos hidrocarburos: petróleo y gas. Véase Veasy, 1920c.

<sup>7</sup> Por supuesto, en un estado federal como EE.UU., la terminología del contrato varía de un estado a otro, aunque no su objeto ni sus actores. Así, en Kansas el contrato de arrendamiento se puede asimilar a una licencia o permiso dado por el arrendador al arrendatario para entrar en su tierra, explorarla y extraer petróleo y gas, pero en Texas este arrendamiento se clasifica como una cesión de la propiedad (*conveyance*) del petróleo y del gas que el arrendatario encuentre (Pierce, 1994).

Al aceptar este nuevo régimen del *upstream*, la industria petrolera estadounidense aceptó también, implícitamente: a) que la propiedad del suelo conllevaba la del subsuelo, tal como estaba establecido consuetudinariamente en el *common law*; b) que los minerales contenidos en el subsuelo pertenecían al propietario del suelo o de sus derechos mineros (porque podían ser dos personas distintas); y, c) que carecía de interés para ella fomentar una discusión sobre la propiedad minera, similar a la que había ocurrido en la Revolución Francesa con motivo de la aprobación de la ley de minas de 1791, porque en EE.UU. se había encontrado una solución sumamente ingeniosa a ese problema de la propiedad de las minas que, como veremos, hacía inútil el desvío. Por consiguiente, el contrato de arrendamiento de petróleo y gas natural descansa sobre un supuesto implícito: la propiedad del subsuelo y de los recursos contenidos en él están claramente definidos, pertenecen al propietario del suelo o al propietario de sus derechos mineros, porque así lo dispone la ley. Pero como en el *common law* estadounidense la propiedad del suelo y la del subsuelo son distintas, el ámbito del contrato se limitó estrictamente al arrendamiento de los “productos” que interesaban económicamente a las empresas: el petróleo y el gas natural que se encontraran en el subsuelo, estableciendo así, sea dicho de paso, una identidad absoluta entre el objeto del contrato y el objeto del *upstream* de la industria.

De esa identidad resultó que el objeto del contrato de arrendamiento fuera precisamente el petróleo y el gas natural, considerados en su individualidad corpórea como bienes muebles, distintos entre sí, por supuesto, pero, sobre todo, distintos del suelo y del subsuelo (valga decir, de la tierra), que continuaron siendo, obviamente, bienes inmuebles y que, aunque eran medios indispensables para explotar los hidrocarburos, no eran fines en sí mismos para la industria petrolera, como muy probablemente lo había dado a entender el contrato de arrendamiento de tierra. Por eso, el petróleo y el gas natural pudieron ser ahora arrendados de manera totalmente independiente y separados de la propiedad de la tierra, porque ellos constituían en sí una propiedad distinta<sup>8</sup>.

Sin embargo, de esa identidad resultó también otra consideración, no menos importante que la precedente. Como el carácter migratorio de los hidrocarburos podía hacer coincidir o no el terreno arrendado inicialmente con aquél donde finalmente se perforaría el yacimiento, sobre todo en terrenos contiguos de dónde se podían “drenar” los hidrocarburos, la propiedad de los recursos in situ, no descubiertos, era una simple expectativa, una propiedad en potencia, que sólo se haría realidad cuando el arrendador o el arrendatario (la empresa) perforara los pozos, descubriera el yacimiento, extrajera los hidrocarburos y se los apropiara personalmente como bienes muebles en la boca del pozo (*wellhead*), ubicado en la superficie, porque en el *common law* la posesión se admite como origen de la propiedad (Rose, 1985)<sup>9</sup>. En esta consideración si

---

<sup>8</sup> Véanse Veasy (1920a), Summers (1919) y D. C. G. (1950).

<sup>9</sup> Sobre el tema de la apropiación de los hidrocarburos descubiertos por el arrendatario, véase Veasy (1920c).

desempeñaron un papel fundamental los fallos de las Cortes de los estados petroleros estadounidenses de finales del siglo XIX y principios del XX (Veasy, 1920a; Dudley, 1993). Establecieron una analogía entre el petróleo crudo y el gas natural in situ y los animales salvajes en la naturaleza (*ferae naturae*). Admitieron que el petróleo y el gas in situ eran minerales que, como los animales salvajes en la naturaleza, podían escaparse (*fugacious*) por el subsuelo hacia terrenos de propietarios diversos. Y dispusieron, en consecuencia, que al petróleo y al gas natural se les aplicara "la ley de captura" del *common law*: pertenecían al primero que los capturara, es decir, en general, a las empresas petroleras<sup>10</sup>.

Por estas razones de carácter técnico, jurídico y económico, cuando se negociaba el contrato de arrendamiento de petróleo y gas había una asimetría inicial de información que inclinaba la balanza de la negociación en favor del actor que acumulara la mayor cantidad de conocimiento técnico, geológico en particular, sobre el *upstream* de la industria: la empresa petrolera<sup>11</sup>. Y esa asimetría de información se vio reflejada en la escogencia y el diseño del contrato de arrendamiento de petróleo y gas como arquetipo jurídico que relacionaba a los actores de este sector en EE.UU., el arrendador y el arrendatario, porque en él sus compromisos eran asincrónicos.

Mientras que en el contrato de arrendamiento de petróleo y gas natural el arrendador permitía al arrendatario el derecho de entrar inmediatamente en la tierra arrendada para explorar, perforar y producir con carácter exclusivo todo el petróleo y el gas natural que encontrara durante cierto tiempo, que comprendía obviamente el presente, pero sobre todo el futuro; el arrendatario se comprometía a pagar al arrendador la regalía en el futuro, cuando encontrara, extrajera y se apropiara los recursos naturales. Por eso, el arrendador logró que, por el simple hecho de ejecutar el contrato de arrendamiento, el arrendatario le pagara una cantidad inicial de dinero al contado (*initial cash*), llamada "bono" (*bonus*) o bono en efectivo (*cash bonus*) en la jerga petrolera. Este pago de esta prima ha llegado a ser prácticamente universal en casi todos los contratos del *upstream* y se le conoce ahora como prima de firma de contrato, incluso fuera de los Estados Unidos. Su cuantía dependía, en general, de la geología del área, de la competencia entre las empresas y del tamaño de las parcelas arrendadas. Así, en terrenos que requirieran de perforaciones exploratorias (*wildcat territory*) la prima

---

<sup>10</sup> Por supuesto, las sentencias tuvieron un carácter más genérico que el expuesto. Dispusieron, en síntesis, que el propietario del suelo tenía el derecho exclusivo de perforar su subsuelo y apropiarse de los hidrocarburos existentes, pero podía también no hacerlo y ceder ese derecho. Véanse: Veasy (1920a) y Stokes Adams (1915). Summers (1919) transcribió el párrafo pertinente de la sentencia original de la Corte Suprema del Estado de Pensilvania de 1889. Un economista moderno expresó esta analogía en los términos siguientes: "Desde el punto de vista económico, el petróleo crudo tiene más aspectos en común con los osos pardos que con la plata y con el oro... De allí que, el derecho petrolero (y el del gas) sea muy similar a la legislación sobre especies silvestres y, al mismo tiempo, muy diferente a la legislación de los minerales sólidos" (Lueck, 1995: 425).

<sup>11</sup> En 1919 se estimó que 22 % de los pozos perforados en EE.UU. fueron un fracaso (Veasy, 1920a), pero ¿no se sobreentenderá que alrededor de 80 % fueron exitosos?

era generalmente baja, pero elevada en áreas probadas o parcialmente probadas. Según Veasy (1920b), su rango estuvo entre 100 y 500 dólares por acre (0,4 ha, aproximadamente) en EE.UU. a inicios del siglo XX. La competencia entre empresas por arrendar parcelas de mayor tamaño en áreas probadas aumentaba también la prima. Y, por supuesto, los ciclos de los precios del petróleo la hacían variar también hacia el alza o hacia la baja.

Además, como los compromisos eran asincrónicos, el arrendador introdujo en el contrato las llamadas "cláusulas guillotinas" (Pierce, 1994: 788), aquellas que preveían la terminación o caducidad del arrendamiento cuando el arrendatario no comenzaba las operaciones de perforación o no las reanudaba; cuando no obtenía la producción deseada, cesaba o no era económicamente rentable; y, cuando el arrendatario se retrasaba en el pago de la regalía, a menos que asumiera el compromiso de pagar al arrendador cierta cantidad de dinero a intervalos establecidos, generalmente un año (*periodical rental*), hasta el comienzo o la reanudación de las operaciones. La cuantía de esta cantidad de dinero dependía del valor prospectivo del terreno en términos de petróleo y gas natural y de la competencia entre empresas por arrendamientos en predios circunvecinos. Este tipo de acuerdo se incorporó en el contrato de arrendamiento de petróleo y gas en la llamada cláusula de perfore o pague (*drill or pay clause*) o cláusula rentística (*rental clause*), pero independientemente de su denominación el propósito era el mismo: presionar a los arrendatarios para desarrollar pronto y eficazmente la producción, porque de ella dependía el pago del componente principal del ingreso que maximiza el arrendador en este negocio: la regalía o renta petrolera (en la boca del pozo o en el punto de venta). De allí que, en este estado de la negociación, la estrategia del arrendatario estuviera centrada en el plazo del arrendamiento.

El plazo de los contratos, que se estipuló hasta en 99 años y a perpetuidad en algunos de los primeros casos, se redujo luego a un período fijo, inicial o exploratorio (*fixed term, primary term* o *exploratory period*) de 5 años en promedio, pero con la condición expresa de que, si durante su vigencia se producían hidrocarburos, se ampliaría por el resto del tiempo (*secondary term*) que durara producirlos en cantidades remuneradoras (*paying quantities*)<sup>12</sup>. Esta cláusula condicional introdujo en el contrato, en términos prácticos, un plazo por tiempo indeterminado en beneficio exclusivo del arrendatario, valga decir, de la empresa petrolera, porque ella era la única que podía, luego de sacar cuentas, dar o no por terminado el contrato. Sin embargo, en terrenos contiguos a otros productores de hidrocarburos, algunos arrendadores restringieron el plazo inicial hasta 10 días, en casos extremos, o hasta 2 años. Pero en terrenos inexplorados, este plazo llegó a extenderse hasta 10 años (Veasy, 1920d y Summers, 1925).

En fin, para realizar todas las operaciones que suponía producir el petróleo y el gas natural que se encontrara (como inyectar agua, gas y otros fluidos,

---

<sup>12</sup> Según Veasy (1920d), el primer arrendamiento que incorporó esa condición se celebró en 1881.

construir depósitos o tanques de almacenamiento y tratamiento de los recursos extraídos, tender oleoductos o gasoductos, etc.), el arrendatario necesitaba razonablemente usar parte o la totalidad de la superficie de la tierra arrendada (Veasy, 1920a). Por eso, el propietario-arrendador del subsuelo o de sus derechos mineros que era también propietario-arrendador del suelo exigió al arrendatario una compensación en dinero con base en pequeños lotes de la totalidad del terreno arrendado, por ejemplo, un pago anual de un dólar por acre de tierra usada. En algunos contratos, el arrendador logró también incluir una cláusula que lo compensara por los daños causados a la superficie de su terreno o, en su defecto, que obligara al arrendatario, cuando vencía el plazo del contrato, a remover todo el equipo y las estructuras construidas sobre el suelo para dejar el terreno casi en las mismas condiciones en que se encontraba al momento del arrendamiento. En parcelas de mayor tamaño, el arrendador (del subsuelo y del suelo) introdujo una cláusula que obligaba a las empresas a devolver el terreno que no estaba siendo utilizado productivamente cuando vencía el período exploratorio. Su interés era, evidentemente, darlo en nuevos arrendamientos, sobre todo si los anteriores eran exitosos, y negociar pagos mayores de primas y regalía.

En la práctica de los negocios de la industria petrolera estadounidense, cada uno de estos compromisos u obligaciones se amplía o limita, dependiendo de las fortalezas o debilidades de los actores y de su poder de negociación. En la práctica también, la naturaleza controversial de la relación arrendador-arrendatario y las enormes cantidades de dinero que pone en juego el *upstream* de la industria petrolera, un sector de los denominados de capital intensivo en economía industrial, han acicateado a los abogados estadounidenses para litigar durante más de un siglo hasta el significado mismo de cada palabra del contrato de arrendamiento de petróleo y gas y la intención subyacente del comportamiento de las partes (Pierce, 1994).

**3.2. Contrato de arrendamiento en terrenos de propiedad pública.** La aparición y aplicación generalizada de reglas estandarizadas en el contrato de arrendamiento de petróleo y gas para regular las actividades del *upstream* en terrenos de propiedad privada en los Estados Unidos, favorables ampliamente a las empresas petroleras<sup>13</sup>, coincidió con la promulgación de la primera ley de arrendamientos de tierras mineras de 1920<sup>14</sup>. El objetivo de esta ley era regular el sector en el remanente de tierras de propiedad pública o federal ubicadas al oeste de EE.UU., porque en el gobierno había tomado cuerpo la idea de que la política liberal de privatización de tierras del siglo XIX había cumplido ya sus propósitos y que el interés público de la nación sería mejor servido en el futuro si se

---

<sup>13</sup> Aunque fallos repetidos de las Cortes estadounidenses del siglo XIX y comienzos del XX sostuvieron que los contratos deberían interpretarse en favor de los arrendadores y en contra de los arrendatarios. Véase: Veasy, 1920b.

<sup>14</sup> *Mineral Lands Leasing Act* de 5 de febrero de 1920.

mantenía la propiedad federal de algunos recursos naturales, como el carbón, el petróleo y el gas natural, entre otros, “porque su uso podría conservarse y controlarse mejor, y porque se corría el peligro inminente de que ellos fueran monopolizados en detrimento del público” (Colby, 1915: 270 y 271). Obtener un ingreso fiscal derivado del arrendamiento y venta de esos recursos llegó a tener también cierta importancia en el cambio de la política pública o federal del gobierno de los Estados Unidos.

La ley siguió la pauta trazada por los arrendamientos privados de petróleo y gas y aceptó algunas de sus reglas estandarizadas, pero impuso nuevas reglas de juego mínimas, normas jurídicas, acordes con la capacidad coercitiva del Estado, que mejoraron su posición económica como propietario de los recursos, como, por ejemplo: a) Que el Ministerio del Interior era el órgano autorizado para otorgar licencias de exploración de petróleo y gas en terrenos federales por períodos de 2 años y suscribir los contratos de arrendamiento correspondientes de explotación por períodos de 20 años, renovables por períodos sucesivos de 10 años; b) Que la extensión máxima de cada parcela exploratoria era de 2.560 acres (1.036 ha, aproximadamente) y que, en caso de descubrimiento, cada parcela arrendada se reducía a 1/4 de la parcela exploratoria (640 acres o 260 ha, aproximadamente); c) Que en estos últimos arrendamientos la regalía era de 5 % anual de la producción de petróleo o gas, pagadera en dinero o en especie, y que el arrendatario pagaría por adelantado una renta anual de un dólar por acre, acreditable contra el pago futuro de la regalía durante el año en cuestión; d) Que estos arrendatarios tendrían un derecho preferente para arrendar el resto de parcelas exploradas por ellos, si se comprometían a pagar una regalía mínima de 12,5 % de la producción anual; e) Que el Ministerio otorgaría los demás arrendamientos de parcelas de extensiones máximas de 640 acres en licitaciones públicas, cuyos parámetros de adjudicación eran prácticamente dos: la regalía mínima de 12,5 % y la renta mínima de un dólar anual por acre; y, f) Que, para prevenir el monopolio en terrenos públicos, nadie podía tener al mismo tiempo más de tres arrendamientos de petróleo y gas.





## 4. Concesiones petroleras en Venezuela y el Medio Oriente

Durante la primera mitad del siglo XX, las empresas petroleras lograron imponer el régimen del *upstream* a los propietarios del petróleo en Venezuela y en el Medio Oriente<sup>15</sup>, responsables de producir, aparte de Estados Unidos y México, la mayoría del resto del petróleo en el mundo. Esas normas, que permitieron el acceso de las empresas a las actividades de exploración, producción y *exportación* de petróleo en los territorios nacionales de los Estados de Venezuela y del Medio Oriente, estaban contenidas en las leyes y contratos venezolanos y en los contratos de concesiones petroleras en el Medio Oriente. La simple existencia de leyes mineras y petroleras en Venezuela, prácticamente desde el inicio de las actividades petroleras en este país, marcó una diferencia notable entre él y los países del Medio Oriente. La clase de relación que se estableció antiguamente entre empresas petroleras y propietarios del recurso natural varió institucionalmente en un caso y en otro. Mientras que Venezuela pudo dotarse de instituciones nacionales (códigos, leyes, reglamentos, etc.) que establecieron conjuntos de normas para regular jurídica y económicamente las actividades técnicas de la minería y del petróleo, los países del Medio Oriente no.

Cuando se inició la industria petrolera en Venezuela y en el Medio Oriente: Venezuela era una república políticamente independiente, provista de una institucionalidad minera colonial reformada bajo los principios de la influyente ley de minas francesa de 1810; los países del Medio Oriente no, estuvieron sometidos, en la mayoría de los casos, a regímenes coloniales europeos, bajo formas de protectorados o mandatos, hasta bien entrado el siglo XX, como Bahrein y Qatar, por ejemplo, subordinados a protectorado británico hasta 1971 y, consiguientemente, sometidos a sus instituciones de carácter colonial. Por eso, para explicar el régimen de las antiguas concesiones petroleras en Venezuela hay que recurrir, ante todo, a las normas contenidas en la legislación minera y petrolera nacional, pues con base en sus disposiciones se celebraron los contratos de concesiones correspondientes. En el Medio Oriente no ocurrió así, porque no existían leyes mineras, ni mucho menos petroleras; y, por consiguiente, el régimen del *upstream* de sus antiguas concesiones petroleras estaba contenido exclusivamente en los contratos.

**4.1. Antiguas concesiones petroleras en Venezuela.** El régimen del *upstream* de las antiguas concesiones petroleras venezolanas se encontraba contenido principalmente en la legislación nacional, y accesoriamente en las concesiones o contratos correspondientes que se celebraron con base en esas

---

<sup>15</sup> Por Medio Oriente se entiende en esta sección, redactada con base en Mora Contreras (2002), los territorios de Irán, Irak, Arabia Saudí, Kuwait, Bahrein y Qatar.

leyes. Hasta 1920, las normas que regularon las actividades de exploración y producción de petróleo se encontraban contenidas en los códigos, leyes, decretos y reglamentos mineros promulgados hasta entonces, y en los contratos que se habían celebrado con base en esa amplia normativa jurídica minera (Egaña, 1979). Pero desde 1920 en adelante, las normas se encuentran contenidas en la legislación de hidrocarburos y en las asignaciones jurídicas correspondientes que, con base en sus disposiciones, el Estado otorga a los agentes económicos petroleros. 1920 fue, pues, el año en el que ocurrió el deslinde institucional en Venezuela entre el pasado minero y el futuro petrolero. La ley de hidrocarburos de 1920 constituyó el hito jurídico que marcó ese deslinde institucional. Para diseñar la ley se tuvo en cuenta la experiencia de EE.UU. y de México en esta materia (Mommer, 1988).

**4.1.1. Régimen de las concesiones petroleras en Venezuela.** En Venezuela, a diferencia del Medio Oriente - como se verá luego -, no hubo inicialmente un modelo único de contrato o de concesión petrolera. Hubo multiplicidad de ellos. Incluso, los contratos se denominaron de manera diversa: contratos especiales, concesiones o contratos de arrendamiento. La variación en su denominación dependió del marco jurídico vigente para el momento de su otorgamiento: códigos, leyes mineras y petroleras, y reglamentos. Por ejemplo, si el permiso para explotar petróleo se otorgó en 1907: él recibió el nombre de contrato especial de explotación, pues el código de minas vigente de 1904 disponía que la explotación de minas de asfalto y sustancias semejantes se hacía a través de contratos especiales de explotación. Al contrario, si el permiso se otorgó en 1909: él se llamó concesión de explotación, ya que el marco regulatorio vigente, el código de minas de 1909, estableció que el derecho de explotar las minas solo podía adquirirse mediante concesión. En fin, si el agente económico recibió el permiso para explotar petróleo en 1919: ese instrumento recibió el nombre de contrato de arrendamiento, pues el decreto reglamentario de carbón, petróleo y sustancias similares de 1918 dispuso precisamente que la exploración y la explotación de las sustancias reguladas por él se hacía a través de contratos de arrendamiento.

En función de la vigencia de esos diversos marcos regulatorios, variaron también los derechos y obligaciones de los contratistas. Por ejemplo, las concesiones otorgadas bajo disposiciones mineras anteriores a la promulgación del decreto reglamentario de carbón, petróleo y sustancias similares de 1918 no pagaban impuesto alguno, hasta tanto la concesión no se pusiera efectivamente en explotación. De esa manera, los concesionarios retuvieron bajo su control, exclusivo y excluyente, importantes superficies de terreno exploradas, mas no explotadas. Pero a partir de la publicación del decreto reglamentario de 1918, se obligó a los nuevos concesionarios a pagar impuestos desde el mismo momento en que se otorgaba el contrato de arrendamiento.

De todas formas, y a pesar de la variedad de los antiguos marcos regulatorios y de la diversidad de sus disposiciones, es posible, para efectos de simplicidad y estudio, reunir en dos grupos las normas y procedimientos de regulación de las antiguas concesiones petroleras en Venezuela, como puede verse en la tabla del anexo número 2. En efecto, un pequeño y significativo grupo de concesiones se regulaban por las normas y procedimientos contenidos en el Código de Minas de 1910. El resto, se regulaban por las normas y procedimientos establecidos en la ley de hidrocarburos de 1922. Ambos instrumentos, tanto el código como la ley, contenían una norma de adaptación, que autorizaba a los concesionarios a adaptar a las nuevas disposiciones los contratos y títulos otorgados con anterioridad. De esa manera, las nuevas leyes no se aplicaban con carácter retroactivo y se mantenía el principio de seguridad jurídica. Pero el Código y la ley contenían disposiciones jurídico-económicas más favorables para los concesionarios.

*a. Concesiones que se regulaban por el Código de Minas de 1910.* Hasta 1920, en Venezuela se habían otorgado multitud de concesiones, contratos de arrendamiento o contratos especiales para explorar, explotar, refinar y exportar asfalto y petróleo. Sin embargo, la mayoría de ellas habían caducado legalmente o el Estado las había declarado insubsistentes, administrativamente. Un pequeño grupo de concesiones no estaba todavía en ejecución. Pocas, pues, estaban vigentes y en plena actividad.

La mayoría de los pocos contratos de concesión que se encontraban en vigor y en ejecución en 1920 estaban sometidos a las disposiciones contenidas en el Código de Minas de 1910, que eran, en resumen, las siguientes: a) Derechos exclusivos para explorar asfalto y petróleo acordados sobre extensiones de terreno de muy diverso tamaño. Siete contratos, en particular, merecen mención especial en este aspecto. Otorgados entre 1907 y 1912, en cada uno de ellos se acordaron derechos exclusivos para explorar una enorme extensión del territorio venezolano: entre 500 mil y 27 millones de hectáreas, según la Introducción a la Memoria del Ministerio de Fomento de 1920 (Egaña; 1941: xxiv). Sin embargo, el derecho exclusivo de explorar, acordado en esos siete contratos, tenía un plazo que variaba entre dos y ocho años, de acuerdo a cada contrato. El resto de contratos para explorar con carácter exclusivo que se habían otorgado hasta 1920, abarcaban extensiones de territorio menores: 200 hectáreas; b) Derecho exclusivo de explotar petróleo en el área concedida, refinarlo y exportarlo. Pero cada concesión de explotación se extendía sobre una superficie de terreno de 200 hectáreas. Sin embargo, un mismo contratista tenía múltiples concesiones de explotación; c) Plazos variables de las concesiones: entre 25 y 50 años, de acuerdo a cada contrato; d) Los concesionarios estaban comprometidos a pagar al Estado un impuesto superficial de un bolívar (Bs.) anual por cada hectárea de la concesión, y un impuesto de explotación o regalía de 2 bolívares por tonelada métrica explotada. Pero, en ciertos contratos, los montos de los impuestos eran de

2 y 3 bolívares, respectivamente (la paridad oro del bolívar era entonces de Bs. 5,20 por dólar). Los impuestos no podían exigirse sino desde la fecha en que la concesión entrara en producción y eran fijos e invariables por el plazo de la misma; e) El concesionario tenía el derecho de importar los bienes necesarios para sus operaciones y disfrutaba del inmenso privilegio de no pagar otro tipo de impuestos nacionales, estatales o municipales diferentes a los establecidos de manera fija e invariable en el contrato de concesión; f) En algunos contratos, el concesionario estaba obligado a transferir gratuitamente a la nación todas las construcciones, maquinarias, instalaciones y mejoras existentes al finalizar el plazo de la concesión, pero no en todos; g) Los concesionarios estaban obligados a someter a los tribunales venezolanos y de acuerdo con las leyes nacionales las dudas o controversias que pudieran suscitarse con motivo de la ejecución del contrato, sin que por ningún motivo ni causa pudieran esas dudas o controversias dar origen a reclamaciones internacionales; en fin, h) Los contratos estaban redactados en español, el idioma oficial de la República de Venezuela, y habían sido publicados en el diario oficial del país: la Gaceta Oficial.

Aunque algunos de estos contratos habían sido acordados antes de 1910, la mayoría se regulaban por las normas y procedimientos establecidos en el Código de Minas de ese año, que contenía disposiciones impositivas más generosas para los contratistas. Otros contratos, que también estaban vigentes en 1920, se regulaban más bien por las disposiciones contenidas en la Ley de Minas de 1915 y en el Reglamento para la Explotación de Minas de 1916. Sin embargo, para efectos prácticos, como la producción de petróleo de la época, estos últimos contratos carecían de importancia.

El segundo grupo de normas y procedimientos de regulación de las antiguas concesiones petroleras venezolanas se encontraban contenidos fundamentalmente en la ley de hidrocarburos de 1922. La experiencia adquirida con la creación y aplicación del decreto reglamentario de carbón, petróleo y sustancias similares de 1918 ayudó a configurar la ley de hidrocarburos de 1920, la primera en su género que tuvo Venezuela. El reglamento no sólo contenía disposiciones impositivas más exigentes para los contratistas, sino que, además, tuvo el mérito de haber separado y regulado jurídicamente, por primera vez en el país, el carbón, el petróleo y las sustancias similares de las demás minas, particularmente de las minas de oro, cuya explotación había llegado a adquirir cierta importancia económica en Venezuela a finales del siglo XIX (Egaña, 1979). Las razones para regular por separado el petróleo de los demás minerales las expuso el Ministro de Fomento, Gumersindo Torres, en la Memoria de sus actividades presentada al Congreso de la República en 1918:

“Hasta hace poco, verdaderamente a ciegas se procedió en los contratos que para exploraciones y explotaciones del petróleo se celebraron, por lo que de ellos pocas o ningunas ventajas ha obtenido la Nación. La explotación de los yacimientos petrolíferos es por todos conceptos

diferente de las otras explotaciones mineras y no existiendo aún entre nosotros información cabal de las modalidades de la industria petrolera, no es recomendable que en la Ley de Minas se incluya la legislación del petróleo. Mientras que en Venezuela no se conozca a fondo la materia, lo prudente es ir cautelosamente dictando reglamentos y reformándolos cada vez que la necesidad lo exija, sin comprometer el porvenir, sujetándolo a las normas rígidas de una ley imperfecta.” (Citado en Egaña, 1979: 250).

***b. Concesiones que se regulaban por la Ley de Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles de 1922.*** La ley de hidrocarburos de 1922 establecía que quien quisiese explorar hidrocarburos en Venezuela tenía que obtener una concesión sobre un lote determinado, cuya superficie no podía exceder de 10.000 hectáreas. El lote tenía que dividirse en parcelas cuadriculadas, de a 500 hectáreas cada una, como un tablero de ajedrez, y el concesionario quedaba obligado a pagar Bs. 0,50 por hectárea, durante los 3 años que duraba el período de exploración. Al finalizar este período, el agente podía obtener una concesión de explotación, pero sólo sobre la mitad de las parcelas en que se había dividido el lote de exploración. Entonces, debía renunciar a la mitad de las parcelas restantes, que pasaban a integrar las llamadas reservas nacionales.

La concesión de explotación se otorgaba por un plazo de 40 años, contado a partir de la publicación del título de concesión en la Gaceta Oficial. El concesionario se obligaba a pagar un impuesto superficial de Bs. 0,10 por hectárea; un impuesto inicial de explotación de Bs. 2 por hectárea y un impuesto superficial progresivo de Bs. 2 anuales durante los primeros tres años de la concesión, Bs. 4 anuales durante los 27 años siguientes y Bs. 5 anuales durante los diez últimos años. El concesionario estaba obligado a pagar también el impuesto de explotación o regalía, equivalente al 10 % del valor promedio del petróleo durante el mes anterior en el puerto venezolano de embarque. Este impuesto no podía ser, nunca, menor a Bs. 2 por tonelada de crudo extraída.

Obtenida la concesión, el concesionario disfrutaba del derecho de importar los bienes necesarios para su actividad, sin pagar aranceles. Estaba sometido a las leyes y a la jurisdicción nacional para resolver las dudas o controversias que pudiesen suscitarse, sin que hubiese posibilidad alguna de reclamación internacional. Y, al finalizar el plazo de la concesión, el concesionario debía dejar en beneficio de la nación las parcelas concedidas y las obras permanentes que se hubieren construido en ellas (González-Berti, 1967).

**4.1.2. Agentes de las concesiones petroleras en Venezuela.** Diversos gobiernos venezolanos, actuando como administradores de la propiedad pública nacional, otorgaron miles de concesiones petroleras a personas naturales - venezolanos y extranjeros - y a empresas extranjeras. Sólo un reducido grupo de seis venezolanos, encabezados por Manuel Antonio Pulido, se hicieron eco de lo que más tarde se conocería como el espíritu “schumpetereano” del empresario

emprendedor y constituyeron en el último tercio del siglo XIX una modesta empresa petrolera, la Compañía Petrolia del Táchira<sup>16</sup>. Enviaron a uno de sus socios a formarse en la industria petrolera de Pensilvania, desde dónde remitió un taladro desarmado para perforar pozos que, entre otras peripecias, tuvo que ser transportado a lomo de mula en una parte montañosa de Venezuela hasta el sitio de perforación. Sus limitadas actividades de explotación de petróleo, refinación de crudo y distribución de queroseno para su quema en las lámparas de los mercados regionales del Estado Táchira, en Venezuela, y del Departamento del Norte de Santander, en Colombia, cesaron en 1934, cuando caducó la concesión otorgada 50 años antes (Rosales, 1975). El resto de personas naturales venezolanas y extranjeras que obtuvieron concesiones petroleras, mostró más bien comportamientos de agentes económicos típicamente rentistas, “buscadores de rentas” según la expresión de Krueger (1974). Se dedicaron a negociar el traspaso legal de sus permisos a empresas extranjeras, a cambio de pingües ganancias personales. Toda la legislación minera y petrolera de la época disponía, en efecto, que los permisos, contratos o concesiones podían cederse o traspasarse. Y así se hizo. Entre 1907 y 1912, se otorgaron siete concesiones petroleras: seis a cinco ciudadanos venezolanos y una a un ciudadano inglés. Estos siete contratos, que terminaron siendo regulados por las disposiciones contenidas en el Código de Minas de 1910, fueron traspasados a las filiales venezolanas de la anglo-holandesa *Royal Dutch Shell*. Igualmente, “entre 1919 y 1940 se otorgaron 4.208 concesiones de exploración y explotación y 4.471 concesiones de explotación” (Egaña: 1941; xxxix). La mayoría de estas concesiones, otorgadas a ciudadanos venezolanos, terminaron siendo cedidas a las filiales locales de las estadounidenses *Standard Oil of New Jersey* y *Gulf Oil Company*, establecidas respectivamente en Venezuela desde 1921 y 1925.

Durante esta primera mitad del siglo XX, parte de la elite del poder dominante en Venezuela<sup>17</sup> intentó en tres oportunidades buscar rentas directas (o mejor dicho, riquezas) de la actividad petrolera a través de reformas institucionales. Estos tres intentos se concretaron en disposiciones jurídicas contenidas en tres instrumentos legales: el Código de Minas de 1910, la Ley sobre Hidrocarburos y demás Minerales Combustibles de 1920 y la ley de hidrocarburos de 1938. En el primer conjunto de normas se dispuso que si la explotación de petróleo se hallaba sobre terrenos de propiedad particular, el propietario tenía derecho a la tercera parte de las utilidades líquidas que produjera la explotación. En el segundo conjunto de normas, una disposición establecía que en los terrenos de propiedad particular la declaratoria de

---

<sup>16</sup> Quizá el nombre de “Petrolia” haya sido importado desde Pensilvania, nombre con el que se conoció a la región petrolera de este Estado de EE.UU. en el siglo XIX (Cone y Johns, 1870; Black, 2000).

<sup>17</sup> El concepto de elite del poder es más amplio que el de clase política de Mosca (1896). Éste sólo incluye a los políticos gobernantes, mientras que aquél incluye, además de éstos, a los sectores económicos dominantes. Por ejemplo, a los terratenientes venezolanos de la época.

exploración de petróleo no podía ser hecha sino por sus dueños durante el primer año siguiente a la publicación de la Ley. Y en el tercer conjunto, contenido en la ley de hidrocarburos de 1938, se dispuso que la Nación retribuyera con el ½ % del impuesto de explotación o regalía al propietario del suelo. Sin embargo, la elite del poder “sólo” logró el cometido de enriquecerse a través de la segunda ley. En el primer caso, el Ministro de Fomento se opuso, aduciendo el siguiente argumento:

“Semejante precepto constituye una restricción manifiesta, puesto que nadie habrá de incurrir en aportar el dinero, el crédito, la inteligencia, la actividad, la perseverancia, en fin, todo el caudal material intelectual y moral requerido para poder alcanzar éxito en empresas de esta naturaleza, para luego hacer partícipe nada menos que en la tercera parte de las utilidades, a un socio obligado que no trabaja, que con nada contribuye y que nada arriesga” (Márquez, 1977: 49).

En 1912, el Procurador General de la Nación solicitó la nulidad de la disposición contenida en el Código de Minas de 1910 y la Corte Suprema de Justicia emitió un fallo, declarándola inconstitucional.

En el tercer intento, el Ejecutivo Federal decidió suspender el otorgamiento de nuevas concesiones, con el objeto de conocer mejor el negocio petrolero y exigir mayor participación nacional en sus beneficios, antes de que se promulgara la ley de 1938.

**4.1.3. Desarrollo de las concesiones en Venezuela.** El descubrimiento de petróleo en las antiguas concesiones otorgadas en Venezuela tardó muy poco tiempo. En la Memoria que presentó al Congreso en 1912, el Ministro de Fomento anotó con interés: “Una actividad ha comenzado a desarrollarse en algunas de nuestras importantes regiones mineras, debido a contratos últimamente celebrados sobre la explotación de... petróleo de los cuales son cesionarias poderosas compañías que están ya invirtiendo en el país capitales de consideración...” (Egaña, 1941: xiv). Entre 1912 y 1913, usando un sistema de percusión, que iba subiendo y dejando caer por gravedad una pesada barrena para ir lentamente abriendo un hoyo, se perforó el primer pozo (llamado Bababui-1), a 188 metros de profundidad, en la región oriental del país (CEPET, 1989: 1-43). Otros 23 pozos, perforados con la misma tecnología y en la misma región, encontraron petróleo pesado. Dos años más tarde, en la región occidental del país se perforó el pozo Zumaque-1, a 135 metros de profundidad, descubridor del campo gigante Mene Grande. En la Memoria correspondiente a 1914, el Ministro de Fomento informó que:

“numerosos grupos de ingenieros y geólogos recorren al país en exploraciones científicas por encargo de compañías y sindicatos expresamente organizados para invertir sus capitales en la explotación de la riqueza que encierra el subsuelo de nuestro extenso territorio... Tengo en

ello tal confianza - agrega el Ministro - dadas las informaciones así oficiales como las de carácter privado recientemente suministradas al Despacho a mi cargo, que no vacilo en anticiparos la plausible noticia de que en breves días podremos contar con una nueva fuente de producción rentística que no tardará en ser la de mayor importancia entre las que debemos al ramo de Minas" (Egaña, 1941: xvi).

El estallido de la Primera Guerra Mundial defraudó la confianza del ministro y retardó por unos años la explotación de petróleo en Venezuela. Sin embargo, la producción en escala comercial comenzó en 1917 con 121 mil barriles: 57 mil destinados a la exportación. El tamaño y el número de yacimientos descubiertos fueron de tales magnitudes, que en 1928 Venezuela ascendió al segundo rango como productor mundial de petróleo, después de EE.U.U., y al primer rango como país exportador. Ese mismo año, se utilizó en Venezuela el taladro rotatorio, un sistema tecnológico superior de perforación de pozos. Este sistema, a diferencia del sistema de percusión, no tiene necesidad de parar la perforación para extraer los cortes de la formación que se va taladrando, disminuyendo el tiempo de perforación y aumentando la productividad del trabajo.

Hasta 1933, Shell se sostuvo como el grupo líder de la producción venezolana, a través de sus filiales locales (*Venezuelan Oil Concessions*, *Shell Caribbean Petroleum Company*, etc.), pero un año más tarde, el grupo *Standard Oil of New Jersey* y sus filiales (*Creole Petroleum Corporation*) asumieron el relevo del liderazgo. A principios de la década de los cuarenta del siglo pasado, el 99,5 % de la producción petrolera venezolana se concentró en las tres grandes empresas que operaban en el país: Standard con 45,7 %, Shell con 33,2 % y la *Mene Grande Oil Company* con 20,6 %. Esta última empresa, filial íntegra en sus orígenes de la *Gulf Oil Co.*, pasó a ser propiedad conjunta de las tres grandes entre 1936 y 1937: Gulf 50 %, Standard 25 % y Shell 25 %.

**4.2. Antiguas concesiones petroleras en el Medio Oriente.** Durante los primeros cincuenta años del siglo XX, las empresas petroleras lograron imponer el régimen del *upstream* a los propietarios del petróleo en el Medio Oriente. Esas normas, que regulaban las relaciones entre empresas y Estados propietarios del recurso natural en Irán, Irak, Arabia Saudí, Kuwait, Bahreín y Qatar, se encontraban contenidas taxativamente en los contratos de concesiones petroleras. Al estar sometidos a protectorados o mandatos de las potencias coloniales europeas, valga decir, al carecer de soberanía plena y de instituciones políticamente independientes, estos países tuvieron que aceptar los contratos de concesión como únicos instrumentos de regulación de sus relaciones con las empresas petroleras en el *upstream*. Por esta razón, el régimen de las antiguas concesiones petroleras en el Medio Oriente se encontraba contenido taxativamente en esos contratos. El contrato representaba la totalidad de la



conexión legal entre el propietario del recurso natural y el concesionario, y por eso el concesionario fue exceptuado consuetudinariamente de todas las leyes y regulaciones nacionales.

**4.2.1. Régimen de las concesiones petroleras en el Medio Oriente.** Las antiguas concesiones petroleras otorgadas en el Medio Oriente siguieron en general el mismo modelo de contrato y establecieron, todas, casi las mismas reglas de juego, tal como puede verse y compararse en la muestra que se adjunta de ellas en la tabla del anexo número 3.

El contrato de concesión era el único instrumento jurídico que regulaba las relaciones técnico-económicas entre el Estado, propietario del recurso natural, y las empresas petroleras. Al aceptar este tratamiento contractual, el Estado del país concedente cedió parte de su soberanía política y reconoció tácitamente que sus relaciones con las empresas petroleras se regulaban como si fuesen relaciones entre agentes económicos privados, tal como ocurría en tierras de propiedad privada en EE.UU. Por eso, en todos los antiguos contratos de concesión del Medio Oriente se incluyó una cláusula que prohibió a cualquier autoridad del país concedente modificar unilateralmente las cláusulas del contrato, ellas sólo podían modificarse de común acuerdo entre las partes contratantes. En otras palabras, las empresas petroleras lograron transferir a los Estados del Medio Oriente parte de la arquitectura jurídica privada del *common law* que regulaba sus relaciones con los propietarios privados de tierras petroleras en EE.UU., como si se tratase de regular una relación entre agentes económicos privados, y no una relación entre el Estado - agente público por excelencia - y un agente privado. La influencia que ejercían las potencias coloniales europeas sobre estos territorios del Medio Oriente, sometidos a protectorados o mandatos, explican el debilitamiento del poder central de sus gobiernos respectivos y la pérdida de soberanía política. Explican también que las reglas de juego contenidas en los contratos no pudieran modificarse unilateralmente por las autoridades del país concedente.

A pesar de la diversidad de los países que estuvieron involucrados en estos contratos: Irán, Iraq, Bahrén, Arabia Saudí, Kuwait y Qatar; y del tiempo que transcurrió entre la celebración de la primera (1901) y la última (1935) de estas concesiones - poco más de tres décadas -, todas fueron muy sencillas y con características similares, a saber: a) Terrenos de extensiones enormes concedidos a las empresas. Contrariamente a la experiencia estadounidense, donde se arrendaron terrenos relativamente pequeños para explorar y explotar petróleo y gas, y a la venezolana, donde las parcelas eran también de extensiones relativamente pequeñas, excepto el caso excepcional de las siete concesiones de exploración otorgadas entre 1907 y 1912 (*vid supra* p. 17); b) En la mayoría de los países del Medio Oriente, la concesión cubrió la totalidad o la mayor parte del territorio del Estado concedente, lo que se tradujo en la práctica en una ventaja comparativa considerable para los concesionarios, pues además de eliminar probables competidores y de establecer monopolios territoriales de hecho en cada

país, el contrato de concesión les aseguró derechos exclusivos para ejecutar todas las actividades de la industria de los hidrocarburos: explorar, producir, transportar, refinar y comercializar petróleo y gas natural; c) Plazos largos concedidos a las empresas: desde 55 años (en el caso de Bahrein) hasta 75 años (en los casos de Iraq, Kuwait y Qatar), aunque en las concesiones bahreiní y kuwaití el plazo se prorrogó hasta 90 y 92 años, respectivamente; d) Los antiguos contratos de concesión contenían cláusulas exorbitantes a favor de las empresas, impensables en los contratos de arrendamiento de tierra y en los contratos de arrendamiento de petróleo y gas en los Estados Unidos. Dos disposiciones, en particular, merecen este calificativo: la cláusula que establecía la exención del concesionario de pagar cualquier obligación fiscal nacional o municipal, excepto en la concesión iraquí de 1925<sup>18</sup>, y la cláusula que admitía el recurso al arbitraje internacional en caso de suscitarse dudas o controversias con motivo de la interpretación o ejecución de las cláusulas de la concesión que no pudiesen resolverse amigablemente entre las partes. La cláusula arbitral disponía, además, que la versión del documento prevaleciente para efectos del arbitraje fuera la escrita en francés o inglés, dependiendo del idioma en que se hubiese redactado el contrato; e) Dos derechos garantizados a los concesionarios en los contratos caracterizaron a la industria petrolera en los países del Medio Oriente y Venezuela como una actividad económica extranjera para todo propósito, un verdadero enclave: 1º) el derecho de importar libremente cualquier tipo de bien necesario para sus operaciones, incluyendo bienes de consumo final para sus empleados, sin pago de impuestos ni derechos aduanales; y 2º) el derecho de contratar personal extranjero. Además, en los países del Medio Oriente y Venezuela la industria petrolera fue prácticamente, desde sus inicios, la única actividad económica moderna de importancia (Rad-Serecht, 1991 y Baptista, 1997), contrariamente a los Estados Unidos dónde, además de coexistir con otras actividades económicas modernas, era una industria nacional; y, f) En los contratos de concesión, el concesionario se comprometió a transferir al propietario del recurso natural la propiedad de los bienes inmuebles existentes al finalizar el plazo correspondiente, sin pago de indemnización alguna. Pero se incluyó también una cláusula de ampliación del plazo, que el concesionario podía pedir cuando incumpliera sus obligaciones por causas de fuerza mayor, no imputables a él.

¿Cuáles fueron entonces las ventajas económicas de las antiguas concesiones petroleras para los Estados concedentes del Medio Oriente? Las que se derivaron del derecho de propiedad pública y estatal del recurso natural no renovable almacenado en el subsuelo, único factor económico que aportaron para el desarrollo de la industria en sus respectivos países: la renta petrolera, valga

---

<sup>18</sup> La cláusula 27 estableció que el gobierno no podía crear impuestos diferentes a “aquellos ordinariamente impuestos de tiempo en tiempo sobre otras empresas industriales”. Esa cláusula duró poco, sin embargo. En 1932, esta concesión también quedó exenta de todo tipo de impuesto nacional o municipal (Stocking, 1970: 132).

decir, el ingreso que obtiene el propietario del subsuelo por el ejercicio económico del derecho de propiedad del recurso natural.

La renta petrolera se expresó contractualmente en las antiguas concesiones de los países del Medio Oriente a través de un par de compromisos financieros que el concesionario asumió de pagar al Estado concedente: 1º) el bono o prima, una cantidad de dinero en efectivo al momento de la firma del contrato o en el mes siguiente; y, 2º) la regalía, una suma anual de dinero equivalente a un porcentaje del ingreso neto anual de la empresa o a una cantidad fija de dinero por volumen de petróleo producido. Inicialmente, en la concesión persa, se estableció una regalía del 16 %<sup>19</sup>, y luego, a partir de la concesión iraquí de 1925, en los contratos se adoptó la cantidad de cuatro chelines oro, como regalía, por cada tonelada de petróleo producido. Según Cattán (1967: 4), “el valor de cuatro chelines oro, a USA \$35 la onza, equivalían a USA \$ 1,65”: alrededor de 23,6 centavos de dólar por barril, asumiendo que una tonelada es igual a siete barriles.

**4.2.2. Agentes de las concesiones petroleras en el Medio Oriente.** Las antiguas concesiones petroleras en el Medio Oriente se celebraron entre un pequeñísimo número de actores económicos. Dos ciudadanos de nacionalidad británica y armenia y un puñado de grandes empresas petroleras de origen anglo-holandés, estadounidense y francés, y los gobiernos de Irán, Iraq, Bahreín, Arabia Saudí, Kuwait y Qatar. Cada uno de los gobiernos de estos países, actuando como propietarios públicos y estatales de los recursos naturales almacenados en los correspondientes subsuelos de sus territorios nacionales, otorgó concesiones petroleras a extranjeros solamente, personas naturales o jurídicas, valga decir, empresas: privadas o mixtas. No se otorgó, nunca, concesiones a nacionales de cualquiera de estos países, como si fue el caso común y corriente en los Estados Unidos y en Venezuela durante cierto período. En el Medio Oriente, al contrario:

- El gobierno de Irán, antigua Persia, otorgó la primera concesión al ciudadano británico William Knox D’Arcy en 1901; luego renegó la misma concesión en 1933 con la empresa mixta británica *Anglo Persian Oil Company Limited* - APOC - (*Anglo Iranian Oil Company* - AIOC - en 1935 y *British Petroleum* - BP - en 1954); y, en fin, negoció por tercera vez la misma concesión en 1954 con el consorcio compuesto por intereses privados y públicos británicos (BP), anglo-holandeses (Shell), estadounidenses (Jersey, Texas, Socal, Gulf, Socony e Iricon) y franceses (CFP);
- El gobierno de Iraq otorgó su primera concesión petrolera en 1925 a la *Turkish Petroleum Company* - TPC - (*Iraq Petroleum Company Limited* - IPC - en 1929), una empresa conjunta de intereses británicos (BP), anglo-holandeses (Shell), franceses (CFP), estadounidenses (Jersey y Socony) y de un ciudadano de origen armenio (Calouste Sarkis Gulbenkian);

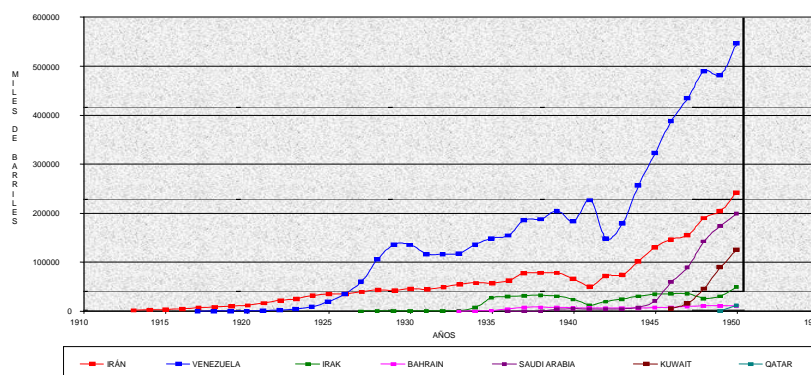
---

<sup>19</sup> 20 % en Indonesia.

- El gobierno de Bahréin otorgó concesión petrolera en 1930 a la *Bahrain Petroleum Company* (Bapco), filial canadiense de la *Standard Oil Company of California* (Socal), empresa de propiedad estadounidense;
- El gobierno de Arabia Saudí otorgó concesión petrolera en 1933 a la Socal (hoy Chevron); luego, en 1936, incluyó a otra empresa estadounidense (Texaco) para formar la *Arabian American Oil Company* (Aramco) en 1943; y, en 1947, incorporó a Aramco dos empresas estadounidenses más (Jersey y Socony);
- En 1934, el gobierno de Kuwait otorgó concesión petrolera a la *Kuwait Oil Company Limited* (KOC), empresa conjunta de intereses británicos - APOC - y estadounidenses - Gulf -; y,
- El gobierno de Qatar otorgó en 1935 concesión petrolera a la AIOC (BP), empresa mixta británica.

**4.2.3. Desarrollo de las concesiones en el Medio Oriente.** El descubrimiento de petróleo en las concesiones del Medio Oriente tardó cuatro años en promedio<sup>20</sup>. Esa rapidez mostró al mundo las ventajas comparativas geológicas de la poca profundidad de los yacimientos de hidrocarburos descubiertos y, más tarde, de su tamaño. En fecha tan temprana como 1938, el Medio Oriente contribuía ya con alrededor del 15 % del total estimado de reservas de petróleo en el mundo (Mikdashi, 1966: 321 y 322). Sin embargo, el comienzo de las exportaciones fue lento, porque diversos impedimentos retrasaron esa actividad. Entre ellos, la Segunda Guerra Mundial. Pero una vez superados, la producción y exportación crecieron de manera vertiginosa. Hacia 1950, Irán, Arabia Saudí, Kuwait e Irak producían ya, conjuntamente, 15,3 % del total mundial de petróleo (Darmstadter, 1971). La evolución de la producción de esos cuatro países, y la de Qatar, Bahréin y Venezuela, desde 1913 hasta 1950, se puede ver en la gráfica 2.

**Gráfica 2. Producción de petróleo en el Medio Oriente y Venezuela (1913-1950)**



Fuente: Hamilton (1962) y MEM de Venezuela (1998), PODE.

<sup>20</sup> 1908 en Irán, 1927 en Iraq, 1934 en Bahréin, 1938 en Arabia Saudí y Kuwait, y 1939 en Qatar. Véase Cattan (1967).

Desde un punto de vista estrictamente jurídico, se puede afirmar entonces que el contrato de concesión fue para la industria petrolera en Venezuela y el Medio Oriente lo que el contrato de arrendamiento de petróleo y gas fue para la industria petrolera en EE.UU. Ambos permitieron, en cada caso, el desarrollo técnico-económico de la industria en el largo plazo. Pero hasta allí las semejanzas, porque las diferencias eran abismales, como puede verse de nuevo de manera esquemática en la tabla 1.

**Tabla 1. Esquema de contratos y cláusulas en EE.UU., Venezuela y el M.O.**

	EE.UU. Tierras Privadas	EE.UU. Tierras Federales	Venezuela	Irán, Irak, A Saudi, Kuwait, Bahrein y Qatar
<b>Tipo de contrato</b>	Arrendamiento	Arrendamiento	Concesión	Concesión
<b>Propietario de la tierra</b>	Privado	Estado	República	Estado
<b>Arrendatario o Concesionario</b>	Nacional	Nacional	Nacionales y extranjeros: Standard, Shell y Gulf	Extranjeros: BP, Standard, Shell, Gulf, Texaco, Socony y CFP
<b>Derechos transferidos</b>	Explorar, explotar y vender	Explorar, explotar y vender	Explorar, explotar y exportar	Explorar, explotar y exportar
<b>Tamaño de parcelas</b>	5 acres (2 ha.)	Explorar: 1.036 ha. Explotar: 260 ha.	Explorar: hasta 27 millones ha. Explotar: 200 ha.	El territorio del país o su mayor parte
<b>Parcelas por empresa</b>	Indefinido	Hasta 3 de 260 ha	Indefinido	---
<b>Plazos</b>	Explotar: Indefinido	Explorar: 2 años Explotar: 20 años (r)	Unas: 25-50 años Otras: 40 años	Desde 55 hasta 92 años
<b>Primas</b>	De firma de contrato y perfore o pague	1 dólar por acre (0,4 ha)	No hubo	De firma de contrato
<b>Regalía</b>	12,5 % del precio en boca de pozo	5 % y 12,5 % mínimos	Bs. 2 por tonelada	16 % y 4 chelines (oro) por tonelada
<b>Impuestos</b>	Locales y nacionales	Locales y nacionales	Bs. 0,10 ha y desde Bs. 2 hasta Bs 5 año	Exenta de pagar impuestos
<b>Bienes, equipo y personal</b>	Nacionales	Nacionales	Importados	Importados
<b>Idioma del contrato</b>	Inglés	Inglés	Español	Inglés o francés
<b>Resolución de disputas</b>	Jurisdicción nacional	Jurisdicción nacional	Jurisdicción nacional	Arbitraje internacional

Fuente: Elaboración del autor.

Estas diferencias dieron origen a un vasto movimiento de reforma y renegociación del régimen del *upstream* en Venezuela y en el Medio Oriente.

**4.3. Reforma y renegociación del régimen del *upstream* en Venezuela y en el Medio Oriente.** En Venezuela y en el Medio Oriente se procedió, prácticamente desde el estallido de la Primera Guerra Mundial, a reformar y renegociar el régimen del *upstream* aplicable a las empresas petroleras para ajustar principalmente, aunque no exclusivamente, el régimen fiscal. Ese vasto movimiento de reforma y renegociación estuvo influido en Venezuela por el ejemplo estadounidense y en el Medio Oriente por el cambio fundamental de las circunstancias en que se basaron los contratos, incluido el cambio de gobierno en casi todos los países.

**4.3.1. Reforma petrolera en Venezuela**<sup>21</sup>. Dos años después de haber tomado posesión y luego de haber revisado en detalle las políticas petroleras precedentes, el gobierno del general Medina Angarita (1941-1945) y las empresas que operaban la industria petrolera en Venezuela llegaron a un acuerdo - verbal - en 1943. El gobierno no cuestionaría más las bases legales de las concesiones otorgadas previamente (Liuewen, 1964), promulgaría una reforma petrolera completa y las compañías se someterían a ella. Una vez más, siguiendo el ejemplo de EE.UU. en tierras federales y en materia impositiva, la reforma de la ley de hidrocarburos de marzo de 1943 consistió esencialmente, desde una perspectiva fiscal, en un par de medidas. Primero, fijó el impuesto de explotación o regalía en un sexto (o 16,66 %) del petróleo crudo extraído de todas las concesiones<sup>22</sup> y, segundo, sometió a los concesionarios a pagar cualquier impuesto general, en particular el impuesto sobre la renta, en vigor desde enero de 1943 según la ley correspondiente. Esta disponía que los ingresos netos de los contribuyentes iguales o superiores a cierto monto pagaran 12 % como tasa máxima, pero, en la Venezuela de entonces, esos contribuyentes eran las empresas petroleras, casi exclusivamente<sup>23</sup>.

El Ejecutivo Nacional podía legalmente percibir la regalía en especie o en efectivo, en cuyo caso el concesionario la pagaba según el precio del petróleo en el campo de producción. Para este propósito, se incorporó en la ley de hidrocarburos una tabla de precios mínimos. Cada clase de crudo, medido por su densidad en grados A.P.I. (siglas en inglés del *American Petroleum Institute*), tenía un precio mínimo, con base en el cual se calculaba la tasa legal de regalía.

La reforma petrolera de 1943 tuvo, además, otro impacto determinante: redujo el número de actores económicos internos que tenían derecho a beneficiarse directamente del ejercicio de los derechos de propiedad de los hidrocarburos en Venezuela. Sacó a las Municipalidades - incorporadas como nuevos actores en la ley de hidrocarburos de 1938 - y a los propietarios superficiales de tierras privadas fuera del juego petrolero. Así se precisó en la Exposición de Motivos de la Ley de Hidrocarburos de 1943:

“... el propietario de la superficie no tiene, como tal, el menor derecho sobre los yacimientos mineros determinados en las respectivas leyes. La definición del derecho de propiedad que trae el Código Civil así lo aclara, al dejar a salvo en ese derecho lo que dispongan las leyes sobre minas. En el terreno práctico no puede ser sino fuente de graves inconvenientes en la tramitación de las concesiones, al dar entrada a la Municipalidades y a los propietarios particulares en actividades que le son totalmente ajenas. El Proyecto que se presenta acaba con estas incongruencias y vuelve por el

---

<sup>21</sup> Este apartado está redactado con base en Mora Contreras (2009).

<sup>22</sup> Ese sexto era flexible: podía rebajarse *ex post* concesiones, cuando los costos de producción llevaran la explotación al límite comercial, o aumentarse *ex ante*, cuando la probabilidad de encontrar reservas fuera alta, por ejemplo, en las reservas nacionales.

<sup>23</sup> El 12 % era, técnicamente hablando, la suma de dos impuestos sobre la renta gravable: el cedular, del 2,5 %, y la tasa máxima del complementario, del 9,5 %, que era progresivo.

pleno fuero de nuestro sistema minero tradicional” (González Berti, 1967: 30).

Las empresas convirtieron sus antiguas concesiones de 6 millones de hectáreas a las disposiciones de la nueva ley y obtuvieron, además, 6.561.769 hectáreas en nuevas concesiones entre 1944 y 1945 por períodos de 40 años<sup>24</sup>. Desde entonces, las compañías petroleras están sometidas en Venezuela a leyes impositivas generales, uniformes, no discriminatorias y aceptadas usualmente por los Estados modernos, valga decir, al régimen fiscal venezolano, compuesto básicamente por la Ley de Impuesto Sobre la Renta y la Ley de Hidrocarburos.

La Ley de Hidrocarburos de 1943 pretendió ser una regulación técnica definitiva para el desarrollo futuro, estable y equilibrado de los intereses de la nación y de las empresas. Por eso, en su Exposición de Motivos se podía leer:

“Según los numerosos y esmerados cálculos hechos, ese 16-2/3 % sobre la explotación, junto con los demás impuestos, equivale, en nuestro país, aproximadamente, por término medio, al 50 % de los beneficios de la industria extractiva del petróleo” (González Berti, 1967: 16).

Sin embargo, entre 1944 y 1948, la producción de petróleo venezolano creció anualmente a una tasa media del 23 % y el precio promedio nominal del barril aumentó a más del doble: desde 1,03 dólares hasta 2,41. Por consiguiente, los gobiernos que asumieron el poder por golpe de Estado, en octubre de 1945 (la llamada Junta Revolucionaria de Gobierno<sup>25</sup>), y por elecciones democráticas, celebradas por primera vez en Venezuela en diciembre de 1947<sup>26</sup>, tuvieron que reformar en sucesivas oportunidades la Ley de Impuesto Sobre la Renta para alcanzar definitivamente el objetivo propuesto.

Primero, la Junta Revolucionaria de Gobierno decretó el 31 de diciembre de 1945 un impuesto extraordinario y adicional del 20 %, con carácter retroactivo al primero de enero, pero sólo por ese año. Luego, la misma Junta propuso otro decreto de reforma parcial de la Ley de Impuesto Sobre la Renta, aprobado en diciembre de 1946, para incrementar la tasa aplicable a las empresas desde el 12 % hasta el 28,5 %. Finalmente, en noviembre de 1948, se incluyó un párrafo en el artículo 31 de la Ley de Impuesto Sobre la Renta que estableció un “impuesto adicional” y que alcanzó fama en la industria petrolera mundial bajo la denominación anglosajona de *fifty-fifty*: Si, sumados los impuestos que las empresas petroleras pagaban al fisco - la regalía, el cédular y el complementario -, no se obtenía un reparto igualitario, la diferencia se sometía a un impuesto adicional del 50 %. Así quedó definitivamente incorporado en la ley el reparto del 50-50, como se puede leer en la Exposición de Motivos del proyecto de ley de reforma correspondiente: “De esta manera quedará consagrada en la Ley el

---

<sup>24</sup> Véase entrada “Concesiones de Hidrocarburos” en Fundación Polar (1997) y Vallenilla (1973).

<sup>25</sup> Véase entrada “Junta Revolucionaria de Gobierno” en Fundación Polar (1997).

<sup>26</sup> Véase Consalvi (1990) y entrada “Gallegos Rómulo, gobierno de” en Fundación Polar (1997).

principio de que la participación de la Nación no podrá ser menor que la de las empresas” (Vallenilla, 1973: 206).

La fama que alcanzó el reparto del 50:50 en la literatura especializada se debió a la confluencia de intereses políticos y económicos sobre él. Nacionalmente, el gobierno que incorporó el impuesto en la ley – presidido por el partido Acción Democrática – se encargó de declarar a los cuatro vientos que al fin el país había alcanzado el objetivo propuesto: la participación de la nación no podía ser nunca menor que la de las compañías petroleras (Betancourt, 1956). Internacionalmente, estas empresas se encargaron de declarar en la prensa comercial que el reparto del 50-50 fue el mejor “acuerdo” económico para dividir las utilidades del petróleo (Mommer, 1998).

Sin embargo, las tasas del impuesto sobre la renta afectaron, en definitiva, no a las utilidades de las compañías petroleras en Venezuela – *Standard, Shell y Gulf*, principalmente, aunque no únicamente – sino a los ingresos fiscales de sus Estados correspondientes: EE.UU., Gran Bretaña y Holanda. A fin de reducir o eliminar la doble tributación internacional sobre la misma renta, el crédito por el impuesto pagado en el extranjero (*foreign tax credit* en los Estados Unidos), o disposiciones similares en los demás países, establecieron que los impuestos pagados sobre los ingresos producidos en países extranjeros por contribuyentes nacionales serían acreditados a los impuestos que ellos deberían pagar en sus países de origen. Generalmente, el crédito se aplicaba sólo a los impuestos de naturaleza similar (impuesto sobre la renta, por ejemplo). La situación conflictiva con las empresas petroleras se presentaría, por consiguiente, cuando una reforma fiscal estableciera una tasa impositiva superior a la tasa de impuesto de sus países de origen. Tal reforma no afectaría a los ingresos fiscales de los gobiernos de los países de origen de las compañías petroleras, sino a las ganancias de ellas.

Quienes sí resultaron directamente afectados en sus ingresos netos de origen petrolero en Venezuela fueron los cedentes de las antiguas concesiones, rentistas privados, porque el impuesto adicional gravó también a “los contribuyentes que perciben regalías mineras y petroleras” (Vallenilla, 1973: 207). Solicitaron la inconstitucionalidad del nuevo impuesto, pero la Corte Suprema de Justicia falló en su contra y sostuvo su constitucionalidad.

El monto del impuesto adicional representó en 1949, primer año de su declaración y recaudación, 1,06 % de los ingresos fiscales totales de origen petrolero, pero seis años más tarde, en 1955, aumentó hasta el 2,04 % (Vallenilla, 1973: 187 y 208).

En 1958, se presentó una nueva situación conflictiva entre el Estado y las compañías por el reparto de la renta petrolera internacional. Pero se resolvió, una vez más, a favor del Estado venezolano. Una Junta Provisional de Gobierno, que asumió el poder después del derrocamiento de una nueva dictadura militar de 10 años (1948-1958), promulgó por decreto una nueva reforma a la Ley de Impuesto



sobre la Renta, que elevó la tasa máxima del impuesto del 28,5 % al 47,5 %<sup>27</sup>. Como resultado, los ingresos netos de origen petrolero se distribuyeron en una proporción de 64:36 a favor del gobierno. Esta decisión ayudó, sin duda, a solucionar la crisis fiscal de entonces, pero, sobre todo, puso punto final a un inexistente acuerdo de reparto de beneficios del 50:50.

**4.3.2. Renegociación en el Medio Oriente.** A medida que fue aumentando la producción de petróleo en el Medio Oriente, fue creciendo también el descontento de los gobiernos de los estados concedentes. La insatisfacción comenzó a manifestarse en Persia por causas estrictamente económicas, relacionadas con el monto de la renta petrolera pagada por el concesionario al gobierno o con la manera de calcularlo, pero luego se extendió al resto de los estados.

*Persia.* Durante los años de la Primera Guerra Mundial, el gobierno persa reclamó a la *Anglo Persian Oil Company* (APOC) que la base para calcular la regalía del 16 % de los beneficios netos debería aplicarse a todas las empresas que el concesionario hubiese creado, dentro o fuera del país; pero la empresa sostuvo que ese cálculo se aplicaba sólo a las filiales que operaban en Persia. Reclamó también el gobierno a la compañía haber descontado unilateralmente, sin consulta previa, unas cantidades de la regalía a pagar por daños que ella alegaba haber sufrido en un oleoducto de su propiedad ubicado fuera del control gubernamental. No habiendo sido capaces de concordar sobre ninguna de estas exigencias, el gobierno y la APOC celebraron un nuevo acuerdo en 1920, llamado *Armitage-Smith* en remembranza del asesor financiero británico que firmó el convenio en representación del gobierno persa. En él se reconoció la legitimidad de la exigencia del gobierno sobre la regalía, porque se estableció que a partir de 1919 se calcularía sobre todos los ingresos netos anuales derivados de la explotación, refinación y comercialización de petróleo persa por la APOC o sus filiales, dentro o fuera del país, aunque con ciertas deducciones antes del cálculo de beneficios netos. La APOC aceptó también entregar anualmente al gobierno una declaración estimada de la regalía que debería pagar, para efectos de revisión y cálculo. En fin, el mismo día que se firmó este acuerdo, se firmó otro, colateral, por el cual la APOC aceptó pagar al gobierno un millón de libras esterlinas como finiquito por todas las cuentas pendientes. “Con la firma de estos convenios, parecía que las dos cuestiones que habían perturbado las relaciones entre el gobierno persa y la *Anglo-Persian Oil Company* se habían resuelto satisfactoriamente” (Shwadran, 1973: 27). No fue así, sin embargo.

La crisis económica de 1929 trajo nuevos motivos de discordia. Redujo los beneficios netos de la APOC y, con ellos, el pago de la regalía, que cayó en 1932 al 24 % del monto pagado en 1931 (casi un millón 300 mil libras esterlinas). El

---

<sup>27</sup> Véase entrada “Junta de Gobierno” en Fundación Polar (1997).

gobierno persa rehusó aceptar el pago y decidió, más bien, dar por cancelada la concesión. La concesionaria negó el derecho del gobierno a tomar una medida unilateral como esa y lo amenazó, argumentando que el gobierno británico tomaría todas las medidas necesarias para proteger sus intereses. El gobierno persa adujo, entonces, los siguientes argumentos entre otros: a) que la concesionaria había otorgado subsidios a sus filiales, reduciendo así el pago de la regalía correspondiente; b) que nunca había permitido supervisar los gastos para calcular los beneficios netos; c) que se negaba a pagar el impuesto sobre la renta del 4 % (introducido y aprobado en 1930 por la Asamblea Nacional persa); y, d) que si el gobierno persa le hubiese otorgado gratis la concesión, la concesionaria hubiese tenido que haber pagado casi 9 millones de libras esterlinas más en derechos de aduana que las que había pagado como regalía entre 1901 y 1932. El gobierno británico decidió entonces asumir la discordia como suya y tratar la disputa en el Consejo de la Sociedad de Naciones. Finalmente, después de intercambiar alegatos escritos y verbales ante el Consejo, el gobierno persa y la APOC suscribieron un nuevo contrato de concesión en 1933<sup>28</sup>.

En este contrato, escrito en francés, el gobierno logró reducir considerablemente el área de la concesión original (hasta 258 999 km<sup>2</sup>) que, de todas formas, continuó siendo un área enorme. Logró también que la regalía, de 4 chelines (oro), se calculara ahora por tonelada de petróleo producida, con garantía de un pago mínimo anual de 750 mil libras; que la compañía pagara los derechos de aduana correspondientes a las importaciones de bienes necesarios para sus empleados y que se comprometiera a reducir progresivamente el personal calificado extranjero y a sustituirlo por persas. Pero la concesionaria obtuvo también ventajas indiscutibles, como: a) el derecho de escoger el área de la concesión en terrenos suficientemente conocidos por ella; b) la exención fiscal total, excepto la regalía y el pago mínimo anual, y c) la extensión del plazo de la concesión por 32 años adicionales (1932-1901 = 32). Por consiguiente, el nuevo contrato vencería en 1993. Además, y no menos importante, mientras que la concesionaria podía devolver la concesión al gobierno en cualquier momento, antes del vencimiento del plazo - en 1993 -, éste no podía ni anularla unilateralmente ni alterar sus cláusulas por disposiciones legales nacionales futuras. Cualquier diferencia entre las partes sobre el contrato que no pudiera ser resuelta entre ellas, debería someterse a arbitraje. En otras palabras, el contrato de concesión continuó siendo el único instrumento jurídico-económico que regulaba las relaciones bilaterales entre la APOC y el gobierno persa.

Poco después de finalizada la Segunda Guerra Mundial y por las mismas causas precedentes, el gobierno iraní y la *Anglo Iranian Oil Company* (AIOC)<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> Para algunos detalles de este contrato, véase columna 3 del anexo número 2. Para más detalles, véase Shwadran (1973: 44-46). Conviene recordar que la palabra petróleo comprendía generalmente en estas concesiones el crudo, el gas natural y el asfalto.

<sup>30</sup> Después que el gobierno persa cambió el nombre de su país por el de Irán - en 1934 -, la *Anglo Persian Oil Company* cambió también el suyo por el de *Anglo Iranian Oil Company* (AIOC).

llegaron a un acuerdo suplementario de la concesión de 1933 que contenía mejoras económicas para el gobierno, pero fue rechazado por el Parlamento iraní en enero de 1951. Causa determinante del rechazo fue la noticia de que el gobierno de Arabia Saudí y la Aramco habían acordado un mes antes repartir por mitad los beneficios de la industria petrolera en territorio saudí (el llamado en inglés *fifty-fifty profit-sharing*): 50 % para el gobierno y 50 % para la Aramco. Cuando la noticia se hizo pública, la AIOC comunicó al gobierno iraní que estaba dispuesta a aceptar un acuerdo similar al saudí y que estaba lista, además, para adelantarle unos pagos millonarios. Pero estos anuncios llegaron tarde, porque en el parlamento ya el diputado Mohammed Mosaddeq había propuesto la nacionalización de la industria, que fue aprobada como ley en marzo de 1951.

Mosaddeq asumió el cargo de Primer Ministro en abril de 1951 e inmediatamente se enfrentó al gobierno británico, a la AIOC y al gobierno de EE.UU. que calificaron de unilateral la acción del gobierno iraní para rescindir un contrato en el que se preveía el recurso al arbitraje como medio de resolución de disputas. El Primer Ministro argumentó que la ley de nacionalización de la industria petrolera era una materia interna, de ejercicio de derechos soberanos del pueblo iraní, y que, por tanto, ni estaba sujeta a arbitraje ni el tema era de la competencia de organismo internacional alguno. El gobierno británico y la AIOC solicitaron a la Corte Internacional de Justicia en la Haya que obligara a Irán a recurrir al arbitraje o lo declarara culpable de violar el derecho internacional. Decidió además el gobierno británico boicotear económicamente a Irán, incluyendo la compra de petróleo, para obligarlo a aceptar sus propuestas. Como consecuencia, el gobierno iraní ordenó expulsar a todos los técnicos británicos de la refinería de Abadán, al sudoeste del país, y la tropa tomó posesión de ella. La Corte Internacional de Justicia falló que era incompetente para conocer del caso, porque se trataba de un contrato de concesión suscrito entre un gobierno y una empresa extranjera, del cual el gobierno británico no era parte.

Mientras duró el intercambio de argumentos entre los contendientes, la industria petrolera iraní estuvo prácticamente paralizada, a pesar de que el gobierno había creado en 1951 una empresa petrolera estatal, la *National Iranian Oil Company* (NIOC), para manejarla. Pero el boicot económico británico y el aumento de la producción de las empresas petroleras en Arabia Saudí y Kuwait cerraron el acceso del petróleo iraní al mercado internacional, impidieron el desarrollo de la NIOC y deterioraron seriamente las condiciones fiscales y económicas del país. En agosto de 1953, Mosaddeq fue derrocado por un golpe de Estado planificado y organizado por los servicios de inteligencia de Gran Bretaña y Estados Unidos (Risen, 2000).

El gobierno que asumió el poder - una vez restablecida la monarquía de Mohammed Reza Pahlevi -, asesorado por altos funcionarios del gobierno de EE.UU., llegó rápido a la conclusión que la mejor solución para reactivar la industria del petróleo en Irán y reabrirle el mercado internacional era otorgar una nueva concesión. Pero no a la AIOC en exclusividad, como había sido hasta la

nacionalización, sino a un consorcio internacional de grandes empresas petroleras que ya operaban en el Medio Oriente, y del que ella formaría parte.

En septiembre de 1954, el gobierno iraní y los representantes del consorcio, llamado *Iranian Oil Participants* (IOP, por sus siglas en inglés), compuesto por ocho de las más grandes empresas petroleras del mundo (la AIOC, con una participación del 40 %; la *Royal Dutch Shell*, 14 %; *Standard Oil of New Jersey*, 8 %; *Socony-Vacuum Oil Co.*, 8 %; *Standard Oil of California*, 8 %; *Gulf Oil*, 8 %; *Texaco*, 8 %; y, *Compagnie Française des Pétroles*, 6 %), llegaron a un acuerdo y firmaron un nuevo contrato de concesión. En él se estableció que las concesionarias, llamadas las Empresas Operadoras, ejercieran los derechos otorgados en nombre de la empresa petrolera estatal iraní (la NIOC). Así, a la *Iranian Oil Exploration and Producing Company*, una empresa registrada en Irán por el consorcio, se le transfirieron los derechos de explorar y producir petróleo y gas natural, almacenarlos, transportarlos y venderlos a bordo de los barcos petroleros; y a la *Iranian Oil Refining Company*, otra empresa registrada también en Irán por el consorcio, se le otorgaron los derechos de refinar y procesar el crudo y el gas natural. Hecho esto, la NIOC pagaba a la empresa operadora un chelín por cada metro cúbico de petróleo entregado o refinado, más los costos operativos y los gastos correspondientes<sup>30</sup>. A su vez, cada empresa comercializadora de crudo (alguna filial de los miembros del consorcio) pagaba a la NIOC el precio cotizado del barril de petróleo en puerto iraní de exportación. En el precio cotizado estaban incluidas la regalía del 12,5 % (aunque el término que se utilizó en el contrato fue el de “pagos al estado” y no el de regalía) y el impuesto sobre la renta correspondiente del 50 % (Cattan, 1967 y Shwadran, 1973), lo que se tradujo, en términos prácticos, en un reparto de beneficios del 50-50 entre empresas y gobierno<sup>31</sup>, idéntico al vigente en Arabia Saudí. La concesión se otorgó por un plazo de 25 años, prorrogable por tres períodos adicionales de 5 años cada uno (hasta 1994). Se incorporó también en ella el recurso al arbitraje internacional como medio de resolución de disputas, siempre y cuando las diferencias no pudieran resolverse previamente ni por discusión entre las partes ni por un comité de conciliación. La NIOC quedó encargada, además, de ejecutar todas las actividades no petroleras, incluyendo educación y entrenamiento técnico e industrial de personal, y de suministrarle a las empresas operadoras todos los materiales y el equipamiento necesario para sus operaciones. Se encargó también de distribuir los derivados petroleros en el mercado interno.

A pesar de que en el contrato se estableció que la NIOC era propietaria de todos los activos de la industria petrolera iraní - conservando así el contenido formal de la ley de nacionalización -, y que las empresas operadoras actuarían como sus contratistas, aquella carecía de la competencia técnica y profesional necesaria para controlarlas efectivamente. Por su lado, el gobierno de Irán estaba también atado de manos para ejercer control efectivo sobre las operadoras,

---

<sup>30</sup> 1 metro cúbico = 6,2898 barriles

<sup>31</sup> Time (1954).

porque había aceptado incluir en el contrato cláusulas que limitaban su soberanía: unas que establecían que el contrato sólo podía modificarse, reformarse o anularse durante el plazo de vigencia de la concesión por acuerdo entre las partes, no unilateralmente por cualquier autoridad iraní; otras que disponían que, aparte de los impuestos establecidos en el contrato, no se cobraría otro tipo de impuestos; y otras, en fin, que establecían que en caso de interpretación divergente del contrato, y a pesar de que éste estaba redactado en persa y en inglés, sólo prevalecería la versión inglesa. En breve, el contrato de concesión, escrito en un idioma extranjero, inglés en este caso, continuó siendo el único instrumento jurídico que regulaba las relaciones económicas entre el propietario del recurso natural y las empresas petroleras en los países del Medio Oriente.

Este contrato tuvo una característica que lo singularizó en relación con los demás contratos de concesión conocidos en la historia de las negociaciones bilaterales entre empresas y países petroleros: él representó la máxima expresión concreta del modelo de acuerdo al que pudo haber aspirado el conjunto de grandes empresas petroleras actuando coordinadamente entre sí y con los gobiernos británico y estadounidense en el período posterior a la II Guerra Mundial para proteger sus intereses. Luego de él, en el futuro, a las grandes empresas petroleras no se le volvieron a presentar condiciones excepcionales como éstas, en sus relaciones con los gobiernos de los países petroleros, para actuar coordinadamente, en bloque o consorcio, en la protección y salvaguarda de sus intereses para explorar, producir y exportar petróleo en el largo plazo. Esta es la importancia capital y trascendental que reviste el contrato de concesión iraní de 1954, aparte de otras consideraciones, no menos importantes, como la de haber sido el instrumento que puso fin al monopolio británico en Irán y la de haber permitido, por primera vez, la participación de intereses estadounidenses en unos de los más ricos yacimientos de petróleo del mundo.

En julio de 1957, el parlamento iraní aprobó la primera ley del petróleo (la primera en todo el Medio Oriente también) que otorgó competencias a la NIOC para acelerar y expandir las actividades de exploración y producción en el territorio nacional no concedido al consorcio (Shwadran, 1973). La ley autorizó a la empresa estatal a dividir ese territorio en distritos de 80 mil km<sup>2</sup> cada uno, a declarar cualquier distrito abierto a la exploración y producción de petróleo y a asociarse con compañías extranjeras para constituir empresas que exploraran, explotaran y vendieran crudo y derivados de manera conjunta (las llamadas *joint-ventures* en inglés). La primera de éstas, que se constituyó en agosto de 1957, fue la *Société Irano-Italienne des Pétroles* (SIRIP, por sus siglas en francés), una empresa mixta, a partes iguales (50-50), entre la NIOC y la Agip (*Azienda Generale Italiana Petroli*), una filial de la empresa petrolera estatal italiana ENI. A la SIRIP se le transfirieron derechos por 25 años sobre un área de 22 900 km<sup>2</sup>, localizada mar adentro. “Una cláusula adicional del contrato de asociación NIOC-Agip establecía que el 50 % de los beneficios netos de la SIRIP irían al Estado iraní, y el otro 50 %

se dividiría entre la Agip y la NIOC<sup>32</sup>. Por esta razón, los italianos sostienen que este modelo de contrato, llamado la fórmula Mattei (en honor a su creador, Enrico Mattei, presidente de la ENI entre 1953 y 1962), puso fin al *fifty-fifty*. Según ellos, “fue la primera vez que un país productor recibió alrededor del 75 % de los beneficios”<sup>33</sup>. Sin embargo, lo cierto es que la fórmula de reparto del 50-50 permaneció intacta en las antiguas concesiones del Medio Oriente y que la NIOC participaba en la SIRIP con el 50 % de su capital y de su propiedad. Lo que si introdujo la empresa italiana en este primer contrato de empresas mixtas fue su compromiso de asumir sola el costo de exploración del petróleo y el riesgo de su pérdida total, en caso de descubrimiento no comercial. Aceptó también que el 5 % del petróleo producido por la SIRIP se vendiera a la NIOC al costo, más una comisión de 14 centavos de dólar por metro cúbico, para satisfacer la demanda interna iraní (Cattan, 1967). Estas y otras disposiciones de los contratos de empresas mixtas iraníes pasaron después, con algunas variantes, a formar parte de los contratos de producción compartida.

En junio de 1958, la NIOC constituyó una segunda empresa conjunta con la *Pan American Petroleum Corporation*, una subsidiaria de la *Standard Oil of Indiana*. El área transferida fue de 16 000 km<sup>2</sup>, localizados mar adentro, en la parte norte del Golfo Pérsico. La empresa mixta que se formó fue la *Iranian Pan American Oil Company* (IPAC por sus siglas en inglés). Y sus obligaciones fueron casi las mismas que las de la SIRIP, excepto que la IPAC fue una empresa operadora, sin fines de lucro e intermediaria, no sujeta a pago de regalía ni de impuestos. Las obligaciones fiscales correspondientes al *fifty-fifty* recayeron, por tanto, en la NIOC y en la *Pan American*, individualmente. Ese mismo mes, la NIOC firmó otro acuerdo con una empresa canadiense, pero éste no llegó a ejecutarse.

**Irak.** En la concesión iraquí de 1925 se incluyó una cláusula excepcional (la sexta), que no se encuentra en ninguna de las otras antiguas concesiones petroleras del Medio Oriente. Ella disponía que del total del área concedida - casi todo el territorio de Iraq -, y en el plazo de 32 meses, la concesionaria, la *Turkish Petroleum Company* (TPC), seleccionaría 24 parcelas rectangulares de 8 millas cuadradas cada una (20,72 km<sup>2</sup> aproximadamente) para explotarlas. El resto del área lo devolvería al gobierno para que sacara anualmente a subasta pública, por lo menos, un grupo idéntico de parcelas que las precedentes. Según Shwadran (1973), esta fue la solución práctica que encontró la diplomacia petrolera estadounidense para tratar de romper el carácter monopólico de la concesión de la TPC (de capital mayoritariamente británico, aunque también francés y estadounidense) y permitir la participación en pie de igualdad de *todas* las empresas de EE.UU. que quisieran pujar en las subastas de parcelas iraquíes

---

<sup>32</sup> Véase la entrada “1957”, en *L’Eni di Mattei*. Accesible por internet: [http://www.eni.com/it\\_IT/home.html](http://www.eni.com/it_IT/home.html) Consultado el 25.10.2010.

<sup>33</sup> *Ibidem*.

contentivas potencialmente de petróleo. Sin embargo, el retraso de la TPC en seleccionar las parcelas y la presión que ejerció para modificar el contrato de 1925 dieron como resultado un nuevo acuerdo en marzo de 1931.

El nuevo acuerdo otorgó a la *Iraq Petroleum Company* (IPC)<sup>34</sup> el derecho exclusivo de explotar el terreno situado al este del río Tigris, un área de 32 mil millas<sup>2</sup> (83 mil km<sup>2</sup>, aproximadamente), a cambio de pagar al gobierno iraquí el mismo monto de regalía acordado en el contrato de 1925: 4 chelines (oro) por tonelada de petróleo exportada. Pero en este contrato el gobierno introdujo un pago mínimo anual de 400 mil libras (oro) como regalía durante los primeros 20 años. Y, al igual que en los demás contratos de concesión del Medio Oriente, la IPC quedó exenta de pagar impuestos sobre beneficios, pero debió asumir el compromiso de pagar al gobierno iraquí 9 mil libras (oro) anuales hasta el comienzo de la exportación comercial de petróleo y, desde entonces, 60 mil libras (oro) por las primeras 4 millones de toneladas producidas y 20 mil libras (oro) por cada millón de toneladas adicionales.

En definitiva, la IPC se las arregló para terminar siendo la concesionaria monopolista que el gobierno estadounidense pretendió evitar con la cláusula excepcional. Para ello, recurrió a dos empresas filiales, la *Mosul Petroleum Company* (MPC) y la *Basrah Petroleum Company* (BPC), que adquirieron las dos nuevas concesiones otorgadas por el gobierno de Iraq en 1932 y 1938. Por la primera de estas concesiones se otorgaron 46 mil millas cuadradas (119 mil km<sup>2</sup>, aproximadamente) a la *British Oil Development Company* (BOD) por 75 años, una empresa adquirida por la MPC en 1942. La BOD se comprometió a pagar como renta al gobierno iraquí hasta que comenzara la exportación comercial de petróleo: 100 mil libras (oro) en 1933, más un incremento anual de 25 mil libras (oro) hasta alcanzar la suma de 200 mil libras. El gobierno quedó autorizado, además, a recibir gratis hasta el 20 % del petróleo producido por la BOD, cuyo destino sería el consumo nacional o la venta a la misma empresa. La regalía se fijó en 4 chelines (oro) por tonelada, y la compañía quedó exenta de impuestos a cambio de pagar mil libras anuales al gobierno hasta que comenzara la producción comercial, cuando pagaría las mismas cantidades que la IPC. En 1938, el gobierno de Iraq otorgó una nueva concesión a otra filial de la IPC, la *Basrah Petroleum Company* (BPC), por todo el territorio no cubierto por las concesiones previas, es decir, alrededor de 93 mil millas<sup>2</sup> (241 mil km<sup>2</sup>, aproximadamente), por un plazo de 75 años. Esta concesión quedó sometida a las mismas obligaciones precedentes, excepto una, que beneficiaba más al gobierno de Iraq: la cantidad anual de dinero que le pagaría la BPC hasta que comenzara la exportación comercial de petróleo era de 200 mil libras (oro) anuales. La BPC inició operaciones comerciales en 1951 (básicamente porque, al igual que en las otras dos concesiones iraquíes, la producción dependió de la capacidad de transporte por oleoductos hasta los puertos de embarque en las costas del

---

<sup>34</sup> La *Turkish Petroleum Company* sustituyó el nombre de *Turkish* por el de Iraq en 1929.

Mediterráneo y del Golfo Pérsico, pues los grandes campos de petróleo descubiertos estaban en tierra firme iraquí: Kirkuk, Zubair y Ain Zalah, en particular).

A pesar de las continuas y constantes desavenencias entre el gobierno de Iraq y la IPC, relacionadas particularmente con el pago de la regalía (porque el gobierno británico abandonó el patrón oro en 1932) y con la repulsa de la empresa a emplear personal calificado iraquí y a construir refinerías de petróleo en el país (al contrario de la AIOC en Irán), el punto más álgido de la disputa se alcanzó en 1951, después que Arabia Saudí firmó el acuerdo de reparto de beneficios del 50-50 y que Irán nacionalizó la AIOC. El gobierno de Iraq amenazó entonces a la IPC con perder sus concesiones. La empresa aceptó negociar un nuevo acuerdo, que se firmó el 3 de febrero de 1952.

Las principales disposiciones del acuerdo fueron las siguientes: a) el gobierno recibiría el 50 % de los beneficios derivados de las operaciones de las empresas “antes de pagar impuestos” (Shwadran, 1973: 246); b) en conmutación de “impuestos”, cada empresa le pagaría al gobierno 20 mil libras esterlinas anuales; c) la *Iraq Petroleum Company* y la *Mosul Petroleum Company* le garantizaron al gobierno que su participación anual en el reparto de beneficios nunca sería menor al 25 % de los valores de sus producciones netas, calculados con base en los precios cotizados; y la *Basrah Petroleum Company* le garantizó 33 1/3 % como mínimo; d) para tener información de primera mano sobre el estado de los precios en el mercado internacional, el gobierno podía cobrar la regalía en especie (12,5 % de la producción neta de cada empresa) y vender el crudo recibido a esos precios; e) las tres concesionarias le garantizaron al gobierno una producción mínima anual de petróleo por el resto del plazo de la concesión y cierta cantidad mínima, anual también, de millones de libras esterlinas como participación en los beneficios (20 millones en 1953 y 1954, y 25 millones a partir de 1955); f) al igual que en todos los demás casos en el Medio Oriente, el contrato estaba redactado en árabe e inglés, pero en caso de discrepancias entre ambas versiones, la inglesa prevalecería; en fin, g) cada una de las 3 empresas designaría en su junta directiva a 2 directores iraquíes.

La base para el cálculo de beneficios de las operaciones de las empresas generó fricciones con el gobierno, porque la IPC sólo producía crudo y todas las transacciones con sus asociados se hacían con base en él. Por consiguiente, había que recurrir a alguna fórmula de precios para calcular los beneficios de las empresas y repartirlos con el gobierno. Las partes aceptaron en el acuerdo de 1952 que los beneficios se calcularían deduciendo los costos de producción del precio cotizado del petróleo en el Medio Oriente, pero el gobierno aceptó también que los socios de la IPC descontaran 17 % de ese precio como tasa de corretaje por la compra de petróleo, con lo cual disminuía el monto de sus beneficios. Sólo tres años más tarde, el gobierno logró que la IPC aceptara un nuevo acuerdo para reducir esa tasa hasta el 2 %.



**Arabia Saudí.** A finales de la década de los cuarenta del siglo XX, el gobierno Saudí presionó a Aramco para que conviniera en pagar una regalía mayor. Dos hechos contribuyeron sustancialmente con esa exigencia: el nuevo reparto de beneficios logrado en Venezuela entre el gobierno y las empresas y las mayores ventajas económicas conseguidas por el mismo gobierno Saudí en la concesión otorgada a la *American Pacific Western Oil Corporation* (devenida *Getty Oil Company*, hoy *Getty Oil*) en el territorio de la zona neutral saudí-kuwaití.

En ese contrato, celebrado el 20 de febrero de 1949, la concesionaria aceptó pagar al gobierno Saudí 9 millones y medio de dólares en efectivo como prima de firma de contrato, más un millón de dólares adicionales como regalía, correspondientes al pago del primer año de la concesión por este concepto. Aceptó también pagar esa cantidad mínima de regalía durante los 3 primeros años de la concesión, incluso si la cancelaba al final del segundo año. Y a partir de la explotación comercial, se comprometió a pagar una regalía de 55 centavos de dólar por barril de crudo producido y a ofrecer al gobierno una participación del 25 % en el capital de la empresa. La concesionaria obtuvo derechos exclusivos de explorar y explotar petróleo durante 60 años en 125 millas<sup>2</sup> (325 km<sup>2</sup> aproximadamente), ubicadas en la mitad del territorio Saudí de la zona neutral que compartía con Kuwait.

El 30 de diciembre de 1950, la Aramco y el gobierno de Arabia Saudí suscribieron un contrato complementario (*supplemental agreement*) a la concesión de 1933, con carácter retroactivo al primero de enero de 1950. En este acuerdo, la compañía convino en compartir la mitad de sus “ingresos netos operativos” con el gobierno, pero la participación del gobierno incluía el impuesto sobre la renta saudí - aprobado a propósito de este acuerdo en noviembre de 1950 - y la regalía fija por tonelada, que hasta entonces no estaba ligada a los ingresos sino a los volúmenes de producción. Para calcular los ingresos netos operativos de la compañía en territorio saudí se deducían de sus ingresos brutos: 1º) los gastos de operación (*operating expenses*), 2º) los costos de exploración y desarrollo, 3º) la depreciación y 4º) los impuestos de gobiernos extranjeros, incluyendo particularmente el impuesto sobre la renta de EE.UU., país de origen de las cuatro empresas que participaban en la Aramco. Este último componente se eliminó en 1952 (Cattan, 1967). Y para calcular los ingresos brutos se introdujeron los llamados precios cotizados del petróleo exportado desde el puerto de Ras Tanura, ubicado al este del país en la provincia homónima. Por lo tanto, la participación del gobierno era un techo, que cubría todos los pagos.

Este acuerdo pasó a conocerse mundialmente en la industria petrolera como el reparto de beneficios del 50-50 (*fifty-fifty profit-sharing*): 50 % para el gobierno y 50 % para la Aramco. Y se aplicó pronto en el resto de países petroleros del Medio Oriente: Kuwait (en 1951), Iraq, Bahrein y Qatar (en 1952), e Irán (en 1954). “En términos de ingresos para los gobiernos, el reparto del 50-50 de los beneficios netos significó aproximadamente triplicar o cuadruplicar los

ingresos producidos previamente por la tasa de regalía estándar de cuatro chelines oro por tonelada” (Cattan, 1967: 10).

En diciembre de 1957, el gobierno Saudí otorgó una concesión petrolera a la *Japanese Petroleum Company* para explotar parte del territorio indiviso saudí localizado mar adentro en la zona neutral saudí-kuwaití. La empresa se comprometió a pagar al gobierno 56 % de los beneficios netos que resultaran de todas sus operaciones, dentro o fuera del territorio saudí, y a venderle a un precio mínimo 10 ó 20 % de las acciones de la empresa que se crearía para producir, transportar, refinar y comercializar petróleo: la *Japanese Arabian Oil Company*. Esta empresa aceptó pagar al gobierno 20 % de regalía, pero contabilizada como un costo adicional y no como un adelanto, deducible, del monto del impuesto sobre la renta a pagar, tal como se había acordado en el *fifty-fifty* de 1950; nombraría un director de nacionalidad saudí en su junta directiva y emplearía 70 % de personal local. El período del contrato era de 40 años, contados a partir del descubrimiento de petróleo en cantidades comerciales. Hasta entonces, la empresa pagaría millón y medio de dólares anuales al gobierno y, cuando descubriera petróleo, le pagaría una prima de un millón de dólares.

*Kuwait.* En junio de 1948 la *American Independent Oil Company* (Aminoil), una compañía creada por 8 empresas petroleras estadounidenses, obtuvo concesión del gobierno de Kuwait para explotar por 60 años su parte del territorio correspondiente en la zona neutral saudí-kuwaití. La concesionaria se comprometió a pagar: a) una prima de firma de contrato de 7 millones 250 mil dólares en efectivo, b) 625 mil dólares anuales, independientemente de que descubriera petróleo o no, c) una regalía de USA \$ 2,50 por tonelada de petróleo producido (alrededor de 36 centavos de dólar por barril); y d) a dar 15 % de capital en la empresa y un regalo de un yate de un millón de dólares.

En mayo de 1958, el gobierno kuwaití otorgó concesión a la *Japanese Arabian Oil Company* para explotar el petróleo que encontrara en su mitad del territorio indiviso localizado mar adentro en la zona neutral saudí-kuwaití. Las obligaciones, plazos y compromisos de este contrato fueron las mismas que las contenidas en la concesión saudí de esta parte de la zona neutral, excepto que Kuwait recibiría 57 % de los beneficios netos de todas las operaciones de la empresa (producción, transporte, refinación y comercialización) y una prima de 5 millones de dólares cuando la producción llegara a 50 mil barriles diarios.

**4.4. Reacción de las concesionarias en el Medio Oriente y en Venezuela.** Las concesionarias petroleras establecidas en el Medio Oriente reaccionaron alarmadas a las nuevas reglas de juego establecidas en las concesiones otorgadas por Arabia Saudí y Kuwait en 1957 y 1958 en los territorios correspondientes de su zona neutral. Estimaron que el aumento del porcentaje en el reparto de beneficios en las nuevas concesiones saudí-kuwaitíes (a 56 y 57 %, respectivamente) era una violación al “principio” del 50-50 y a la base del cálculo

de los beneficios de las empresas integradas (Shwadran, 1973). Pero un asesor jurídico de Aramco argumentó que “esa tasa (del 56 %) debe considerarse como una obligación de naturaleza contractual, no legal” (Cattan, 1967: 69).

Fue, entonces, en Venezuela dónde la alarma alcanzó mayores proporciones, porque el nuevo reparto de beneficios del 60:40 dimanaba de la ley y, por consiguiente, se aplicaba a *todos* los enriquecimientos netos de *todos* los concesionarios que estuviesen incluidos, indistintamente, en la disposición impositiva correspondiente. Las grandes empresas petroleras trataron, en vano, de persuadir a la Junta Provisional de gobierno que había tomado la medida en 1958 para que la reconsiderara. H. W. Haight, presidente de la Creole (la filial venezolana de la SONJ), argumentó que la medida no fue consultada con la industria; argumentó también que el incremento de la tasa del impuesto no tomó en consideración “el equilibrio que se ha buscado obtener entre la participación del gobierno y la de la industria petrolera, mediante la fórmula del 50:50”; y que, en definitiva, la medida perjudicaría la posición competitiva del petróleo venezolano en los mercados mundiales (Mejía Alarcón, 1972). En una subsecuente declaración, Haight afirmó:

“Con esta acción, Venezuela se convierte en el primer país del mundo que rompe con el llamado 50:50, principio que divide igualitariamente los beneficios de la industria, no tomando en consideración los derechos adquiridos e ignorando la obligación moral, si no legal, de negociar esta ruptura con las partes interesadas” (*World Petroleum*, 1959: 16).

La Junta Provisional de gobierno respondió que las medidas fueron adoptadas por un acto de soberanía y que se mantendrían completamente; que ellas no modificaron ningún convenio existente con las empresas petroleras, porque el llamado régimen del 50:50 emanaba de la propia ley y no de ningún convenio formalizado al respecto; y que:

“El gobierno ha declarado repetidas veces, conforme a la tradición venezolana, que mira con buenos ojos al capital extranjero que venga a crear fuentes de riqueza, pero ello no implica que la nación renuncie a recibir una justa participación de las utilidades de las empresas que explotan sus recursos naturales” (Mejía Alarcón, 1972: 122).

Percibiendo la amenaza que la producción creciente de petróleo de bajo costo del Medio Oriente representaba para Venezuela, el nuevo gobierno, presidido por Rómulo Betancourt (1959-1964), envió, por segunda vez en la historia del país, una delegación oficial a aquella región petrolera<sup>35</sup>. La misión tuvo por objetivo participar como observador, junto con Irán - los dos únicos países que no eran árabes -, en el Primer Congreso Árabe de Petróleo que tuvo lugar en El Cairo, en abril de 1959. Venezuela e Irán contribuían entonces con el

---

<sup>35</sup> La primera fue enviada en 1949, esencialmente por la misma razón (Rivas, 1999)

44 % de la exportación mundial de petróleo. En secreto, los delegados de Venezuela, Irán, Arabia Saudí y Kuwait se reunieron y acordaron el llamado "Pacto de Caballeros", que relacionó a países exportadores del 76 % del petróleo en el mundo.

El Pacto consistió básicamente en cinco puntos: 1. "Llevar a sus respectivos Gobiernos la idea de constituir, tan pronto como fuera posible, una 'Comisión Petrolera de Consulta', en el seno de la cual se podrían discutir problemas comunes para llegar a conclusiones concurrentes"; 2. "Que los gobiernos en cuestión debían orientarse hacia la fórmula 60:40 como mínimo, para ponerse en paridad con la reciente actitud venezolana..."; 3. "Que debía tratar de mantener la estructura de los precios"; 4. "Que cualquier cambio (de precios) debía ser discutido con antelación y ser aprobado por todas las partes interesadas"; y, 5. "Necesidad de establecer en cada país organismos para coordinar, desde el punto de vista nacional, la conservación producción y exportación del petróleo" (Acosta Hermoso, 1969: 117. Comillas en el original).

El quinto punto estaba relacionado directamente con la competencia que el cartel internacional del petróleo (las llamadas Siete Hermanas <sup>36</sup>) estaba enfrentando en el mercado petrolero internacional después de la Segunda Guerra Mundial con las llamadas compañías petroleras independientes. Para dar una idea de esta competencia, basta con señalar que en Venezuela a finales de la década de 1950, aparte de las tres grandes compañías petroleras tradicionales, operaban también 14 empresas petroleras más, independientes la mayoría de ellas. Estas 17 empresas habían obtenido 820.000 hectáreas en nuevas concesiones petroleras entre 1956 y 1957 bajo el gobierno dictatorial del general Marcos Pérez Jiménez (1952-1958), a pesar de que el gobierno democrático de Rómulo Gallegos (15.2.1948-24.11.1948) había anunciado la política de "no más concesiones". Estas concesiones de 1956-57 se pusieron rápidamente en producción, porque formaban parte de las reservas nacionales, y ofrecieron crudo en venta con descuentos sobre los precios del mercado (estadounidense)<sup>37</sup>.

El Pacto de Caballeros condujo a la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) el 14 de septiembre de 1960, en Bagdad (Irak), por los gobiernos de Arabia Saudí, Venezuela, Irak, Irán y Kuwait (países que en su conjunto exportaban entonces 83 % de petróleo al resto del mundo). El hecho que determinó la creación de la OPEP fue la decisión de las grandes empresas petroleras de rebajar el precio cotizado (*posted price*) del petróleo que ofrecían vender en un puerto de embarque. Particularmente, Aramco (acrónimo de la *Arabian American Oil Company*) rebajó el precio cotizado del crudo *Arabian Light* en el puerto de Ras Tanura en agosto de 1960 de 1,94 a 1,80 dólares el barril. Y estos precios cotizados eran los utilizados para calcular el 50:50 en los países petroleros del Medio Oriente.

---

<sup>36</sup> Véase Sampson (1975).

<sup>37</sup> Véase entrada "Concesiones de Hidrocarburos", en Fundación Polar (1997), Vallenilla (1973), Acosta Hermoso (1971) y Consalvi (1990).

**4.5. La OPEP y la renta petrolera.** Desde la creación de la OPEP, sus miembros estuvieron de acuerdo en que las resoluciones de la Conferencia -suprema autoridad de la Organización, que se reuniría dos veces al año, al menos - se adoptarían de manera unánime, y que ellas entrarían en vigencia poco tiempo después de concluida la reunión<sup>38</sup>. La Organización tenía como objetivo principal coordinar y unificar las políticas petroleras de los países miembros y dotarse de medios para proteger sus intereses (artículo 2 de sus estatutos).

La IV Conferencia, que tuvo lugar en 1961, fue de importancia singular para el aumento de la renta petrolera de los miembros de la OPEP. Ella les recomendó: a) controlar los precios cotizados del petróleo, porque éstos eran utilizados por las compañías y los gobiernos de los países miembros para calcular respectivamente sus obligaciones e ingresos fiscales de origen petrolero (Resolución IV.32); b) tratar a la regalía como un costo y no como un impuesto, contabilizado además como crédito contra las obligaciones del impuesto sobre la renta (Resolución IV.33), tal como se venía haciendo en los países petroleros del Medio Oriente desde 1950 cuando se celebró el acuerdo de reparto de beneficios del 50-50; y, c) eliminar cualquier contribución con los gastos de mercadeo de las compañías petroleras, porque las operadoras que producían crudo en los países miembros lo vendían internacionalmente a través de sus compañías afiliadas, sin incurrir en gastos de intermediación (Resolución IV.34).

La primera medida en ponerse en práctica fue la última. Ésta se pudo implementar a través de negociaciones y acuerdos complementarios a los contratos correspondientes entre cada uno de los gobiernos con cada una de las empresas concesionarias que operaban en sus territorios para ir eliminando gradualmente los descuentos por comercialización de petróleo, pero la XI Conferencia recomendó a los países miembros en 1965: “la completa eliminación de la deducción acordada a las compañías petroleras” (Resolución XI.71).

Luego, le correspondió el turno a la regalía. En la VII Conferencia, celebrada del 23 al 28 de noviembre de 1964, los representantes de los gobiernos de Irán, Kuwait, Arabia Saudí, Qatar y Libia<sup>39</sup> informaron que aceptarían “las últimas ofertas hechas por las compañías con fecha 16 de noviembre de 1964...” sobre el cómputo de la regalía como costo, porque llenaban “...los requerimientos mínimos formulados...” (Resolución VII. 49). Y así se estableció en acuerdos complementarios. Irak fue el último país miembro de la OPEP que adoptó la fórmula de computar la regalía como costo a inicios de la década de 1970.

En fin, el problema de los precios se resolvió creando precios fiscales (“precios rentísticos”). Como los precios del petróleo continuaron disminuyendo en los mercados internacionales, la XI Conferencia recomendó en 1966:

“1. Que los gobiernos de los países miembros interesados apliquen los precios cotizados o de referencia con el propósito de determinar las

---

<sup>38</sup> Véase Arauz (1978: 27 y 28).

<sup>39</sup> Nuevos miembros de la Organización desde 1961 y 1962, respectivamente.

obligaciones fiscales de las compañías petroleras que operan en sus territorios; y,

2. Que los países miembros no otorguen ningún derecho sobre petróleo ni celebren contratos relacionados con la exploración o explotación de nuevas áreas, a menos que los pagos por regalía y las obligaciones por concepto de impuesto sobre la renta se calculen sobre la base de los precios cotizados o de referencia..." (Resolución XI.72, en Arauz, 1978: 96).

Estas recomendaciones consideraron como acertado el enfoque de un informe de la Comisión Económica de la OPEP, creada en 1964, sobre las implicaciones de la adopción de los precios cotizados a los fines del impuesto en los países miembros. En ese informe, la Comisión Económica sostuvo que la adopción de los precios cotizados a los fines del impuesto "reduciría la capacidad de algunas compañías petroleras para conceder descuentos excesivos sobre petróleos producidos en ciertos países miembros". Y la XI Conferencia consideró que la adopción de estos precios "tendría el deseable efecto general de afianzar y estabilizar los precios en el mercado internacional". En otras palabras, la Resolución XI.72 de la OPEP recomendó a sus miembros adoptar los llamados precios de referencia fiscal, precios fiscales que el Estado venezolano admitió en la reforma a la Ley de Impuesto Sobre la Renta de 1966 cuando introdujo los llamados valores fiscales de exportación y elevó la tasa del impuesto al 52 %.

Guillermo Rodríguez Eraso, vicepresidente ejecutivo de la *Creole Petroleum Corporation (Standard)* de Venezuela, explicó en qué consistían esos valores:

"Estos valores de referencia son pura y simplemente valores predeterminados de mutuo acuerdo entre el contribuyente y el Fisco Nacional a base de los cuales se efectúa la liquidación del impuesto. Si los ingresos reales por venta de un determinado contribuyente exceden el valor de referencia, el contribuyente liquida su impuesto de acuerdo a ese valor superior. Si sus verdaderos ingresos están por debajo de los valores de referencia, tiene que liquidar de acuerdo con los valores de referencia como si hubiera vendido su producto a ese precio" (Rodríguez Eraso, 1971: 75).

En breve, los precios decrecientes del petróleo en los mercados internacionales no tendrían por qué afectar los ingresos fiscales rentísticos de los miembros de la OPEP.

**a. Declaración sobre política petrolera en los países miembros.** En junio de 1968, la XVI Conferencia de la OPEP aprobó la declaración sobre política petrolera en los países miembros para alentarlos abiertamente a asumir sin intermediarios la explotación de sus hidrocarburos. La Resolución XVI.90 comenzó por reconocer que los hidrocarburos eran una de las principales fuentes de ingresos y de divisas

de los miembros de la OPEP. A continuación, recordó el derecho inalienable que tenían todos los países a ejercer una soberanía permanente sobre sus recursos naturales, y que este derecho había sido reconocido universalmente como principio de derecho público, reafirmado por la Asamblea General de las Naciones Unidas. Finalmente, propuso que la explotación de los hidrocarburos debería dirigirse a asegurar el mayor beneficio posible de los miembros de la Organización, y que ese objetivo se podía alcanzar mejor si ellos estaban dispuestos a encargarse por sí mismos de su explotación.

La Resolución XVI.90 de la OPEP recomendó a los gobiernos de sus países miembros desarrollar directamente los hidrocarburos o, en caso de no poder hacerlo, celebrar nuevos contratos con empresas extranjeras, pero mejorando sustancialmente las cláusulas contenidas en los contratos de concesiones existentes. Para estos nuevos contratos, la resolución recomendó: a) pagar razonablemente a la empresa extranjera de acuerdo al riesgo en que incurriera, b) participar en la propiedad de la empresa y c) controlar todas las operaciones. Recomendó además revisar las cláusulas de estos contratos con cierta periodicidad, "según lo justifiquen los cambios en la situación". Y, con base en este "principio" de cambios en la situación, recomendó "revisar los acuerdos de concesiones existentes" y "adquirir una participación razonable" en la propiedad de las compañías titulares de concesiones (Arauz, 1978: 106).

La resolución recomendó, además, que "a pesar de cualquier garantía de estabilidad que haya sido concedida al operador, éste no tendrá el derecho de obtener ganancias netas excesivamente altas después de los impuestos". Y, por si hubiera duda sobre el significado de los términos "ganancias netas excesivamente altas", precisó: "beneficios netos que después de los impuestos sean significativamente excesivos, durante cualquier período de doce meses, en relación con el nivel de ganancias netas cuya expectativa razonable hubiera sido suficiente para inducir al operador a correr el riesgo empresarial necesario" (Arauz, 1978: 107). La resolución recomendó también que las empresas mantuvieran en los países concedentes contabilidad clara y precisa y registros de sus operaciones para ponerlas a disposición de los gobiernos, y que las disputas que surgieran entre ellos se resolvieran con apego a la jurisdicción nacional, respetando en todo caso el sistema legal de cada país miembro.

En relación con los precios, la Resolución XVI.90 insistió en recomendarles a los miembros de la OPEP, que adoptaran los precios cotizados o de referencia como base para el cálculo de todos los pagos que las empresas petroleras tuviesen que hacerle a sus respectivos Estados. Pero recomendó además: que "este precio será determinado por el gobierno...", y que, "tal precio, sujeto a las diferencias de gravedad, calidad y localización, será consistente con los niveles de precios cotizados o de referencia que generalmente prevalecen para los hidrocarburos en otros países de la OPEP y aceptados por ellos como base para el pago de impuestos" (Arauz, 1978: 106 y 107).

Dos años más tarde, en 1970, el Congreso Nacional venezolano reformó la Ley de Impuesto Sobre la Renta: 1º) Para adoptar una tasa impositiva fija del 60 %, aplicable sólo a las compañías petroleras - la tasa petrolera del impuesto continuó creciendo rápidamente hasta alcanzar el 72 % en 1975 -, y 2º) Para que el Ejecutivo Nacional fijara unilateralmente, sin acuerdo con las empresas, los llamados valores fiscales de exportación. Pocos días antes de esta reforma, la Resolución XXI.20 de la Conferencia celebrada en Caracas había recomendado a sus miembros “fijar el 55 por ciento como tasa mínima de gravamen fiscal a la renta neta de las compañías petroleras...”

El aumento de los precios del petróleo entre 1970 y 1973 impulsó a los miembros de la OPEP a participar en la propiedad de las compañías petroleras internacionales o independientes que operaban en sus respectivos países (caso Arabia Saudí y Kuwait) o a estatizarlas (caso Venezuela). En Venezuela, la estatización de la industria era un hecho cumplido, aunque jurídicamente no fuera así. Primero, porque a partir de 1983 comenzarían a revertir al Estado las concesiones otorgadas 40 años antes<sup>40</sup>. Y, segundo, porque desde un punto de vista estrictamente económico, los beneficios de la industria petrolera que operaba en Venezuela se repartían ya en 1974 en proporción 94:6 a favor del Estado. El primero de enero de 1976, el Estado asumió el 100 % de los activos de todas las compañías petroleras que operaban en el país y se comprometió a pagarles una compensación de aproximadamente 1.160 millones de dólares (Giacopini Zárraga, 1986: 57). Ese mismo día entró en operaciones Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA), la nueva empresa petrolera estatal venezolana.



---

<sup>40</sup> El 6 de agosto de 1971 la ley correspondiente fue promulgada: Ley Sobre Bienes Afectos a Reversión en las Concesiones de Hidrocarburos.



## **5. El contrato de producción compartida: la experiencia internacional**

El contrato de producción compartida (llamado *Production sharing agreement* o *Production sharing contract* en la terminología anglosajona) vio la luz en Indonesia a mediados del decenio de 1960, después de que el gobierno de esta naciente República se independizó de Holanda, puso fin a su sistema colonial de concesiones (a Shell, Stanvac y Caltex) y lo reemplazó por otro, en el que las actividades petroleras serían “realizadas exclusivamente” por empresas del Estado<sup>41</sup>. Desde entonces, el gobierno indonesio lo ha usado en serie en su territorio para desarrollar a largo plazo las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en cooperación estrecha con empresas extranjeras.

El contrato fue diseñado inicialmente para que una empresa estatal, con autorización suficiente del gobierno, trasladara a empresas extranjeras los costos y los riesgos asociados con el descubrimiento de yacimientos comerciales de petróleo, descontara los costos y compartiera la producción. Sin embargo, el contrato constreñía a las empresas extranjeras y al gobierno, de manera diversa, pero ingeniosa. A las empresas extranjeras, porque las incitaba a precisar sus estudios para minimizar las pérdidas en que incurrían cuando encontraban yacimientos de petróleo sin atractivo comercial; y, al descubrirlos, porque las incitaba a inflar sus costos. Y, al gobierno, porque lo obligaba a promulgar normas que permitieran recuperar los costos acordados contractualmente entre la empresa estatal y la extranjera y, lo obligaba también, a procurarse instituciones fiscales y personal técnico idóneo para revisar las declaraciones de costos de las empresas extranjeras. La producción no parecía ser, entonces, el centro de la tensión del contrato de producción compartida entre las empresas, sino los costos. Costos inflados se traducen en mayores ganancias para la empresa extranjera, y menores costos aumentan la parte que toma el gobierno.

Explicado con un poco más de detalle<sup>42</sup>, el contrato de producción compartida transfería a una empresa petrolera extranjera, ganadora de una licitación pública, el derecho de explorar un área de trabajo específica en búsqueda de petróleo durante un plazo (inicial) de hasta 10 años, bajo un programa de trabajo y un presupuesto de gastos en divisas aprobados por la empresa estatal<sup>43</sup>. La empresa extranjera tenía derecho a recuperar los costos

---

<sup>41</sup> Artículo 3 de la *Oil and Gas Mining Law* N° 44/1960.

<sup>42</sup> Con base en el contrato firmado entre Pertamina-IIAPCO (EE.UU.) en 1966, que fue “usado como referente para elaborar los contratos subsiguientes, aunque con mejoras en algunas disposiciones” (Fabrikant, 1975: 311).

<sup>43</sup> El derecho de explorar el área comprendía sólo el derecho de usar su superficie. Otros derechos debían ser negociados con el propietario u ocupante del suelo.

invertidos, pero sólo cuando descubría y producía petróleo de yacimientos comerciales. Antes no. Sin producción comercial, los costos eran irre recuperables.

El contrato disponía, a continuación, que las partes habían convenido compartir el petróleo que se produjera en el área de trabajo durante un plazo (secundario) de 20 años (prorrogable por 20 más). A cada parte correspondía un tanto por ciento del petróleo producido neto, es decir, después del pago de costos e impuestos (sin incluir regalía), en una proporción de 65 % para la empresa estatal y 35 % para la empresa extranjera<sup>44</sup>. Esta fue precisamente la particularidad concreta de este contrato: *compartir producción*, no ingresos, como se hace en los contratos de concesión y en los de arrendamiento de petróleo y gas que, desde este punto de vista del reparto, pueden llamarse contratos de *ingresos* compartidos. Sin embargo, antes de repartir el petróleo producido, la empresa extranjera tenía derecho a recuperar de él, anualmente, hasta el 40 % de sus costos de operación (*operating costs*). Estos costos (costos de exploración y producción más gastos de capital y administración) se calculaban con base en fórmulas que incluían el precio “realizado”, precio al que se *vendía* el barril de petróleo en un puerto de embarque (generalmente igual al precio “cotizado”, o precio al que se *ofrecía vender* el barril, menos descuentos). A la parte del petróleo producido que se destinaba a pagar los costos se le llamó petróleo-costo (*cost oil*). Al resto, a la parte del petróleo producido que se destinaba a ser distribuido entre las partes, después de impuestos, se le llamó petróleo compartido (*oil sharing*). De allí el nombre del contrato. En fin, al petróleo que quedaba como beneficio para la empresa extranjera se le llamó petróleo-beneficio (*profit oil*).

Después de satisfacer los impuestos de la empresa extranjera, a la tasa del 45 % del impuesto sobre la renta<sup>45</sup>, la empresa estatal pagaba a la empresa extranjera el petróleo-costo y el petróleo-beneficio con volúmenes de crudo, y le transfería el título de propiedad del hidrocarburo pagado en un punto de entrega preciso o en un puerto de exportación específico. Pero, entonces, el contrato imponía a la empresa extranjera la obligación de ofrecer en venta hasta el 25 % de su petróleo-beneficio en el mercado interno a un precio fijado por el gobierno (USA \$ 0,20 por barril en los primeros contratos).

La empresa extranjera estaba obligada a preferir al mercado interno para compra de bienes, equipos y empleo de personal. Sólo podía importarlos cuando no los encontraba localmente (en calidad, cantidad, precio, garantía de entrega a tiempo, servicio post-venta y calificación, respectivamente), en cuyo caso, la importación de bienes y equipos estaba exenta de pagar impuestos. La misma obligación regía para la información técnica, sísmica y geológica. Todos los bienes

---

<sup>44</sup> Según PriceWaterHouseCooper (2010: 37 y 38): “La participación promedio de una compañía extranjera que tenga intereses en varios contratos de producción compartida en Indonesia es menor que el 15 % del petróleo producido,...”. Pero, según un cálculo “ilustrativo” de distribución de ingresos entre las partes, de esta misma fuente (ibídem: 46 y 48), los costos representan casi el 60 % del ingreso bruto.

<sup>45</sup> Algunas empresas filiales pagaban además 20 % de impuesto por remesa de beneficios.

y equipos y la información técnica comprados por la empresa extranjera pasaban a ser propiedad de la empresa estatal, y la empresa extranjera tenía derecho a usarlos solamente. Esta obligación era cónsona con el pago previsible de los costos de operación, pero no incluía los equipos arrendados a sub-contratistas, por lo que “la mayoría de empresas han preferido arrendar equipos antes que comprarlos” (Fabrikant, 1975: 332).

La empresa extranjera tenía que pagar al gobierno un conjunto de primas (*bonus*, en inglés), rentas que en la industria petrolera se acostumbra pagar al propietario del recurso natural, como: prima de firma de contrato<sup>46</sup>, prima para adiestrar personal y primas por producción acumulada<sup>47</sup>. Estas primas, irrecuperables como costos, la empresa extranjera podía incluirlas como gastos deducibles al fijar la base imponible de su impuesto sobre la renta.

En fin, toda la materia estaba sometida al derecho indonesio y a su jurisdicción nacional, incluyendo el recurso al arbitraje.

Posteriormente, el gobierno indonesio incorporó en el contrato la cláusula de participación, que obligaba a la empresa extranjera a ofrecer parte del contrato exitoso a “participantes indonesios”. Incorporó también en el objeto del contrato a las actividades de exploración y producción de gas natural. Eliminó el límite superior anual de recuperación de costos y lo reincorporó luego (hasta 90%, en la actualidad). Y restringió la lista de bienes y servicios recuperables como costos.

Según PriceWaterHouseCooper (2010), el contrato de producción compartida ha evolucionado en Indonesia desde su forma original hasta la actual, pasando por cinco fases, que se diferencian principalmente entre sí por el modo de compartir el petróleo producido entre las empresas.

En la segunda fase (1976), el gobierno indonesio incrementó la parte del petróleo compartido que le correspondía a Pertamina (la empresa petrolera estatal indonesia) a 85 % y redujo la parte de la empresa extranjera a 15 %. Pero en la tercera fase (1988), introdujo como incentivo adicional para las empresas que explotaran hidrocarburos en áreas exploratorias de mayor riesgo (marginales o en aguas profundas) la llamada primera porción del petróleo (*First Tranche Petroleum*): 15 ó 20 % de la producción, antes de recuperar costos y sin compartir con el gobierno, era para las empresas extranjeras. En la cuarta fase (1994), el gobierno introdujo otro incentivo para las empresas que invirtieran en áreas remotas y fronterizas de las provincias orientales del país: aumentó a 35 % la parte del petróleo compartido que les correspondía, después de pagar impuestos, y rebajó la suya a 65 %.

Finalmente, desde 2008 en adelante, fecha que marcó el inicio de la quinta y última fase, hasta ahora, de la evolución de los contratos de producción

---

<sup>46</sup> Entre 1 y 15 millones de dólares, por ejemplo. Pero, en 1999, BP, TotalFinaElf y ExxonMobil pagaron 300 millones de dólares de prima por firma de contrato al gobierno de Angola (Kaiser and Pulsipher, 2004).

<sup>47</sup> Cinco millones de dólares cuando la producción rebasaba de 25 millones de barriles diarios; 10 millones de dólares al pasar de 50 millones de barriles diarios,... etc.

compartida en Indonesia, al mismo tiempo que en ellos se establece: a) que la primera porción del petróleo producido (10 %) sea para el gobierno, sin compartirlo con la empresa; y, b) que sólo se reconocen como costos de operación recuperables del área de trabajo contratada los aprobados en el plan de desarrollo de los “campos” iniciales y subsiguientes; c) se ofrecen créditos a las empresas para que inviertan; y, d) se acepta negociar la proporción del petróleo compartido, después de impuestos. Estos últimos contratos obligan a las empresas a incluir partidas en sus presupuestos de costos recuperables para financiar y ejecutar estudios y programas de impacto ambiental; financiar y ejecutar programas de desarrollo comunitario, en consulta con los gobiernos locales o las comunidades vecinas del área de trabajo; y, limpiar y restaurar los sitios cuando terminen sus trabajos.

Estas maneras de compartir históricamente el petróleo producido en Indonesia, además de mostrar las cinco fases por las que ha evolucionado el contrato específico, reflejan también los dos períodos por los que atraviesan generalmente los países o regiones abundantes en recursos naturales no renovables. Un período de auge, durante el cual el país o la región puede llegar a ser exportador neto del recurso (caso de Pensilvania y su petróleo en EE.UU. durante la segunda mitad del siglo XIX), y hasta miembro de una organización internacional de exportadores (caso de Indonesia y su membresía de la OPEP desde 1962). Y, un período de descenso, durante el cual el mismo país o región pasa a ser importador neto del recurso (los dos casos mencionados), y debe suspender su membresía de la organización internacional de exportadores (como lo hizo Indonesia de la OPEP en 2009).

En algunos de los contratos de producción compartida modernos se ha incorporado a la regalía como porcentaje de la producción bruta que ha de pagarse al gobierno antes de recuperar los costos. Ese porcentaje puede ser: a) fijo, b) mínimo y c) variable, generalmente, c<sub>1</sub>) en función de una escala móvil del volumen producido (el llamado *sliding scale royalty* en inglés), c<sub>2</sub>) de la rentabilidad del yacimiento o c<sub>3</sub>) de los beneficios netos de la empresa. Se ha incorporado también en algunos de estos contratos a la empresa extranjera como contratista de la empresa estatal y del gobierno, actuando juntos como una sola de las partes del contrato. Y se ha incorporado además a la producción compartida por tramos. Sin embargo, cualquiera que sea el alcance económico y político de estas modificaciones, el contrato conserva aún los elementos de la estructura del diseño formal que lo individualizó y es desde hace tiempo el instrumento jurídico preferido por los actores para desarrollar las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en países tan próximos o tan distantes de Indonesia como Malasia, Filipinas, China, Yemen, Angola, Guinea Ecuatorial, Nigeria, Tanzania, Gabón, Trinidad y Tobago, Perú, Guatemala, Cuba y Brasil. ¿Por qué? ¿Cuál es el atractivo que tiene este contrato para los actores? El traslado del riesgo fiscal a la empresa estatal, según Wälde (1996), porque ella es la responsable de pagar los costos y los impuestos. Fabrikant, por su lado, en uno

de sus trabajos semilleros sobre estos contratos, argumentó que, en comparación con los contratos tradicionales de concesión, “los contratos de producción compartida representan un esfuerzo importante para igualar el desbalance histórico entre países productores de petróleo y compañías petroleras extranjeras” (1975: 351). Por eso, evaluaciones y análisis económicos recientes de profesionales relacionados con las empresas petroleras les han recomendado balancear los costos y los riesgos de los contratos en sus planes y proyectos de inversión (Wood, 1990<sup>a</sup> y 1990<sup>b</sup>) y, evidentemente, comparar la fiscalidad de los países petroleros para estimar sus beneficios (Johnston, 1994). Y un documento de trabajo del Banco Mundial (Tordo, 2007) recomendó a los gobiernos de los países petroleros diseñar sistemas fiscales flexibles (con tasas progresivas de impuesto sobre la renta o reparto de producción), estables (sin reformas subsiguientes de las tasas impositivas ni creación de nuevos impuestos) y neutros (eliminar regalías, primas y límites a la recuperación de costos) para compartir la renta con las empresas petroleras extranjeras. Pero otro documento de trabajo académico sobre este tema concluyó, más bien, sugiriendo a los gobiernos de los países petroleros: “imponer regalías para generar un flujo de ingresos mínimos garantizados” (Bindeman, 1998: 86), porque maximizar los costos recuperados minimiza el petróleo que queda para compartir.

Los Estados que son propietarios del recurso natural se ven particularmente atraídos por esta forma contractual debido a una de sus propiedades intrínsecas: el Estado no necesita desprenderse de la propiedad del recurso extraído, la conserva siempre. Sólo transfiere la propiedad de la parte del recurso extraído que corresponde a la empresa extranjera como petróleo-costo y como petróleo-beneficio, el resto es suyo. Esta característica distingue al contrato de producción compartida del contrato de arrendamiento de petróleo y gas y de las concesiones petroleras, porque en ellos, la propiedad del recurso extraído pertenece a la empresa petrolera. Y, para las empresas extranjeras, el contrato de producción compartida representa prácticamente la única opción que tienen ahora a su disposición para explorar y explotar petróleo y gas natural fuera de Norteamérica, Europa Occidental, algunos países de América Latina y el Caribe y los países miembros de la OPEP que no aceptan inversión extranjera en el *upstream*.

## Conclusión

Los contratos de arrendamiento de petróleo y gas - y sus predecesores, los contratos de arrendamiento de tierra -, contratos de concesiones petroleras y contratos de producción compartida han sido los tres instrumentos que, en su forma jurídica, han posibilitado el desarrollo técnico-económico de las actividades de exploración y producción industrial de petróleo en el mundo desde hace 150 años. Pero ese desarrollo fue desigual, porque entre las cláusulas de los contratos de arrendamiento de petróleo y gas de los Estados Unidos y los contratos de concesiones petroleras de Venezuela y del Medio Oriente hubo diferencias abismales. Una, en particular, determinó el curso de los acontecimientos posteriores: mientras que en EE.UU. la industria petrolera era una actividad económica nacional, adicional a otras, en Venezuela y en los países petroleros del M.O no, fue una actividad económica extranjera y, en general, si no la única actividad económica de importancia, la más importante. Por eso, los Estados de estos países se especializaron - individual y colectivamente, a través de la OPEP - en adoptar, perfeccionar y crear instituciones jurídicas que les permitieran maximizar la renta petrolera: el ingreso fiscal que obtiene el propietario del subsuelo por el ejercicio económico de su derecho de propiedad pública y estatal del recurso natural. En otras palabras, se especializaron en las instituciones económicas del "rentismo" petrolero. Esta forma de apropiarse la renta, como ingreso y no como producto, distingue a los contratos de arrendamiento de petróleo y gas y a las concesiones petroleras de los contratos de producción compartida, porque en éstos se comparte la producción, no el ingreso; y, además, se distinguen también porque el Estado transfiere sólo a la empresa extranjera la propiedad del petróleo o del gas natural extraído suficiente para pagar los costos y beneficios convenidos. Ambas características singularizan a este contrato en comparación con los de arrendamiento de petróleo y gas y las concesiones petroleras.

**ANEXOS****1. Modelo de contrato productores 88 (2004)****PAID UP OIL AND GAS LEASE**

PROD 88 (2004)  
ALT. HAB. CLAUSE

THIS LEASE AGREEMENT is made as of the \_\_\_ day of \_\_\_\_\_ 20\_\_\_ between \_\_\_\_\_ as Lessor (whether one or more), and \_\_\_\_\_, as Lessee. All printed portions of this lease were prepared by the party hereinabove named as Lessee, but all other provisions (including the completion of blank spaces) were prepared jointly by Lessor and Lessee.

1. **Grant of Leased Premises.** In consideration of a cash bonus in hand paid and the covenants herein contained, Lessor hereby grants, leases and lets exclusively to Lessee the following described land, hereinafter called leased premises (use Exhibit "A" for long description):

in the County of \_\_\_\_\_, State of \_\_\_\_\_, containing \_\_\_\_\_ gross acres, more or less (including any interests therein which Lessor may hereafter acquire by reversion, prescription or otherwise), for the purpose of exploring for, developing, producing and marketing oil and gas, along with all hydrocarbon and nonhydrocarbon substances produced in association therewith ("Oil and Gas Substances"). The term "gas" as used herein includes helium, carbon dioxide, gaseous sulfur compounds, methane produced from coal formations and other commercial gases, as well as normal hydrocarbon gases. In addition to the above-described land, this lease and the term "leased premises" also covers accretions and any small strips or parcels of land now or hereafter owned by Lessor which are contiguous or adjacent to the above-described land, and, in consideration of the aforementioned cash bonus, Lessor agrees to execute at Lessee's request any additional or supplemental instruments for a more complete or accurate description of the land so covered. For the purpose of determining the amount of any payments based on acreage hereunder, the number of gross acres above specified shall be deemed correct, whether actually more or less.

2. **Ancillary Rights.** The rights granted to Lessee hereunder shall include the right of ingress and egress on the leased premises or lands pooled or unitized therewith, along with such rights as may be reasonably necessary to conduct operations for exploring, developing, producing and marketing Oil and Gas Substances, including but not limited to geophysical operations, the drilling of wells, and the construction and use of roads, canals, pipelines, tanks, water wells, disposal wells, injection wells, pits, electric and telephone lines, power stations, and other facilities deemed necessary by Lessee to explore, discover, produce, store, treat and/or transport Oil and Gas Substances and water produced from the leased premises or other lands that share central facilities and are jointly operated with the leased premises for gathering, treating, compression and water disposal. Lessee may use in such operations, free of cost, any oil, gas, water and/or other substances produced on the leased premises, except water from Lessor's wells or ponds. In exploring, developing, producing or marketing from the leased premises or lands pooled or unitized therewith, the ancillary rights granted herein shall apply (a) to the entire leased premises, notwithstanding any partial release or other partial termination of this lease; and (b) to any other lands in which Lessor now or hereafter has authority to grant such rights in the vicinity of the leased premises or lands pooled or unitized therewith. When requested by Lessor in writing, Lessee shall bury its pipelines below ordinary plow depth on cultivated lands. No well shall be located less than 200 feet from any house or barn now on the leased premises or other lands of Lessor used by Lessee hereunder, without Lessor's consent, and Lessee shall pay for damage caused by its operations to buildings and other improvements now on the leased premises or such other lands, and to commercial timber and growing crops thereon. Lessee shall have the right at any time to remove its fixtures, equipment and materials, including well casing, from the leased premises or such other lands during the term of this lease or within a reasonable time thereafter.

3. **Term of Lease.** The lease shall remain in effect for a primary term of 5 years. If, prior to the end of the primary term, Lessee commences operations for a Qualifying Well, then this lease shall remain in effect from year to year beyond the primary term until one of the following events occurs: (i) Lessee elects to terminate the lease; or (ii) Lessee fails to pay Lessor the minimum royalty in accordance with paragraph 4 of this Lease. A Qualifying Well shall mean a well located upon the leased premises or lands pooled or unitized therewith that is either drilled and completed prior to the end of the primary term or drilled and continuously prosecuted to completion over the end of the primary term and such well demonstrates a discovery of Oil and Gas Substances. Operations shall be considered to be continuously prosecuted if there is no interruption in the operations of more than 90 consecutive days and, if the well is abandoned as a dry hole, Lessee commences further operations for reworking the well or for drilling an additional well on the leased premises or lands pooled or unitized therewith within 90 days after completion of operations on such dry hole. After completion of a well that demonstrates a discovery of Oil and Gas Substances hereunder, Lessee agrees to diligently develop, produce and market the Oil and Gas Substances for the mutual benefit of the Lessor and Lessee and drill such additional wells on the leased premises or lands pooled or unitized therewith as a reasonably prudent operator would drill under the same or similar circumstances to (a) develop the leased premises as to reservoirs then capable of producing in paying quantities on the leased premises or lands pooled or unitized therewith, or (b) protect the leased premises from uncompensated

drainage by any well or wells located on other lands not pooled or unitized therewith. There shall be no covenant to drill exploratory wells or any additional wells except as expressly provided herein. As used herein, the term operations shall mean any activity conducted on or off the leased premises that is reasonably calculated to obtain or restore production, including without limitation, (i) drilling or any act preparatory to drilling (such as obtaining permits, surveying a drill site, staking a drill site, building roads, clearing a drill site, or hauling equipment or supplies); (ii) reworking, plugging back, deepening, treating, stimulating, refitting, installing any artificial lift or production-enhancement equipment or technique; (iii) constructing facilities related to the production, treatment, transportation and marketing of substances produced from the leased premises; (iv) contracting for marketing services and sale of Oil and Gas Substances; and (v) construction of water disposal facilities and the physical movement of water produced from the leased premises.

**4. Minimum Royalty.** After the end of the primary term, Lessee shall pay an annual minimum royalty of \$5,000.00 or five dollars per acre then covered by this lease whichever is greater, provided however, this minimum royalty payment shall be reduced by the amount of royalties paid to the Lessor during the lease year. The payment shall be made to Lessor on or before 90 days after the first anniversary date of the lease following the end of the primary term and thereafter on or before the 90<sup>th</sup> day after each anniversary.

**5. Royalty Payment.** For all Oil and Gas Substances that are physically produced from the leased premises, or lands pooled, unitized or communitized therewith, and sold, Lessor shall receive as its royalty \_\_\_\_% of the sales proceeds actually received by lessee or, if applicable, its affiliate, as a result of the first sale of the affected production to an unaffiliated party, less this same percentage share of all Post Production Costs and this same percentage share of all production, severance and ad valorem taxes. As used in this provision, Post Production Costs shall mean all costs actually incurred by lessee or its affiliate and all losses of produced volumes whether by use as fuel, line loss, flaring, venting or otherwise from and after the wellhead to the point of sale. These costs include without limitation, all costs of gathering, marketing, compression, dehydration, transportation, removal of liquid or gaseous substances or impurities from the affected production, and any other treatment or processing required by the first unaffiliated party who purchases the affected production. For royalty calculation purposes, lessee shall never be required to adjust the sales proceeds to account for the purchaser's costs or charges downstream of the point of sale.

Lessee or its affiliate shall have the right to construct, maintain and operate any facilities providing some or all of the services identified as Post Production Costs. If this occurs, the actual costs of such facilities shall be included in the Post Production Costs as a per barrel or per mcf charge, as appropriate, calculated by spreading the construction, maintenance and operating costs for such facilities over the reasonably estimated total production volumes attributable to the well or wells using such facilities.

If Lessee uses the Oil and Gas Substances (other than as fuel in connection with the production and sale thereof) in lieu of receiving sale proceeds, the price to be used under this provision shall be based upon arm's-length sale(s) to unaffiliated parties for the applicable month that are obtainable, comparable in terms of quality and quantity, and in closest proximity to the leased premises. Such comparable arm's-length sales price shall be less any Post Production Costs applicable to the specific arms-length transaction that is utilized.

**6. Pooling.** Lessee shall have the right but not the obligation to pool all or any part of the leased premises or interest therein with any other lands or interests, as to any or all depths or zones, and as to any or all substances covered by this lease, either before or after the commencement of drilling or production, whenever Lessee deems it necessary or proper to do so in order to prudently develop or operate the leased premises, whether or not similar pooling authority exists with respect to such other lands or interests. The creation of a unit by such pooling shall be based on the following criteria (hereinafter called "pooling criteria"): A unit for an oil well (other than a horizontal completion) shall not exceed 40 acres plus a maximum acreage tolerance of 10%, and for a gas well or a horizontal completion shall not exceed 640 acres plus a maximum acreage tolerance of 10%; provided that a larger unit may be formed for an oil well or gas well or horizontal completion to conform to any well spacing or density pattern that may be prescribed or permitted by any governmental authority having jurisdiction to do so. For the purpose of the foregoing, the terms "oil well" and "gas well" shall have the meanings prescribed by applicable law or the appropriate governmental authority, or, if no definition is so prescribed, "oil well" means a well with an initial gas-oil ratio of less than 100,000 cubic feet per barrel and "gas well" means a well with an initial gas-oil ratio of 100,000 cubic feet or more per barrel, based on a 24-hour production test conducted under normal producing conditions using standard lease separator facilities or equivalent testing equipment; and the term "horizontal completion" means a well in which the horizontal component of the completion interval in the reservoir exceeds the vertical component in such interval. In exercising its pooling rights hereunder, Lessee shall file of record a written declaration describing the unit and stating the effective date of pooling. Production, drilling or reworking operations anywhere on a unit which includes all or any part of the leased premises shall be treated as if it were production, drilling or reworking operations on the leased premises, except that the production on which Lessor's royalty is calculated shall be that proportion of the total unit production which the net acreage covered by this lease and included in the unit bears to the total acreage in the unit, but only to the extent such proportion of unit production is sold by Lessee. In the event a unit is formed hereunder before the unit well is drilled and completed, so that the applicable pooling criteria are not yet known, the unit shall be based on the pooling criteria Lessee expects in good faith to apply upon completion of the well; provided that within a reasonable time after completion of the well, the unit shall be revised if necessary to conform to the pooling criteria that actually exist. Pooling in one or more instances shall not exhaust Lessee's pooling rights hereunder, and Lessee shall



have the recurring right but not the obligation to revise any unit formed hereunder by expansion or contraction or both, either before or after commencement of production, in order to conform to the well spacing or density pattern prescribed or permitted by the governmental authority having jurisdiction, or to conform to any productive acreage determination made by such governmental authority. To revise a unit hereunder, Lessee shall file of record a written declaration describing the revised unit and stating the effective date of revision. To the extent any portion of the leased premises is included in or excluded from the unit by virtue of such revision, the proportion of unit production on which royalties are payable hereunder shall thereafter be adjusted accordingly.

**7. Unitization.** Lessee shall have the right but not the obligation to commit all or any part of the leased premises or interest therein to one or more unit plans or agreements for the cooperative development or operation of one or more oil and/or gas reservoirs or portions thereof, if in lessee's judgment such plan or agreement will prevent waste and protect correlative rights, and if such plan or agreement is approved by the federal, state or local governmental authority having jurisdiction. When such a commitment is made, this lease shall be subject to the terms and conditions of the unit plan or agreement, including any formula prescribed therein for the allocation of production from a unit. Upon permanent cessation thereof, Lessee may terminate the unit by filing of record a written declaration describing the unit and stating the date of termination. Pooling hereunder shall not constitute a cross-conveyance of interests.

**8. Payment Reductions.** If Lessor owns less than the full mineral estate in all or any part of the leased premises, payment of royalties and minimum royalties hereunder shall be reduced as follows: royalties and minimum royalties for any well on any part of the leased premises or lands pooled therewith shall be reduced to the proportion that Lessor's interest in such part of the leased premises bears to the full mineral estate in such part of the leased premises. To the extent any royalty or other payment attributable to the mineral estate covered by this lease is payable to someone other than Lessor, such royalty or other payment shall be deducted from the corresponding amount otherwise payable to Lessor hereunder.

**9. Ownership Changes.** The interest of either Lessor or Lessee hereunder may be assigned, devised or otherwise transferred in whole or in part, by area and/or by depth or zone, and the rights and obligations of the parties hereunder shall extend to their respective heirs, devisees, executors, administrators, successors and assigns. No change in Lessor's ownership shall have the effect of reducing the rights or enlarging the obligations of Lessee hereunder, and no change in ownership shall be binding on Lessee until 60 days after Lessee has been furnished the original or duly authenticated copies of the documents establishing such change of ownership to the satisfaction of Lessee or until Lessor has satisfied the notification requirements contained in Lessee's usual form of division order. In the event of the death of any person entitled to minimum royalties hereunder, Lessee may pay or tender such minimum royalties to the credit of decedent or decedent's estate. If at any time two or more persons are entitled to minimum royalties hereunder, Lessee may pay or tender such minimum royalties to such persons either jointly or separately in proportion to the interest which each owns. If Lessee transfers its interest hereunder in whole or in part Lessee shall be relieved of all obligations thereafter arising with respect to the transferred interest, and failure of the transferee to satisfy such obligations with respect to the transferred interest shall not affect the rights of Lessee with respect to any interest not so transferred. If Lessee transfers a full or undivided interest in all or any portion of the area covered by this lease, the obligation to pay or tender minimum royalties hereunder shall be divided between Lessee and the transferee in proportion to the net acreage interest in this lease then held by each.

**10. Release of Lease.** Lessee may, at any time and from time to time, deliver to Lessor or file of record a written release of this lease as to a full or undivided interest in all or any portion of the area covered by this lease or any depths or zones thereunder, and shall thereupon be relieved of all obligations thereafter arising with respect to the interest so released. If Lessee releases less than all of the interest or area covered hereby, Lessee's obligation to pay or tender minimum royalties shall be proportionately reduced in accordance with the net acreage interest retained hereunder.

**11. Regulation and Delay.** Lessee's obligations under this lease, whether express or implied, shall be subject to all applicable laws, rules, regulations and orders of any governmental authority having jurisdiction, including restrictions on the drilling and production of wells, and regulation of the price or transportation of oil, gas and other substances covered hereby. When drilling, reworking, production or other operations are prevented or delayed by such laws, rules, regulations or orders, or by inability to obtain necessary permits, equipment, services, material, water, electricity, fuel, access or easements, or by fire, flood, adverse weather conditions, war, sabotage, rebellion, insurrection, riot, strike or labor disputes, or by inability to obtain a satisfactory market for production or failure of purchasers or carriers to take or transport such production, or by any other cause not reasonably within Lessee's control, this lease shall not terminate because of such prevention or delay, and, at Lessee's option, the period of such prevention or delay shall be added to the term hereof. Lessee shall not be liable for breach of any provisions or implied covenants of this lease when drilling, production or other operations are so prevented or delayed.

12. **Breach or Default.** No litigation shall be initiated by Lessor for damages, forfeiture or cancellation with respect to any breach or default by Lessee hereunder, for a period of at least 90 days after Lessor has given Lessee written notice fully describing the breach or default, and then only if Lessee fails to remedy the breach or default within such period. In the event the matter is litigated and there is a final judicial determination that a breach or default has occurred, this lease shall not be forfeited or cancelled in whole or in part unless Lessee is given a reasonable time after said judicial determination to remedy the breach or default and Lessee fails to do so.

13. **Warranty of Title.** Lessor hereby warrants and agrees to defend title conveyed to Lessee hereunder, and agrees that Lessee at Lessee's option may pay and discharge any taxes, mortgages or liens existing, levied or assessed on or against the leased premises. If Lessee exercises such option, Lessee shall be subrogated to the rights of the party to whom payment is made, and, in addition to its other rights, may reimburse itself out of any royalties or minimum royalties otherwise payable to Lessor hereunder. In the event Lessee is made aware of any claim inconsistent with Lessor's title, Lessee may suspend the payment of royalties and minimum royalties hereunder, without interest, until Lessee has been furnished satisfactory evidence that such claim has been resolved.

14. **Indemnity.** Lessee will indemnify and hold Lessor, its officers, directors, employees, agents, successors and assigns (hereafter collectively referred to as "Indemnified Parties") harmless from any and all claims, demands, suits, losses, damages, and costs (including, without limitation, any attorney fees) incurred by the Indemnified Parties which may be asserted against the Indemnified Parties by reason of or which may arise out of or which may be related to Lessee's activities on the leased premises (including, without limitation, any claims by any owners or lessees of minerals that Lessee's operations hereunder are either illegal, unauthorized, or constitute an improper interference with their rights).

15. **Other Provisions.** Additional terms of this Lease are set forth on Exhibit A attached hereto and incorporated herein by reference.

**IN WITNESS WHEREOF,** this lease is executed to be effective as of the date first written above, but upon execution shall be binding on the signatory and the signatory's heirs, devisees, executors, administrators, successors and assigns, whether or not this lease has been executed by all parties hereinabove named as Lessor.

<b>WITNESSES AND/OR ATTESTATIONS:</b>	<b>LESSOR (WHETHER ONE OR MORE)</b>	<b>SS NO. OR TAX ID</b>
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____
_____	_____	_____

**INDIVIDUAL**  
**(For use in all states)**

**ACKNOWLEDGEMENTS**

STATE OF \_\_\_\_\_ )

) SS.

County of \_\_\_\_\_ )

On this \_\_\_\_\_ day of \_\_\_\_\_, 20\_\_\_\_, before me, the undersigned Notary Public in and for said county and state, personally appeared \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ known to me to be the person or persons whose names are subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged that the same was executed and delivered as their free and voluntary act for the purposes therein set forth. In witness whereof I hereunto set my seal as of the date hereinabove stated.

**INDIVIDUAL**  
**(For use in all states)**

My Commission Expires \_\_\_\_\_

Notary Public

STATE OF \_\_\_\_\_ )

) SS.

County of \_\_\_\_\_ )

On this \_\_\_\_\_ day of \_\_\_\_\_, 20\_\_\_\_, before me, the undersigned Notary Public in and for said county and state, personally appeared \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_ known to me to be the person or persons whose names are subscribed to the foregoing instrument, and acknowledged that the same was executed and delivered as their free and voluntary act for the purposes therein set forth. In witness whereof I hereunto set my hand and official seal as of the date hereinabove stated.

My Commission Expires \_\_\_\_\_

Notary Public

**RECORDING INFORMATION**

STATE OF \_\_\_\_\_ )

) SS.

County of \_\_\_\_\_ )

This instrument was filed for record on the \_\_\_\_\_ day of \_\_\_\_\_, 20\_\_\_\_, at \_\_\_\_\_ o'clock \_\_M., and duly recorded in Book , Page \_\_\_\_\_ of \_\_\_\_\_ records of this office.

By \_\_\_\_\_

Clerk (or Deputy)

## 2. Normas y procedimientos de regulación de las antiguas concesiones petroleras en Venezuela

Normas y procedimientos	Código de Minas de 1910	Ley Hidrocarburos de 1922
Industria petrolera	Explotación de la mina	Utilidad Pública
Sumisión a la ley nacional	Cláusula Calvo	Ídem
Exploración		Concesión
Explotación	Contratos Especiales	Concesión
Transporte		Concesión
Refinación		Concesión
Ventajas especiales	Contratos y títulos anteriores válidos	Ninguna
Agentes	Venezolanos y extranjeros	Ídem
Período de exploración	3 años	Ídem
Área bajo exploración	200 hectáreas	Lote de 10 mil ha (máximo)
Período de explotación		Cuadrículado en parcelas de 200 ha c/u
Área bajo explotación	200 hectáreas	50 % de la superficie de exploración (500 ha por parcela) 50 % para reservas nacionales
Áreas renunciadas/ reservadas		Solicitud
Publicación de concesiones	Gaceta Oficial	Ídem
Impuesto superficial		Bs. 010 por ha
Impuesto inicial de explotación		Bs. 2 por ha
Bonos	Ninguno	Ninguno
Impuesto superficial progresivo	Ninguno	Bs. 2 año/ha/3 años Bs. 4 año/ha/27 años Bs. 5 año/ha/10 años
Regalía (impuesto de explotación)	Bs. 2 por tonelada (fijo e invariable)	10 % valor en puerto (Mínimo: Bs. 2 por tonelada)
Impuesto al consumo	Ninguno	50 % de los aranceles
Impuesto especial al consumo		2 ½ % de los ingresos brutos
Impuestos generales		Sí (papel sellado y timbres fiscales)
Impuestos municipales		Sí
Precio del crudo		Precio medio del mes anterior
Moneda de pago	Bolívares	Bolívares (1)
Derechos complementarios	Expropiación y libre importación	Expropiación, servidumbre y libre importación
Derechos de importación	Exonerados	Ídem
Obligaciones complementarias		Suministro de datos técnicos
Derechos de traspaso	Cesión o traspaso	Ídem
Máximo de ha por traspasos		300 mil (E) y 150 mil (P)
Reversión		Parcelas y obras
Renovación		Derecho preferente (3 años)
Adaptación	Sí (Impuestos nueva ley)	Ídem
Conversión títulos/concesión	Revalidación título anterior	Sí

Notas: (E): Exploración; (P): Producción. (1) Tipo de Cambio: 1 dólar (US \$) = 5,20 bolívares (Bs.)

Fuentes: Elaboración del autor con base en: Egaña (1979) y González Berti (1967).

### 3. Muestra de antiguas concesiones petroleras en el Medio Oriente

País	PERSIA (IRÁN)	IRAK (1)	PERSIA (IRÁN)	QATAR (2)
<b>Fecha del contrato</b>	28/05/1901	24/03/1925	29/04/1933	17/05/1935
<b>Gobierno</b>	Gobierno de Persia	Gobierno de Irak	Gobierno de Persia	Gobierno de Qatar
<b>Tipo de gobierno</b>	Monarquía	Monarquía	Monarquía	Monarquía
<b>Concesionario</b>	W.K. D'Arcy	Turkish Petroleum Co.	Anglo-Persian	Anglo-Persian
<b>Nacionalidad)</b>	(G.B.)	(TPC) (G.B.-Hol-Fr-EE.UU. y Gulbenkian)	Oil Co. (APOC) (G.B.)	Oil Co. (APOC) (G.B.)
<b>Derechos</b>	Derecho exclusivo de explorar, producir y construir oleoductos	Derecho exclusivo de explorar	Derecho no exclusivo de construir oleoductos	Derecho exclusivo de explorar, perforar, extraer, transportar, exportar, refinar y vender petróleo y gas natural
<b>y</b>			Derecho de construir una refinería	
<b>Privilegios</b>	Libre importación de bienes sin pagar derechos de aduana	—		Libre importación de bienes sin pagar derechos de aduana
<b>Área</b>	1.243.000 kms <sup>2</sup> (79 % del territorio nacional)	83 mil kms <sup>2</sup> (1931)	259 mil kms <sup>2</sup>	Toda el área del Principado de Qatar (11 mil kms <sup>2</sup> )
<b>Plazo</b>	60 años	75 años	60 años	75 años
<b>Primas (Bonus)</b>	- 20.000 libras al firmar el contrato - 20.000 libras en acciones de la cía.	—	20 % de los dividendos distribuidos a los accionistas superiores a 671.250 libras	- 400.000 rupias al firmar el contrato - 150.000 rupias/año/ 5 años - 300.000 rupias/año/70 años
<b>Regalía</b>	16 % del ingreso neto anual de cualquier compañía constituida para trabajar la concesión	4 chelines (oro) por tonelada de petróleo extraída y almacenada durante los primeros 20 años	4 chelines (oro) por tonelada de petróleo vendida (La suma de prima y regalía no sería menor a 750 mil libras/año)	3 rupias por tonelada de petróleo extraída y almacenada
<b>Otros Impuestos</b>	Exención fiscal total	Exención fiscal	Exención fiscal total	Exención fiscal de todo impuesto presente y futuro
<b>Resolución de Disputas</b>	Arbitraje británico	N.D.	Arbitraje británico	Arbitraje "consistente con principios legales familiares a las naciones civilizadas"
<b>Reversión al final de la concesión</b>	Bienes inmuebles sin pago de indemnización	Ídem	Ídem	Ídem

Notas: (1) y (2) Tasas de cambio de la época: 1 chelin (oro) = No Disponible; 1 rupia = 0.08 libras.  
N.D. = No Disponible.

Fuente: Elaboración del autor con base en: Mikdashi (1966) y OPEC (1977).

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Acosta Hermoso, Eduardo (1969). Análisis histórico de la OPEP. Mérida, Universidad de Los Andes.

Acosta Hermoso, Eduardo (1971). La Comisión Económica de la OPEP. Caracas, Editorial Arte.

Arauz, Luis (1978). Legislación petrolera internacional. Nueva etapa del proceso de liberación. México, Siglo XXI editores.

Ballem, John (2008). The Oil and Gas Lease in Canada. Toronto, The University of Toronto Press Inc.

Baptista, Asdrúbal (1997). Teoría económica del capitalismo Rentístico. Caracas, Ediciones IESA.

Betancourt, Rómulo (1956). Venezuela, Política y Petróleo. México, Fondo de Cultura Económica.

Bindeman, Kirsten (1998). Production Sharing Agreements: An Economic Analysis. Oxford, U.K., Oxford Institute for Energy Studies, WPM 25, October.

Black, Brian (2000). Petrolia: The Landscape of America's First Oil Boom. Baltimore, The Johns Hopkins University Press.

Burney, Laura (1999). Determining the Legal Ramifications of Express Oil and Gas Lease Provisions: Do the Rules of Document Interpretation Provide Predictability?, 19 Eastern Mineral Law Institute, ch. 3.

Cattan, Henry (1967). The Evolution of Oil Concessions in the Middle East and North Africa. New York, Oceana Publications Inc.

CEPET (1989). La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Tomo I. Caracas, Ediciones del Centro de Formación y Adiestramiento de Petróleos de Venezuela y sus Filiales.

Colby, Wm. E. (1915). The New Public Land Policy with Special Reference to Oil Lands. California Law Review, Vol. 3, No. 4 (May), pp. 269-291

Cone, Andrew y Walter R. Johns (1870). *Petrolia: A Brief History of the Pennsylvania Petroleum Region, Its Development, Growth, Resources, Etc., From 1859 to 1869*. New York, D. Appleton and Company.

Consalvi, Simón Alberto (1990). *Auge y caída de Rómulo Gallegos*. Caracas, Monte Avila Editores.

Darmstadter, Joel (1971). *Energy in The World Economy. A Statistical Review of Trends in Output, Trade, and Consumption Since 1925*. Baltimore, The Johns Hopkins Press.

D. C. G. (1950). *The Ownership of Natural Gas and Some Real Property Concepts*. *Virginia Law Review*, Vol. 36, No. 7 (Nov.), pp. 947-955

Dudley, Hughes (1993). *Oil in the Deep South: a history of the oil business in Mississippi, Alabama, and Florida: 1859-1945*. The University Press of Mississippi.

Egaña, Manuel R. (1979). *Venezuela y sus Minas*. Caracas, Banco Central de Venezuela.

Egaña, Manuel R. (1941). *Introducción a la Memoria del Ministerio de Fomento presentada al Congreso de los Estados Unidos de Venezuela*. Caracas, Cooperativa de Artes Gráficas.

L'Eni di Mattei. Accesible por internet: [http://www.eni.com/it\\_IT/home.html](http://www.eni.com/it_IT/home.html)  
Consultado el 25.11.2010.

Fabrikant, Robert (1975). *Production Sharing Contracts in the Indonesian Petroleum Industry*. *16 Harvard International Law Journal*, pp. 303 - 351.

Fundación Polar (1997). *Diccionario de Historia de Venezuela*. Caracas, Tomo 2.

Giacopini Zárraga, José (1986). *Antecedentes históricos*, en Giacopini Zárraga, José; Arreaza, Julio César; Lander Márquez, Carlos; Palma Carrillo, Pedro; Rodríguez Eraso, Guillermo y Natera, Brígido. 1976-1985. *Diez años de la industria petrolera nacional*. Caracas, PDVSA.

González Berti, Luis (1967). *Ley de Hidrocarburos*. Mérida, Universidad de Los Andes.

Hamilton, Charles (1962). *Americans and Oil in the Middle East*. Houston, Gulf Publishing Company.

Johnston, Daniel (1994). Global petroleum fiscal systems compared by contractor take. *Oil & Gas Journal*, December 12, 92 (50), pp. 47- 50.

Kaiser, Mark J. and Allan G. Pulsipher (2004). Fiscal system analysis: Concessionary and contractual systems used in offshore petroleum arrangements. U.S. Department of the Interior, Minerals Management Service, Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans, La. OCS Study MMS 2004-016. 78 pp.

Krueger, Anne (1974). "The Political Economy of the Rent-Seeking Society", *American Economic Review* 64, num. 3, June: 291 - 303

Lieuwen, Edwin (1964). *Petróleo en Venezuela. Una historia*. Caracas. Cruz del Sur Ediciones.

Lueck, Dean (1995). The Rule of First Possession and the Design of the Law. *Journal of Law and Economics*, Vol. 38, No. 2 (Oct.), pp. 393-436.

Márquez, Ángel J. (1977). *El Imperialismo Petrolero y la Revolución Venezolana*. Caracas, Editorial Ruptura.

Mejía Alarcón, Pedro (1972). *La industria del petróleo en Venezuela*. Caracas, Universidad Central de Venezuela.

MEM de Venezuela (1998), PODE.

Mikdashi, Zuhayr (1966). *A Financial Analysis of Middle Eastern Oil Concessions: 1901 - 65*. New York, Praeger.

Mommer, Bernard (1988). *La Cuestión Petrolera*. Caracas, Asociación de Profesores UCV-Tropikos.

Mommer, Bernard (1998). *The New Governance of Venezuelan Oil*. Oxford, Oxford Institute for Energy Studies. WPM 23.

Mora Contreras, Jesús (1998). Los contratos de la Apertura Petrolera, en Huizzi, Raúl, *Venezuela en la Encrucijada*. Mérida, Universidad de Los Andes, pp. 95-109.

Mora Contreras, Jesús (2002). El poder de las grandes empresas petroleras: 1900-1950. *Investigación económica*, revista de la Facultad de Economía de la Universidad Nacional Autónoma de México, Vol. LXII, núm. 241, julio-septiembre, pp. 153-183.



Mora Contreras, Jesús (2009). Derechos de propiedad, compañías petroleras, Estado y renta en Venezuela. *América Latina Hoy, Revista de Ciencias Sociales*, Ediciones Universidad de Salamanca, núm. 53, pp. 85-101.

Moses, Leslie (1951). *The Evolution and Development of the Oil and Gas Lease*. Institute on Oil & Gas, Law & Taxation, 1, 10.

OPEC (1977). *Selected Documents of the International Petroleum Industry. Socialist Peoples Libyan Arab Jamahiriya and Qatar. Pre -1966*. Vienna, OPEC.

Pierce, David (1994). Incorporating a Century of Oil and Gas Jurisprudence into the "Modern" Oil and Gas Leases. *Wasburn Law Journal*, Vol. 33, N° 3 (Summer), pp. 786 - 833.

PriceWaterHouseCooper (2010). *Oil and Gas in Indonesia. Investment and Taxation Guide*. May.

Rad-Serecht, Farhad (1991). *Les États du Golfe*. Paris, Editions ESKA.

Risen, James (2000). *Secrets of History: The C.I.A. in Iran*. The New York Times on the Web. June 16. Accesible por internet: <http://www.nytimes.com/library/world/mideast/041600iran-cia-index.html>  
Consultado el 28.09.2010.

Rivas, Ramón (1999). *Venezuela. Apertura petrolera y geopolítica. 1948-1958*. Mérida, Universidad de los Andes.

Rodríguez Eraso, Guillermo (1971). *Factibilidad de la nacionalización petrolera de la industria petrolera en Venezuela*, en Ateneo de Caracas. *Nacionalización petrolera en Venezuela*. Caracas, Monte Ávila Editores.

Rosales, Rafael M. (1975). *El Mensaje de la Petrolia*. Caracas, Ediciones de la Presidencia de la República, Imprenta Nacional.

Rose, Carol M. (1985). *Possession as the Origin of Property*. The University of Chicago Law Review, Vol. 52, N° 1 (Winter), pp. 73-88.

Sampson, Anthony (1975). *The Seven Sisters. The Great Oil Companies and the World They Shaped*. Estados Unidos, Bantam Book.

Shwadran, Benjamin (1973). *The Middle East, oil, and the great powers*. New York, John Wiley & Sons.

Sorenson, Raymond (2007). First Impressions: Petroleum Geology at the Dawn of the North American Oil Industry. Compilador. American Association of Petroleum Geologists. Discovery Series, N° 9. Accesible por internet: <http://www.aapg.org/> Consultado el 14.05.2010.

Stocking, George (1970). Middle East Oil. A Study in Political and Economic Controversy. Tennessee, Vanderbilt University Press.

Stokes Adams, John (1915). The Right of a Landowner to Oil and Gas in His Land. University of Pennsylvania Law Review and American Law Register, Vol. 63, No. 6 (Apr.), pp. 471-489

Summers, W. L. (1919). Property in Oil and Gas. The Yale Law Journal, Vol. 29, No. 2 (Dec.), pp. 174-187

Summers, W.L. (1925). Validity of Oil and Gas Leases. The Yale Law Journal, Vol. 34, No. 4 (Feb.), pp. 383-408

The Institute of Petroleum (1963). Moderna Tecnología del Petróleo. Barcelona (España), Editorial Reverté, S.A.

Time (1954). Iran: Oil Again. Monday, August 16.

Tordo, Silvana (2007). Fiscal Systems for Hydrocarbons. Washington, World Bank Working Paper N° 123.

Vallenilla, Luis (1973). Auge, declinación y porvenir del petróleo venezolano. Caracas, Editorial Tiempo Nuevo.

Veasy, James A. (1920a). The Law of Oil and Gas. Michigan Law Review, Vol. 18, No. 6 (Apr.), pp. 445-469.

Veasy, James A. (1920b). The Law of Oil and Gas: Chapter II: The Oil and Gas Lease. Michigan Law Review, Vol. 18, No. 7 (May), pp. 652-668.

Veasy, James A. (1920c). The Law of Oil and Gas: III. Michigan Law Review, Vol. 18, No. 8 (Jun), pp. 749-773.

Veasy, James A. (1920d). The Law of Oil and Gas: IV. The Habendum Clause. Michigan Law Review, Vol. 19, No. 2 (Dec), pp. 161-189.

Wälde, Thomas (1996). International Energy Investment. Energy Law Journal, Vol. 17, N° 1, pp. 191 - 215.

World Petroleum (1959). Volume 30, n° 1.

Wood, David A. (1990<sup>a</sup>). Appraisal f economic performance of global exploration contracts. Oil & Gas Journal, October 29, 88 (44), pp. 48- 52.

Wood, David A. (1990<sup>b</sup>). Appraisal f economic performance of global exploration contracts. Oil & Gas Journal, November 5, 88 (45), pp. 50- 53.