



Revista de
Derecho
Público

**EL PANORAMA MUNDIAL GENERAL DE LA CONTRATACIÓN
DE EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
Y LA UBICACIÓN DEL CONTRATO
E&P COLOMBIANO EN ÉSTE**

ANDRÉS FELIPE LONDOÑO RODRÍGUEZ

Universidad de los Andes

Facultad de Derecho

Revista de Derecho Público N.º 25

Julio - Diciembre de 2010. ISSN 1909-7794

El panorama mundial general de la contratación de exploración y explotación de hidrocarburos y la ubicación del contrato E&P colombiano en éste

Andrés Felipe Londoño Rodríguez¹

RESUMEN

Este artículo tiene por objeto exponer, desde una perspectiva histórica y jurídica, las principales formas de contratación de exploración y explotación de hidrocarburos en el mundo y ubicar dentro de este panorama el contrato de exploración y producción de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). En una primera parte se detallan las principales formas contractuales de exploración y explotación de hidrocarburos en el mundo, exponiendo tanto su origen histórico como sus características principales. En la segunda parte, se describe el apogeo del Contrato de Exploración y Producción de la ANH, sus características y su ubicación en el panorama contractual mundial. Igualmente, sin pretender reducirlo exclusivamente a ello, se proponen explicaciones sobre cómo el contrato adoptado desde 2004 ha contribuido al apogeo actual de la industria petrolera en la economía colombiana.

ABSTRACT

This article presents, from a historical and legal perspective, the main oil and gas exploration and exploitation contractual forms in the world and places in such scenario the Exploration and Production Contract of the Hydrocarbons National Agency. The first part details the main contracts of exploration and exploitation of hydrocarbons in the world, revealing both its historical origin and their main characteristics. The second part describes the ANH's Exploration and Production Contract apogee, its characteristics and its location in the world contract scenario. In addition, not confining exclusively to this, the article proposes explanations about how the contract adopted since 2004 has contributed to the current boom of the oil industry in the Colombian economy.

¹ Abogado, Universidad de Los Andes. Actualmente en Suárez Camacho Abogados S.A.S., firma especializada en hidrocarburos y minería, donde desempeña principalmente labores de asesoría legal, litigio y arbitraje. Correos electrónicos: alondono@suarez-camacho.com y lonrod7@live.com

PALABRAS CLAVE: derecho público, régimen especial de contratación pública, derecho de hidrocarburos, derecho de petróleo, contratación petrolera, contrato de exploración y producción.

KEYWORDS: Public Law, Special State Contractual Regime, Oil & Gas Law, Oil Industry Law, Oil Agreements, Exploration & Production Agreement.

SUMARIO

Introducción - I. FORMAS DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN EN EL MUNDO - A. *Concession Agreements* - 1. Características - 2. Origen histórico - B. *Product Sharing Agreements* - 1. Características - 2. Origen histórico - C. *Risk Service Agreements* - 1. Características - 2. Origen histórico - D. *State Participation Agreements* - 1. Características - 2. Origen histórico - II. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CONTRATO E&P Y CONCLUSIONES - A. *Modern Concession Agreements* - 1. Características - 2. Origen histórico - B. *El contrato E&P* - III. CONCLUSIONES - Bibliografía

Introducción

Colombia no es un país agrícola ni mucho menos cafetero. Aquellos días en que el café representaba el 63% de las exportaciones totales del país, hacen parte de la ya lejana década de los setenta (Echeverry, 2010). A lo largo de los últimos treinta años, Colombia ha diversificado su portafolio productivo, al modificar en forma sustancial el perfil tradicionalmente agrícola del siglo pasado, transformándose en un país de economía de servicios (52,8% del PIB) e industrial (38,2% del PIB) (Cepal, 2010, World Bank, 2010 y CIA, 2010). En efecto, el petróleo se ha convertido en el producto más exportado en este país, con un total de \$1.205 millones de dólares exportados en 2009, que representan el 41,36% de las exportaciones totales, comparado con el 4,53% del café (DANE, 2010). Así, el sector petrolero genera casi la mitad de los ingresos totales por exportaciones, valor similar al promedio registrado durante la década de los noventa, cuando la producción de crudo alcanzó el máximo nivel registrado. (Rodríguez, 2010).

Pese a lo anterior, Colombia es un país productor de petróleo, mas no un país petrolero. Ubicándose en el puesto 34, con unas reservas probadas de 1.878 millones de barriles (bbls) a 2009 (Ecopetrol, 2010), este país cuenta con el 0,11% de la reserva probada mundial de petróleo (NationMaster, 2010). Ésta es una suma ínfima si se compara con naciones como Arabia Saudita (1° en el ranking, que con 267.000 millones de bbls concentra el 19,66% de las reservas mundiales), Venezuela (7° en el ranking, que con 87 mil millones de bbls tiene el 6,41%

de las reservas mundiales) o Irán (3° en el ranking, que con 140 mil millones de bbls tiene el 10,2% de las reservas mundiales), los cuales sí son países esencialmente petroleros, ya que sus economías giran en torno a este recurso casi en su totalidad.

A pesar de las moderadas proporciones, Colombia ha venido aumentando en los últimos cinco años el ritmo de exploración y explotación de hidrocarburos a un paso ostensiblemente acelerado, permitiendo que se haya pasado de producir 528.000 bbls por día en 2004 a un total de 742.000 bbls por día en 2009, recuperando así los niveles de producción de finales de la década de los noventa (ACP, 2010). Tras un descenso continuo en la producción y en las reservas a lo largo del comienzo de esta década, Colombia ha recobrado con fuerza la senda del crecimiento (Echeverry *et ál.*, 2009), y el panorama sombrío del fin de la era de la autosuficiencia energética ha vuelto a alejarse hasta más allá del año 2020 (*América Economía*, 2010). Mientras en 2005, Ecopetrol, la petrolera más grande del país, apenas logró producir 376.000 bbls diarios, en 2009 produjo 521.000 bbls diarios, reportando un crecimiento del 38,5% en este período. De igual forma, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2010), entidad encargada del aprovechamiento óptimo de los recursos hidrocarbúricos del país, la meta de los programas adelantados por el Estado es llegar al año 2020 con seis mil millones bbls de reservas probadas y una producción superior al millón de bbls diarios (ANH, 2010 y *El País*, 2010).

El avance y mejoría del panorama colombiano en materia de hidrocarburos se debe, en gran

parte, al esfuerzo realizado por el gobierno colombiano, que ha potenciado la transformación, la optimización y la actualización de la política hidrocarburífera. Dicho esfuerzo se vio concretado por las grandes reformas de 2003, principalmente representadas por el decreto 1760 de 2003, autorizado por la ley 790 de 2002. Mediante dicha norma, se materializó la idea de hacer más competitiva a Ecopetrol, al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que a partir de la entrada en vigencia de dicho decreto en 2004, esta empresa pasaría a ser una sociedad anónima (y no una empresa industrial y comercial del Estado) y se dedicaría únicamente a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector. De esta forma, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador del recurso hidrocarburífero de la Nación, y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros (ANH, 2010a, Echeverry *et ál.*, 2009).

El otro gran componente de la reforma de 2003 fue la adopción del nuevo contrato E&P de regalías, impuestos y derechos, que reemplazó al contrato de asociación, utilizado –con variaciones durante su vigencia–² entre 1974 y 2003. El contrato E&P, fundamentado en la flexibilidad de sus términos económicos, en la trans-

parencia de elección de los contratistas y en la mínima intervención estatal, ha convertido a Colombia en un país atractivo para las petroleras internacionales. Como resultado de ello, se han firmado más de 300 contratos³ desde la adopción del nuevo esquema contractual en junio de 2004 (SIPG, 2009 y ANH, 2010b), disparando en los últimos años la inversión extranjera de petroleras de talla mundial como Exxon, Chevron, Petrobras, Total, M&P, OXY, Talisman, Maxus, Pacific Rubiales, Canacol, y Petrominerales (ANH, 2010a).

Pese a su gran importancia, este proceso de transformación, actualización y optimización del modelo contractual colombiano no se fundamentó exclusivamente en las consideraciones de orden nacional, como la crítica a la ineficiencia de Ecopetrol, la polémica del rol de Ecopetrol como vaca lechera del Estado, la politización de dicha empresa o la preocupación por la fuga de personal altamente cualificado, entre otros (Rodríguez, 2010; PARÍS, 2004; y Echeverry *et ál.*, 2009). Además de ello, la globalización evidenciada a través de las fluctuaciones del mercado del petróleo y la puja de los intereses de sus actores, ejercieron presiones incuestionables que motivaron el cambio radical de la política petrolífera de Colombia. Estos factores sitúan a los países en un ambiente de competencia constante, obligándolos a sopesar los intereses de la nación con la necesidad de ofrecer términos razonables que incentiven la inversión de las grandes petroleras del mundo (Duval *et ál.*, 2009). Por tal motivo, es menester reconocer que las reformas hechas en 2003 han respondi-

2 Pese a que hoy en día subsisten contratos de asociación que fueron firmados antes de 2003.

3 En las dos modalidades existentes (tea y e&p).

do en gran parte a las exigencias de un contexto mundial, en el que Colombia estaba quedando relegada con su antiguo modelo contractual.

Para comprender a cabalidad el buen momento que Colombia vive actualmente en materia de hidrocarburos, es preciso entender cómo las dinámicas a nivel mundial han favorecido a nuestro país, luego de la instauración del nuevo modelo contractual. Con miras hacia el objetivo de entender, desde una perspectiva internacional, la posición de Colombia en el mercado del petróleo, *el artículo tiene como meta principal ubicar el Contrato de Exploración y Producción (E&P) colombiano dentro del espectro de contratación de exploración y explotación petrolera en el mundo y explicar en qué medida las características de éste y su ubicación en el panorama mundial, son responsables del buen momento que vive la industria petrolera en Colombia.* Para tal efecto, el escrito se dividirá en dos partes. En la primera, se hará un recorrido a través de las cuatro formas principales de contratación a nivel internacional en el tema de los hidrocarburos (*Concession Agreements, Product Sharing Agreements, Risk Service Agreements y Participation Agreements*), que presentan tanto sus características principales como sus orígenes históricos, exponiendo así las relaciones entre los “Host Countries” (en adelante HC) y las “International Oil Companies” (en adelante IOC). En una segunda parte, se analizarán las propiedades del contrato de exploración y producción colombiano, ubicándolo en el espectro de las formas de contratación en el ámbito mundial, para luego emitir unas conclusiones finales que recojan lo expuesto a lo largo del escrito y expliquen las razones del éxito de éste.

I. FORMAS DE CONTRATACIÓN PARA LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN EN EL MUNDO

La evolución de las formas de contratación en la industria petrolera no ha sido ajena a los cambios sociopolíticos del planeta ni a los fenómenos económicos ocurridos en el transcurso de su existencia. En primer lugar, en cuanto a los cambios sociopolíticos, existe una correlación directa entre las transformaciones de los contratos petroleros con la evolución de las relaciones entre países, especialmente entre naciones industrializadas y aquellas en vías de desarrollo. A medida que estas últimas han dejado atrás la necesidad decimonónica de aprender de los grandes y someterse a sus regímenes y sus formas, las transacciones en la industria petrolera se han complejizado debido al fortalecimiento generalizado de los países en vía de desarrollo. (Smith *et ál.*, 2000).

De igual forma, las transformaciones del Estado mismo han dejado huellas en la evolución de la contratación en la industria petrolera. Como se verá en esta sección, la idea del Estado Liberal con su mínimo intervencionismo, se tradujo en regímenes de contratación en el que el Estado se limitaba a otorgar concesiones sobre territorios enormes, exigiendo a cambio una mínima contraprestación, y dejando al empresario en una situación de libertad absoluta en la forma como realizaba la exploración y la explotación de hidrocarburos sobre su territorio. Luego de la Segunda Guerra Mundial, la ampliación del papel estatal en la sociedad, y la aplicación de las teorías keynesianas sobre el intervencionismo

estatal en la economía, provocaron cambios en la estructura de la contratación, evidenciándose mayor intromisión del Estado, lo que alteraría sustancialmente las relaciones entre las IOC y los HC. Incluso, el espíritu nacionalista generalizado de las décadas posteriores a la guerra, generó numerosas nacionalizaciones y creaciones de National Oil Companies (NOC). Sin embargo, con la aplicación generalizada de la teoría neoclásica económica de Milton Friedman, según la cual el Estado demasiado grande es sinónimo de ineficiencia, una oleada de privatizaciones en la década de 1980 produjo nuevamente alteraciones en las formas contractuales de la industria petrolera. Luego de ello, en la última década ha existido un apogeo de las NOC, las cuales saliendo de las fronteras de sus países respectivos, se han tornado en empresas muy competitivas que han transformado el mercado, al competir en igualdad de condiciones frente a las IOC (Smith, 2000).

En segundo lugar, las fluctuaciones de la economía mundial a lo largo de los años de existencia de la industria petrolera han determinado las condiciones contractuales entre los actores de este mercado. Así, la volatilidad de los precios del petróleo ha instaurado períodos dorados para uno y otro actor. No en vano, la historia económica muestra que

[sic] [...] en años de escasez de petróleo y precios altos (particularmente en 1979 y 1980), las IOC'S compitieron ferozmente entre ellas y se vieron forzadas a aceptar desventajosos términos incluso en destinos poco atractivos. Con el advenimiento de precios bajos en los años 80s y 90s y la percepción de un clima político en riesgo en muchos países en vía de desarro-

llo, el poder de negocio de los HC'S y las IOC'S se desplazó. Muchas de las IOC'S redirigieron sus inversiones y proyectos de exploración a USA, Canadá y a otras áreas con estabilidad política, y muchos HC'S renegociaron sus acuerdos pasados, luego de que las IOC'S lo solicitasen, concediéndose términos contractuales menos rigurosos, encaminados a estimular inversiones de exploración y producción en un ambiente de bajos costos. Una tendencia contraria se observó en 2003 a julio de 2008 cuando los precios del petróleo se dispararon nuevamente. (Duval et ál., 2009, p. 53).

Como en todo mercado, esto demuestra que la ley de la escasez, según la cual se encuentra empoderado aquel que cuenta con el recurso más escaso, el actor que tenga un menor costo de oportunidad es aquel que ha tendido a imponer en la industria del petróleo, las condiciones contractuales a su favor.

Una vez claros los aspectos generales reseñados anteriormente, se procederá a tratar cada una de las formas contractuales que han surgido como consecuencia de dichos factores. En cada forma contractual, se establecerá, en primer lugar, la descripción de sus características principales, en las cuales se definirá el concepto de cada una de éstas y se expondrán las propiedades que las identifican. Luego se mostrará su origen histórico, que a su vez explica su razón de ser.

A. Concession Agreements

1. Características

Tal como lo indica su sentido literal, la concesión hace referencia al otorgamiento, por parte del

concedente (el Estado) a un concesionario (IOC) de derechos, privilegios y prerrogativas relacionadas con el objeto de exploración y explotación de hidrocarburos. Este acto puede ser concretado en diversas formas tales como a partir de la conformación de contratos, el otorgamiento de permisos o licencias, y en general cualquier tipo de instrumento mediante el cual se otorgue dicha transferencia de derechos. La concesión puede ser definida como

[sic] [...] un acuerdo a través del cual un Estado otorga el permiso a una compañía extranjera para desarrollar sus reservas de petróleo que se encuentren en el área concedida, durante la duración del acuerdo. Los términos de la concesión comúnmente incluyen una variedad de derechos auxiliares y una contraprestación en forma de regalía a favor del HC. (Gao, 1994, p. 12).

A pesar de no existir una uniformidad en la manifestación de las concesiones, las siguientes son las características principales de esta forma contractual (Duval et ál., 2009; Smith et ál., 2000; Taverne, 1996; Gao, 1994; Johnston, 1994):

1. La ioc tiene el derecho exclusivo de explorar y explotar hidrocarburos, asumiendo bajo su propio riesgo y costo todo tipo de operaciones, en determinada área, durante determinado tiempo.
2. La ioc es el propietario exclusivo del petróleo producido y puede disponer de él a su antojo, sin perjuicio de que se pueda pactar una obligación de suministro al mercado interno del HC.
3. Durante la exploración, y en ocasiones también durante la explotación, la IOC realiza pagos periódicos en calidad de alquiler de superficie, al HC.
4. La ioc paga una regalía sobre la producción al HC, la cual puede ser pactada en especie (barriles de petróleo) o en dinero, como contraprestación principal de la concesión.
5. La ioc paga impuestos sobre las utilidades derivadas de las operaciones de explotación, al igual que otra serie de tributos.
6. El equipo y las instalaciones utilizadas para las operaciones petroleras pertenecen a la ioc durante la vigencia de la concesión, pero pueden estar sujetas a transferencia de dominio, sin costo alguno, al HC, cuando la concesión expire.

2. Origen histórico

En el comienzo de la industria petrolera, iniciada en Estados Unidos en la década de 1850, se adoptó la primera forma contractual conocida: la concesión tradicional. Este modelo fue producto de un trasplante de instituciones proveniente de la industria hermana de la minería, la cual, con varios siglos de antigüedad, contaba con conceptos, reglas y regímenes jurídicos definidos. Con el rápido crecimiento de la industria petrolera, los marcos y los conceptos jurídicos fijados por la industria minera se hicieron extensivos a la industria petrolera.

Pronto, en la década de 1870, se firmaron las primeras grandes concesiones a escala mun-

dial como la del Imperio Ruso en 1873, las de Sumatra y Borneo en la década de 1880 y, la más conocida, otorgada por Irán a D'Arcy, futura British Petroleum, en 1901. Luego de ésta, Iraq en 1913, Bahrein en 1928 con Socal (ahora Chevron), Arabia Saudita en 1933, Kuwait en 1934, Omán en 1937 y Kuwait en 1939. En esta misma época fueron adjudicadas las primeras concesiones en México y Venezuela. (Duval et ál., 2009)

Las primeras concesiones, ilustradas a la perfección en la de D'Arcy, se caracterizaron por su simplicidad y similitud. Éstas contenían las siguientes características principales:

- El área de la concesión era muy amplia, en algunos casos cubriendo completamente el territorio nacional, o, por lo menos, la parte potencialmente más rica en petróleo. Este título no se encontraba sujeto a reducción unilateral por parte del HC, y la concesión no contemplaba obligaciones de trabajo mínimo que debía cumplir el concesionario.
- La duración de la concesión era muy larga, típicamente llegando a pactarse de 60 a 75 años. Incluso una concesión temprana en Kuwait llegó a pactarse por un término de 99 años. (Smith, 2000)
- El concesionario era el dueño exclusivo de las reservas de petróleo encontradas en el área concedida, y podía disponer de éstas como considerara conveniente.
- Los beneficios económicos del HC se reducían principalmente a pagos llamados regalías,

que se encontraban basados en el volumen de producción y pagados en una suma fija, no sujeta a ningún porcentaje del valor del petróleo producido.

- Toda inversión requerida para la exploración y explotación debía ser provista por la IOC, al mismo tiempo que ésta conservaba el control sobre todos los aspectos de la operación. Aunque simbólicamente podía llegar a darse, la participación del HC era insignificante cuando no nula.
- Existían cláusulas que eximían a las IOC de todo tipo de tributo y cobro de aduana.
- Igualmente se incluían todo tipo de cláusulas que demostraban el poder negocial de las IOC, mediante las cuales se le otorgaban todo tipo de derechos y prerrogativas. Éstas limitaban todo control o modificación que pudiere ejercer el HC sobre los términos contractuales.

Inicialmente, las IOC ejercieron control exclusivo sobre sus operaciones, ya que los HC no exigían demasiado, debido a su inexperiencia, y a los aparentes beneficios de infraestructura que la llegada de éstas significaba para el país. Lo anterior se debía a que una vez firmadas estas concesiones, grandes proyectos de infraestructura eran ejecutados por las IOC, encaminados a desarrollar refinerías y medios de comercialización del crudo producido. Por tal motivo, el leve nivel de exigencia de los HC correspondía con el hecho que sólo las IOC contaban con los recursos suficientes (tecnología, personal cualificado, capital) para invertir en tales proyectos, los cuales no poseían los HC. De igual forma,

como reconocen Duval *et ál.* (2009, p. 43), “debe recordarse que en las primeras etapas, no sólo la exploración era un negocio muy riesgoso sino que aún eran pocas las grandes reservas encontradas y la demanda por el petróleo apenas estaba comenzando”.

Debido a las enormes prerrogativas y privilegios que gozaban las IOC bajo el modelo tradicional de concesión, este sistema fue objeto de duras críticas por parte de los países en vías de desarrollo, luego de la Segunda Guerra Mundial. Incluso, el término “concesión” llegó a tener una connotación peyorativa.

La principal desventaja para el HC era que además de mantener las contraprestaciones a favor de éste a un mínimo nivel, este modelo anulaba toda intervención directa y capacidad de dirección para manejar operaciones petroleras. Al HC no se le permitía ningún tipo de injerencia, ni siquiera aquella como el entrenamiento de personal nacional ni la adquisición de un mejor entendimiento de la industria energética internacional. Aún más, incluso constituía un atentado a la soberanía estatal aquellos términos tales como la cesión de extensas áreas concedidas, la abusiva serie de derechos a las IOC, y el hecho de que la propiedad del petróleo recayera en las IOC. (Smith *et ál.*, 2000). Sin embargo, tal como reconocen Duval *et ál.* (2009, p. 63),

[sic] [...] condenar el sistema de concesión por sus características es confundir el efecto con la causa. Muchas de las concesiones tempranas fueron otorgadas por soberanos que muchas veces carecían de autoridad y control sobre su territorio y se encontraban comúnmente bajo

dominio externo. Además, los HC'S [sic] involucrados tenían sociedades nómadas o preindustriales y no poseían un marco jurídico que pudiese gobernar efectivamente la industria petrolera.

Por tal motivo, las concesiones tenían que ser lo suficientemente autocomprendidas, teniendo en cuenta que se ejecutaban en territorios sin infraestructura alguna y donde el HC no podía ejercer ningún tipo de garantías o control. No en vano se vino a asociar el término “concesión” con subdesarrollo, dominio político e imperialismo. (Duval *et ál.*, 2009)

B. Product Sharing Agreements

1. Características

Contrariamente al sistema de concesión, en el cual el propietario exclusivo del petróleo producido en el área concedida es de la IOC, en el *Product Sharing Agreement*, es el Estado el único titular del dominio de éste. Por tanto, la IOC ya no tendrá título de *concesionario*, propietario del producto de sus operaciones, sino de *contratista*, acreedor de una serie de derechos patrimoniales de compensación de costos y de remuneración. En esa medida, resulta coherente afirmar que el *Product Sharing Agreement* es una relación contractual mediante la cual un Estado, una autoridad estatal o una NOC, autoriza a una o varias compañías petroleras, para que –en calidad de contratistas– ejecuten operaciones de exploración y explotación, a lo largo de un territorio determinado y durante un término definido, bajo el entendido que el producto de dichas operaciones es propiedad del Estado, y

que la contraprestación de las operaciones se basa principalmente en la recuperación de costos acompañada de la obligación del contratante de conceder una cuota de la producción.

A pesar de la continua evolución y transformación de los contratos firmados con esta modalidad, las siguientes son las propiedades esenciales de los PSA (Duval *et ál.*, 2009; Smith *et ál.*, 2000; Taverne, 1996; Gao, 1994; Johnston, 1994):

1. El título con el cual la IOC se involucra en la relación contractual es como *contratista*, bajo el cual asume la tarea de llevar a cabo operaciones en un área determinada, durante términos específicos en el tiempo, prestando sus servicios al HC propietario.
2. Al igual que en la Concesión, la IOC opera bajo su propio riesgo, asumiendo todo tipo de costos (capital, equipo, tecnología, asistencia técnica y personal), pero actúa bajo el control del HC.
2. El petróleo producido pertenece al HC. De este producto, sin embargo, la IOC tiene derecho a una cuota de producción, para recuperar costos y obtener utilidades. Ésta es la diferencia esencial entre el PSA y la Concesión, en donde la IOC es la propietaria de toda la producción de sus pozos.
3. En este tipo de contratos, los ingresos del HC incluyen el *product sharing*, las eventuales regalías o contraprestaciones directas por el aprovechamiento de los recursos naturales no renovables de un país y los tributos que se establezcan según cada caso. El ingreso neto de la IOC es usualmente gravado.
5. La IOC es titular de un derecho crediticio mas no real, para recuperar sus costos, tomando una porción de la producción del área del contrato.
6. Luego de que culmina la recuperación de costos, la producción es compartida de acuerdo con porcentajes predeterminados entre la IOC y el HC. Usualmente, el porcentaje se incrementa a favor del HC a medida que aumenta la producción o la rentabilidad, mediante fórmulas variables predeterminadas en el contrato.
7. Una vez determinada la viabilidad comercial de uno o varios pozos por parte del HC, éste puede incluso entrar a intervenir en la explotación.
8. El equipo y las instalaciones son propiedad del HC, bien sea inmediatamente o luego de un plazo. De igual forma, cuando termina el PSA, el contratista está obligado a remover el equipo y las instalaciones si así lo requiere el HC.

Según lo visto anteriormente, es necesario realizar algunos comentarios. Como es evidente, la naturaleza de este contrato es sustancialmente distinta de la concesión, ya que en éste la IOC actúa como mero contratista, el cual es recompensado con cuotas en la producción por sus servicios prestados. De manera que el nombre mismo de este contrato puede generar confusiones, ya que es posible pensar que hay dos

titulares del derecho de dominio de los bbls producidos. Sin embargo, tal como anotan Duval et ál. (2009, p. 72),

[sic] [...] la producción queda exclusivamente en cabeza de la parte que goza de los derechos sobre el subsuelo (el HC), [...] trayendo como resultado que [...] los derechos de las IOC'S son de naturaleza puramente contractual, incluyendo el derecho de reembolso de costos y el derecho al pago por los servicios prestados.

Por otro lado, es claro que el control y el manejo de las operaciones en este contrato no comprometen exclusivamente a la IOC. Bajo los PSA, la responsabilidad del control y manejo macro de las operaciones recae, en principio, en el HC, la NOC o la autoridad competente; sin embargo, la operación micro, o cotidiana recae en el contratista.

Un asunto que genera confusión es aquel caso en que el HC pacte una cláusula según la cual entrará a participar en la explotación de pozos en el evento en que éstos sean declarados por este mismo como comerciales. En este evento, al actuar como co-contratista, el HC genera una situación legal compleja en la que se constituye como contratista al mismo tiempo que es contratante.

2. Origen histórico

Luego de la Segunda Guerra Mundial y la oleada de movimientos de independencia y descolonización, nuevos patrones y percepciones emergieron entre los HC. Reservas sustanciales de petróleo fueron descubiertas en el Medio Oriente, y la demanda de petróleo como fuente de energía en las naciones industrializadas creció exponencialmente. (Smith et ál., 2000). “La pro-

ducción de petróleo en el mundo creció de 12 millones bbls/día en 1953 a 58 millones bbls/día en 1973”. (Duval et ál. (2009, p. 45) Por ello, no es extraño que la entrada de diversos competidores al mercado en busca de una tajada, haya contribuido a que mejorara la posición negociadora de los HC.

Esta postura se vio a su vez reforzada por una serie de resoluciones de la ONU que en 1960 establecieron la propiedad de los recursos naturales en cabeza de los países. Dichas resoluciones condujeron a los HC a demandar diversos cambios, como una mayor participación en la renta petrolera, áreas geográficas de exploración y explotación más reducidas, controles y calendarios de explotación más exigentes, devoluciones periódicas de porciones de tierra concedidas, acuerdos de capacitación de personal nacional, y mayor eficiencia y control de las operaciones petroleras. (Smith et ál., 2000). Con ello, los HC comenzaron a imponer condiciones, modificando paulatinamente los regímenes contractuales.

Como es perceptible, los PSA son el resultado de los esfuerzos por modificar la relación entre HC y IOC y, por encima de todo, encontrar una alternativa al Contrato de Concesión que pudiera permitir al HC atesorar mayor cantidad de la producción de hidrocarburos al mismo tiempo que permitiera ejercer un mayor control sobre las operaciones petrolíferas. “Más allá de otras diferencias entre un PSA y una concesión la verdadera diferencia entre los dos radica en el mecanismo utilizado para distribuir la producción y el ingreso provenientes de un proyecto petrolero”. (Duval et ál. 2009, p. 82).

El fundamento principal de esta forma contractual fue el resultado de la búsqueda de los Estados por consolidar su soberanía en cuanto a sus recursos naturales se refiere. Así, los primeros PSA se dieron simultáneamente en Latinoamérica y en el Medio Oriente, siendo el más representativo de todos el modelo indonesio de la década de los sesenta, en el cual, con una partición de la producción en un 65% para el Estado, y un 35% para la IOC, en 1966 se convertiría en el primer antecedente definido de este tipo contractual. Posteriormente, durante esta década, este modelo contractual se extendió por todo el planeta, potenciado por los grandes movimientos nacionalistas de los países en vías de desarrollo, los cuales harían saber mediante diversas cláusulas del contrato que los recursos naturales eran propiedad del Estado, y que, en virtud de ello, se justificaba todo tipo de control y gerencia por parte de éste.

A pesar de que su aceptación a nivel internacional fue lenta y progresiva, hoy en día es uno de los modelos de mayor uso, en países como Egipto, Argelia, Libia, Omán, Qatar, Irak, Filipinas, Malasia, China, Trinidad y Tobago, Angola, Congo, Costa de Marfil, Guinea Ecuatorial, Gabón, Nigeria, Azerbaiyán, Kazajistán y Rusia.

C. Risk Service Agreements

1. Características

Al igual que el PSA, el *Risk Service Agreement* (RSA) es una modalidad contractual en la que las IOC dejan de ser concesionarios de derechos mineros otorgados por el Estado para pasar a ser contratistas de éste. Sin embargo, este tipo contractual va más allá que el anterior en

la búsqueda de la materialización de la soberanía sobre los recursos naturales no renovables, al desligar el servicio prestado por el contratista con el producto de sus servicios. Así, el RSA es una relación contractual por medio de la cual el Estado soberano (normalmente a través de su NOC) contrata la prestación de servicios de una o varias IOC para que, en ejercicio de sus capacidades técnicas y financieras, actúe como contratista designado para la exploración y extracción de los hidrocarburos de un país. Una vez establecido un yacimiento como viable comercialmente, los hidrocarburos son extraídos bajo el entendido que el Estado es el único propietario de éstos, cercenando todo derecho de la IOC sobre la producción de éstos. En esta medida, la IOC actúa como un mero prestador de servicios, titular de derechos de naturaleza pecuniaria, en virtud de los cuales se hace acreedor del reembolso de sus costos y de un *service fee*, por el cual ve recompensada su labor. Sus características principales son las siguientes (Duval *et ál.*, 2009; Smith *et ál.*, 2000; Taverne, 1996; Gao, 1994; Johnston, 1994):

1. Al igual que en el PSA, en el RSA la IOC actúa como *contratista*, ejecutando una prestación de servicios a favor del HC, durante un período específico generalmente más corto que el PSA y en un área usualmente de tamaño medio.
2. En los mismos términos del PSA, la IOC opera bajo su propio riesgo, asumiendo todo tipo de costos (capital, equipo, tecnología, asistencia técnica y personal), durante la etapa de exploración, estando igualmente sujeto al control del HC.

3. Así como en el PSA, el petróleo producido pertenece exclusivamente al HC. Sin embargo, a diferencia del PSA, en el RSA la IOC carece de todo derecho sobre una cuota de producción destinada a recuperar costos o a obtener utilidades. Ésta es la diferencia esencial entre el PSA y la RSA, dado que mientras en el primero la contraprestación por los servicios prestados se traduce en la repartición de la producción entre las dos partes, en el segundo, la totalidad de la producción es destinada al HC. De lo anterior se desprende que la IOC carece de todo “derecho de minería” ya que en ningún momento es propietario del crudo producido.
 4. A pesar de lo anterior, en este tipo de contrato puede pactarse una *buy back clause*, por medio de la cual la IOC puede comprarle al HC parte de los hidrocarburos producidos, a un precio reducido.
 5. En este tipo de contrato, los ingresos del HC incluyen la venta obtenida por la totalidad del crudo producido, las eventuales regalías y los tributos que se establezcan según cada caso. En este contrato, el ingreso neto de la IOC puede ser gravado. Sin embargo, dadas las exigentes condiciones impuestas a la IOC en estos contratos, en ocasiones se incluye una cláusula de exención de impuestos a determinadas operaciones o transacciones.
 6. La IOC es titular de dos derechos crediticios principales. El primero es el derecho a recibir un pago que reembolse los costos asumidos durante la exploración y explotación de un campo comercial. El segundo, por medio del cual se obtienen utilidades, el contratista tiene el derecho de recibir un *service fee*, el cual es calculado de acuerdo con la cantidad de hidrocarburos producidos. Dicho pago puede hacerse en dinero, o a partir de la *buy back clause*, quedándose con una cantidad de bbls equivalentes al valor del *service fee*.
 7. La operación de los campos usualmente pasan a ser explotados por la NOC al cabo de determinado tiempo. Esto ocurre principalmente para permitir la transferencia de tecnología y conocimiento, aspecto de vital importancia en este tipo de contrato.
 8. En esa medida, el equipo y las instalaciones son propiedad del HC, bien sea inmediatamente o luego de un plazo. De igual forma, cuando termina el RSA y la operación de éste no pasó a manos de la NOC, el contratista está obligado a remover el equipo y las instalaciones, de requerirlo el HC.
 9. Usualmente el contrato contempla tres tipos de servicios. Los servicios técnicos, los cuales hacen referencia a la exploración y explotación de los campos petroleros; los servicios financieros, que incluyen la obligación del contratista de conseguir y ejecutar todo tipo de inversión necesaria para la ejecución del contrato; y los servicios comerciales, los cuales pueden consistir en obligar a la IOC a vender en el mercado internacional, la producción de los hidrocarburos propiedad del HC.
- Como podrá verse, la estructura fundamental de este tipo de contrato es en esencia la misma del PSA. La propiedad de los hidrocarburos pro-

ducidos es del HC, el riesgo es asumido en su totalidad en la etapa exploratoria por la IOC y sólo tendrá derecho al reembolso de sus costos si el HC declara un campo como comercial. De tal manera que la diferencia esencial en este tipo de contratos es en la forma como se remunera al contratista.

Sin embargo, el hecho que al contratista simplemente se le pague una tasa fija por cantidad producida, fijada por las partes, hace que éste sea el contrato menos atractivo de todos para las IOC, ya que éstas no pueden acceder a su antojo al mercado internacional para vender su propio petróleo. Dada su naturaleza, este contrato ha tendido a ser utilizado por países que se caracterizan por la fortaleza de sus movimientos nacionalistas, tales como Venezuela, Brasil, Ecuador, México, Argentina e Irán.

Asimismo, debido a sus características demasiado rígidas por esencia, el RSA hoy en día es la forma contractual menos utilizada en el entorno mundial, teniendo en cuenta que las fuertes fluctuaciones del precio del crudo han demandado modelos contractuales flexibles y más acordes con la realidad siempre cambiante.

2. Origen histórico

El RSA es un producto latinoamericano por esencia. En 1948, Venezuela lideró la institución del principio de 50/50 en la distribución de la renta petrolera. Arabia Saudita se le unió en 1950, cuadruplicando sus ingresos al renegociar sus contratos con Aramco, adecuándolos a este principio. Pronto, varios países de Latinoaméri-

ca y el Medio Oriente partieron de la justificación ideológica de dicho principio para crear modelos contractuales que reflejaran con rigor la búsqueda de la soberanía.

Más antiguo incluso que el PSA, el RSA personificó la reacción de los países subdesarrollados o en vías de desarrollo contra el dominio ancestral del norte mundial. En estos países, el modelo de concesión llegó a ser ampliamente repudiado, hasta tal punto de considerar inadmisibile el hecho de que una IOC pudiese ser propietaria de los hidrocarburos de un país. De esta manera, se pasó del principio del 50/50 dentro de los contratos de concesión, a la conformación de un modelo contractual sustancialmente distinto, fundamentado en el poder soberano del Estado sobre sus recursos naturales no renovables. (Duval *et ál.*, 2009).

El surgimiento de este modelo contractual se encontró íntimamente relacionado con el nacimiento masivo y geográficamente diverso de las NOC. La idea que se considerase insólita la titularidad de empresas extranjeras de la propiedad de los recursos naturales no renovables, se tradujo en la conformación masiva de empresas estatales destinadas al manejo de los recursos hidrocarburíferos del país. Estas empresas, por lo general, utilizaron la nacionalización como recurso de iniciación y excepcionalmente empezaron de cero. Entonces, las NOC germinaron en masa⁴ desde la década de 1950, creándose entre otras, Ecopetrol en Colombia (1948), AGIP en Italia (1952), Petrobras en Brasil (1953), Oil and

4 Existen NOC más antiguas como las de la URSS (1918), Bolivia (1937) y México (1938).

Natural Gas Corporation Limited en India (1956) Permina en Indonesia (1957), YPF en Argentina (1958) y Sonatrach en Algeria (1963). Hoy en día, las NOC producen alrededor del 52% del petróleo a nivel mundial y controlan el 88% de las reservas probadas a 2007. (US, EIA, 2009) Así, en aquella época, por conducto de estas empresas estatales, los HC pudieron imponer este régimen contractual, el cual debido a sus propiedades, exigiría un conocimiento técnico avanzado que permitiese ejercer un control estricto a las operaciones de las IOC en los campos petroleros.

Otro hito histórico que acompañó y reforzó la práctica de este tipo de contratos fue la fundación de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), creada en Bagdad en 1960 por los mayores exportadores del petróleo del mundo, entre ellos Venezuela, Arabia Saudita, Irán, Iraq y Kuwait. El surgimiento de dicha organización emergió del interés de los grandes países exportadores de arrebatar el control de los precios del petróleo al libre mercado promovido por las IOC. De manera que con el objetivo de controlar el desplome del precio del crudo, consecuencia de los enormes descubrimientos de la época, la OPEP desafió a las IOC en lo referente a los derechos de propiedad, la determinación de los precios, los niveles de producción y, lo más importante en relación al tema tratado, los tipos contractuales aplicados. (Duval et ál., 2009).

Probablemente el éxito de este modelo contractual, así como el del posterior PSA, nunca hubiera sido tal, de no haberse conformado la OPEP. Esta organización, que pasó de producir nueve millones de bbls/día en 1961 a 30 mi-

llones de bbls/día en 1973, se erigió como una institución vital para los intereses de los nacionalismos de los países en vías de desarrollo que contaban con grandes yacimientos petroleros. Por medio de técnicas de negociación extremas como suspensión masiva y súbita de producción de importantes productores como Libia (1969) e Irán (1971) y de serias amenazas de paralizar la producción en Arabia Saudita (1971), la OPEP causó que el principio de 50/50 de los años cincuenta se fosilizara abriéndole camino a un altísimo rango de *state take* de 55 a 65%.

A pesar de su apogeo en la década de los precios altos de 1970, hoy en día, la práctica internacional ha relegado a un segundo plano a este modelo contractual que en su momento representó la máxima efervescencia del orgullo nacionalista, y que sin duda contribuyó a enormes transferencias del *know-how* del mundo industrializado a los países en vías de desarrollo.

D. State Participation Agreements

1. Características

Más que una cuarta modalidad contractual, los *State Participation Agreements* (SPA) hacen referencia a una serie de características particulares en los contratos petroleros, mediante las cuales el HC entra a formar parte como ejecutante de las operaciones de éstos. La participación del HC

[sic] [...] significa el involucramiento comercial del Estado o su representante designado (NOC) en la exploración y explotación de los recursos petroleros. Es una forma de cooperación pro-

porcional, en donde el Estado se torna un participante contribuyente en un *joint venture* con otras compañías petroleras. (Taverne, 1996, p. 101). [...] En dichos casos, además de ejercer su papel de Estado soberano, éste se convierte en un co-inversionista, soportando las mismas cargas, riesgos y recompensas que sus asociados. (Duval et ál., 2009, p. 101)

De tal forma que un SPA no es una figura autónoma, tal como las anteriormente reseñadas, sino una característica esencial de ciertos contratos petroleros que, dada la trascendencia de la injerencia estatal, adquieren una naturaleza particular, que amerita un estudio por separado. No debe confundirse el control, la supervisión o el manejo macro de las operaciones petroleras por parte del Estado, con la participación a la que se hace referencia en esta sección. Más allá del ejercicio de su potestad de vigilancia, la participación en los SPA del Estado hace referencia al involucramiento de éste en el desarrollo mismo de los proyectos adelantados conjuntamente con una IOC, obteniendo un interés de participación en el contrato.

La participación estatal en el desarrollo y ejecución de los contratos petroleros se materializa por medio de dos tipos de instrumentos. El primero, hace referencia a la posibilidad de constituir una persona jurídica, distinta de sus partes que la componen, en donde el Estado, de una parte, y una o varias IOC, de otra, realizan aportes en conjunto a una sociedad, para que ésta ejecute operaciones de producción, para luego dividirse entre los “socios” el producto de ésta. El segundo, mucho más utilizado en la práctica es la conformación de una *joint venture*, la cual

corresponde a un acuerdo en el que el Estado (o su representante) conforma con una o varias IOC, un acuerdo de inversión conjunta, en el cual las partes no constituyen una persona jurídica distinta, trayendo como consecuencia la integración de un desarrollo cooperativo de riesgo compartido entre las partes.

En estos casos, el HC actúa no sólo como ente regulador soberano, sino como parte interesada económicamente en el contrato. En esa medida, adquiere los mismos derechos y obligaciones que los demás asociados, salvo ventajas específicas que se pacten a su favor.

Existen diferentes formas por las cuales se expresa la participación del HC en los SPA, tal como se indica a continuación (Duval et ál., 2009):

1. *Fixed State Participation*: Desde la celebración del contrato, se le asigna una operación conjunta a la NOC, estableciendo desde un comienzo la participación en la producción hasta el culmen del contrato.
2. *Progressive State Participation*: Varía según el término del contrato, y normalmente se activa una vez alcanzada una meta tal como determinado volumen de producción.
3. *Optional State Participation*: Participación que puede ser ejercida discrecionalmente, en los términos pactados en el contrato. Comúnmente se utiliza para activar la participación del Estado en el contrato, una vez se declare comercialmente viable el campo petrolero.

4. *Carried Interest Participation*: Esta modalidad se refiere a la participación del Estado por medio de la creación de un comité operativo, que se encuentre integrado por representantes de ambas partes. Así, sin una participación directa en las tareas cotidianas, el Estado participa activamente en las decisiones de gerencia y operación a través de dicho comité.

La exploración y producción de petróleo es un negocio arriesgado y costoso, que usualmente requiere inversiones que van más allá de las posibilidades de una sola compañía. Por ello, los inversionistas, IOC y NOC han conformado consorcios por medio de los cuales desarrollan proyectos de enorme envergadura. En materia de petróleo, estos consorcios se plasman mediante un instrumento llamado *joint operating agreement (JOA)*, documento en el cual se materializa la *joint venture*. El fin primordial de un JOA consiste en establecer el marco contractual para la operación conjunta de exploración y explotación entre sus partes. Así, el JOA “es el instrumento legal que determina los derechos, intereses y obligaciones respectivas, la estructura de las operaciones conjuntas, la división de costos y el procedimiento para compartir la producción”. (Duval et ál., 2009, p. 285).

Sin embargo, resultaría a toda luz ineficiente la operación conjunta, si cada uno de los integrantes asociados se dividieran tareas que en ocasiones son difíciles de desmembrar e independizar. Además, la toma de decisiones en lo cotidiano se tornaría imposible si cada una de las partes tuviese que estudiar y aprobar cada una de éstas, por pequeña que fuese. Por tal moti-

vo, en estos contratos siempre se designa a una parte como operador, el cual es el encargado exclusivo de ejecutar la administración del campo petrolero sujeto al JOA. Usualmente, aquella parte que contiene el mayor porcentaje de interés y participación es elegida como operador, partiendo de la lógica que quien más aportó es quien estará más motivado a contribuir por el bien del proyecto. (Taverne, 1996). Generalmente, al operador se le permite renunciar a su cargo, y casi siempre éste es removido en caso de que quiebre o quede en estado de insolvencia.

Esto no quiere decir que las decisiones las tome exclusivamente quien haga las veces de operador, ya que siempre se configura un Comité Operativo, a través del cual las partes no operadoras mantienen su representación en el control y desarrollo de la *joint venture*, pudiendo incluso solicitar la revocación del operador, cuando éste haya incumplido gravemente el contrato o haya atentado contra su objeto.

Por otro lado, en el JOA tiende a existir la posibilidad de ejecución de operaciones por parte de un integrante, sin que se requiera la aprobación de todos los asociados. En ese sentido, aparte de las operaciones conjuntas, en las que todas las partes comparten costos y recompensas proporcionalmente, suelen pactarse las operaciones “sólo riesgo”, a partir de las cuales la parte interesada puede adelantar actividades en contra del consentimiento de los asociados, con la obvia particularidad que compromete únicamente sus propios recursos.

En conclusión, se observa que la participación estatal en los contratos petroleros puede darse

de las más diversas maneras. Desde la conformación de una persona jurídica compuesta por varias partes, hasta la conformación de complejos JOA, los HC han incursionado ampliamente en la industria petrolera, permitiendo que con alianzas estratégicas puedan ejecutarse proyectos que de otra forma serían imposibles de realizar.

2. Origen histórico

El origen histórico de la participación estatal se encuentra atado al momento en que los países comprendieron la importancia de la industria petrolera para el desarrollo y riqueza de éstos. Históricamente se puede rastrear la primera participación en la operación petrolera a finales de la década del cuarenta, cuando el consorcio Aminoil concedió un 15% de participación a Kuwait en una concesión en el mismo país. Otro antecedente importante fue aquella cesión del 50% de la concesión por parte de AGIP a la NIOC (National Iranian Oil Company). Sin embargo, la participación del Estado dentro de la ejecución de los contratos petroleros empezó realmente a desarrollarse en los últimos años de la década del sesenta, tal como se vio en los orígenes históricos del PSA y el RSA. (Duval *et ál.*, 2009).

En un primer momento, fue mucho más común el uso de sociedades conformadas por una NOC y una o varias IOC. Sin embargo, con el paso de los años hasta hoy en día, lo más común ha sido la creación de JOA sin separación legal de sujeto. Esto se debió a que surgieron conflictos en las entidades con personería jurídica distinta a sus partes, en lo referente a la propiedad de la

producción, en la repartición de los costos y en la fijación de impuestos.

No necesariamente involucrada dentro de formas contractuales como el PSA y el RSA, la participación del HC también se dio en Contratos de Concesión, en los cuales se modificaron, incluyendo cláusulas que integraban activamente al Estado en las operaciones en desarrollo de dichos contratos. Por ejemplo, en 1963, Holanda impuso un 40% de participación a favor del HC en la producción de sus campos de gas. Por su parte, Noruega, Inglaterra y Dinamarca, pioneros de esta figura, requirieron participaciones en las concesiones del Mar del Norte en la década de los setenta.

Incluso con el advenimiento de la era de las privatizaciones a partir de 1980, en el que muchas de las NOC pasaron de ser empresas estatales a ser manejadas por inversionistas privados, se abrió un nuevo escenario de la participación estatal en los contratos petroleros. Encaminadas a la optimización y búsqueda de la eficiencia, muchas NOC se acogieron a los postulados del mercado, permitiendo que dichas empresas evolucionaran en enormes complejos industriales que hoy en día sobrepasan las fronteras de sus países respectivos. En esa medida, la participación estatal ha dejado de ser únicamente el vehículo potenciador de los intereses del nacionalismo, para pasar a ser un mecanismo de crecimiento y reestructuración de la industria petrolera. Ahora, con fuertes, consolidadas y eficientes NOC el panorama y campo de acción de la participación estatal ha evolucionado a tal punto de convertirse en el referente a futuro en materia petrolera.

A su vez, esta evolución del concepto de participación estatal ha ido de la mano con la enseñanza de la década de la privatización, la cual ha sido la búsqueda de la eficacia a través de la escisión del papel regulador con el papel empresarial. Esta separación ha contribuido enormemente a evitar conflictos que antaño eran comunes, ante el hecho que las NOC normalmente eran juez y parte al mismo tiempo, al ser reguladoras y creadoras de políticas, por un lado, y empresarias sujetas a dichas regulaciones y políticas, por otro.

Aparte de Noruega y en general los países nórdicos, Colombia es el ejemplo perfecto de la evolución de la participación del Estado en los contratos petroleros. Hasta 2003, el modelo colombiano enmarcado dentro del contrato de asociación, fue en esencia un *Product Sharing Agreement* con diversas características que a su vez lo convertían en un *Optional State Participation Agreement*, en el que al utilizar simultáneamente el cobro de regalías, con la participación en la producción y el cobro de impuestos, el contrato colombiano llegó a tener un *state take* del 70%.

Bajo el régimen vigente desde 1974 (decreto 2310 de 1974) hasta 2003 existieron tres distintos contratos de asociación, distinguidos por minucias de carácter financiero que no son objeto de este escrito. Sin embargo, a grandes rasgos el contrato de asociación era el siguiente:

- Ecopetrol era la única empresa petrolera autorizada para la exploración y explotación de hidrocarburos en el territorio colombiano, salvo que ésta decidiera asociarse con IOC

bajo la figura del contrato de asociación, el cual correspondía al ya visto *Joint Operation Agreement*. Según este contrato, la IOC debía asumir en la etapa exploratoria el 100% de los riesgos y costos, hasta que luego de que un yacimiento encontrado fuese declarado comercialmente viable por Ecopetrol, tanto la operación como los costos y la producción del campo era repartida, luego del pago de la regalía y de la recuperación de los costos tanto del período de exploración (únicamente de la IOC) como de explotación (IOC y Ecopetrol).

El contrato constaba de dos fases: una de exploración y otra de explotación o producción. La primera, la cual estaba a cargo de la IOC y a su riesgo como se dijo antes, cubría un período de hasta seis años, con la obligación de invertir anualmente determinadas cantidades de dinero y efectuar determinados trabajos de exploración. El incumplimiento de estas obligaciones generaba la pérdida de los derechos que tenía la IOC en el contrato. Una vez descubierto un campo comercialmente explotable, se iniciaba la fase de explotación que tendría una duración de 22 a 25 años. En esta fase entre Ecopetrol y la asociada habría coparticipación en tres aspectos: en inversiones, en decisiones y en la producción. Las inversiones en la producción se efectuaban equitativamente entre Ecopetrol y la asociada. Las decisiones se tomaban mediante un Comité Ejecutivo, y también por igual entre ambas partes, con voto y veto para ambas, y la producción –después de deducir el porcentaje de la regalía, que corresponde a un 20% del producto bruto explotado– se repartía entre las dos entidades contratantes por partes iguales (o en 30% NOC y 70% IOC en la última etapa). Existían

además en el contrato las cláusulas habituales para esta clase de actividades (fuerza mayor, indemnidades, contratación laboral), y las IOC que se asociaban con Ecopetrol se encontraban sujetas a todas las disposiciones sobre la industria petrolera en sus aspectos generales, como los tributarios, cambiarios, de comercio exterior, de conservación de las reservas, entrega a Ecopetrol de bienes afectados a la producción, entre otros aspectos. Así las cosas, es posible observar cómo el Contrato de Asociación colombiano agrupaba características del PSA con elementos de participación del HC, típicos del SPA.

Bajo la vigencia del Contrato de Asociación se encontraron las mayores reservas de petróleo hasta ahora encontradas. Caño Limón, La Yuca, Caño Yarumal en 1983, Cusiana en 1998, Cupiagua en 1993 y Guando en 2000, todos fueron descubiertos en el modelo asociativo. A lo largo de su vigencia, este contrato paulatinamente redujo su *state take* con el objetivo de mantener un nivel de producción suficiente para garantizar la autosuficiencia energética del país. Sin embargo, tal como demuestra Echeverry (2009, p. 5), tanto las reservas probadas como la producción tuvieron un serio retroceso desde el año 2000, pasando de unas reservas 1.972 millones de bbls y una producción de 681.000 bbls/día en 2000 a unas reservas de 1.453 millones de bbls y una producción de 525.000 bbls/día en 2005, año en el cual se alcanzó el punto más bajo en este milenio. Dicha situación catalizó los vientos de reforma acaecida finalmente en 2003.

Hoy en día, en el nuevo régimen, la producción de petróleo llega ya a 742.000 bbls/día y las

reservas han aumentado a 1.878 millones de bbls, aun lejos del máximo histórico de 3.231 millones de bbls, registrado en 1992 luego del descubrimiento de BP del yacimiento de Cusiana. (SIPG, 2010). ¿Por qué la situación de la industria petrolera en Colombia se encuentra en un buen momento? ¿Cómo se logró revertir la tendencia negativa de la primera parte de esta década? Habiendo establecido los principales modelos contractuales en el mundo, la próxima parte de este trabajo ubicará al Contrato E&P de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el espectro fijado anteriormente, y con ello se buscará encontrar si en la estructura misma del Contrato se halla la respuesta a dichos interrogantes.

II. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL CONTRATO E&P Y CONCLUSIONES

Tal como se vio en la introducción de este escrito, con el propósito de mejorar y optimizar el desempeño del Estado en la industria del petróleo, y aumentar las actividades de exploración y producción, el Estado efectuó dos cambios fundamentales en la política petrolera del país. El primero de ellos, la escisión de Ecopetrol, otorgó las funciones de administrador de los recursos hidrocarburíferos a la ANH, dejando a Ecopetrol en su papel de empresa industrial dedicada a la exploración, la producción y la comercialización de petróleo, en las mismas condiciones de las IOC. El segundo de ellos se tradujo en la instauración de un modelo contractual que reemplazó al Contrato de Asociación utilizado en Colombia de 1974 a 2003. Este modelo, llamado Contrato E&P (exploración y producción) se basa en un sistema de regalías/ impuestos que presenta

diferencias y avances fundamentales en comparación con el contrato de asociación anterior. Dejando de lado el modelo de mezcla de SPA con PSA propio del Contrato de Asociación, el Contrato E&P corresponde a lo que internacionalmente se ha denominado un Contrato de Concesión Moderna.

En esta segunda sección de este documento, se analizarán las características del Contrato E&P colombiano, con el fin de establecer en qué medida el nuevo contrato ha contribuido al auge que vive Colombia en la actualidad en la industria petrolera. Para tal efecto, se partirá del significado y origen histórico del concepto “contrato de concesión moderna”, para luego entrar a analizar el Contrato E&P en particular, contrastándolo con el modelo anterior. Por último, se expondrán unos comentarios finales que concluyan el escrito, identificando la relación entre la ubicación del contrato colombiano dentro del espectro de contratación internacional y el buen momento que vive la industria petrolera en Colombia.

A. Modern Concession Agreements

1. Características

Las concesiones modernas (MCA) son una modalidad refinada, pulida, equilibrada y mucho más compleja que su antepasado directo, la *concesión tradicional*, vista en la primera parte de este material, por lo cual su estructura básica y sus principios son esencialmente los mismos. Al igual que en las tradicionales, las concesiones modernas se basan en el derecho de minería concedido por un HC a una o varias IOC, para

que exploren y exploten los recursos hidrocarbúricos ubicados en el área concedida, durante un tiempo determinado. Sin embargo, varias son las diferencias entre la versión tradicional y la MCA (Duval *et ál.*, 2009; Smith *et ál.*, 2000; Taverne, 1996; Gao, 1994; Johnston, 1994):

1. En las MCA el área concedida, que en las concesiones tradicionales normalmente correspondía a un territorio gigantesco que en ocasiones cubría toda la extensión de un país, es limitada y reducida. Con los avances tecnológicos geográficos y cartográficos, el territorio objeto de este tipo de contratos es delimitado con exactitud, usualmente cubriendo áreas de tamaño pequeño o mediano (Londoño, 2010).
2. La duración de la MCA es limitada, con la posibilidad de una extensión por acuerdo entre las partes. Concesiones que antes eran otorgadas por 50 a 99 años en el modelo anterior, hoy en día se delimitan a un promedio de 20 a 30 años, sujetas siempre a la productividad de los campos en que se ejecutan los contratos de concesión. De igual forma, dentro de este tipo de acuerdos, comúnmente existen devoluciones de terreno pactadas, normalmente atadas a un plazo en el cual de no hallarse petróleo, deben ser reintegradas al HC.
3. En muchas ocasiones, en las MCA en la medida de lo posible la IOC se encuentra obligada a contratar empleados nacionales del HC. De igual manera, toda la actividad contractual laboral de la IOC se encuentra sujeta a cierto control por parte del HC.

4. Los ingresos financieros del HC incluyen regalías sobre un porcentaje del valor de la producción, incrementándose usual y progresivamente a medida que crece el volumen de producción. De igual forma, lejos de conceder exenciones masivas de tributos, las IOC deben pagar todo tipo de impuesto como cualquier empresa dentro del territorio nacional (sobre la renta, sobre las remesas, de timbre, etc.) Muchas MCA incluyen, a su vez, pagos de renta sobre el territorio utilizado, y diversos tipos de bonos de acuerdo con el descubrimiento de yacimientos, la declaración de comercialidad o al alcanzar determinados niveles de producción. En general, se ha expandido la práctica de imponer un sistema de cobros flexible (*Rate of Return*, R Factor) que se adecue a la necesidad del HC por incrementar el *state take* a medida que aumenta la rentabilidad de los campos petroleros.
5. Al contrario de las concesiones tradicionales, en las MCA, las IOC deben proveer constantemente y de forma completa, información al HC. Existe un deber de información que se materializa con reportes mensuales, informes anuales y todo tipo de documentos en los que se mantenga al día al HC sobre las operaciones desarrolladas.
6. En contravía del modelo tradicional, en las MCA el HC se encuentra facultado para ejercer control sobre las decisiones de las IOC, incluida la aprobación de partidas presupuestales y ciertas operaciones. En este mismo sentido, las IOC se encuentran obligadas a involucrarse en la menor cantidad posible de programas de exploración y gastos.
7. Un ingrediente nuevo en los MCA es la inclusión de cláusulas de adaptación y cláusulas de estabilización. Las primeras buscan favorecer al HC con la posibilidad de alterar las condiciones del contrato a su favor cuando el entorno lo amerite. Por su parte, las segundas se refieren a mantener la seguridad jurídica, al evitar que las estipulaciones contractuales puedan ser modificadas por cambios normativos en el interior del HC.

2. Origen histórico

Las concesiones tradicionales desaparecieron del planeta como reacción a las fuertes críticas suscitadas por las lesivas condiciones que en conjunto degradaban la soberanía de los HC. A pesar de su desaparición, luego de la década del setenta, nuevas generaciones de concesiones se desarrollaron como resultado de la evolución política de los HC, los cuales, habiendo aprendido duras lecciones de negociación, podían ahora establecer acuerdos más sofisticados y justos con las IOC. Pese a adoptar muchas de las características de su ancestro, en las concesiones modernas se corrigieron los términos controversiales, logrando un equilibrio prestacional entre las IOC y los HC, a tal punto que países tan diversos como Angola, Australia, Brasil, Canadá, Dinamarca, Francia, Holanda, Marruecos, Namibia, Noruega, Perú, Reino Unido, Tailandia, Estados Unidos y, por supuesto, Colombia, utilizan hoy en día el sistema de concesión moderna. (Duval *et ál.*, 2009; Smith *et ál.*, 2000). Incluso en lugares del Medio Oriente como Abu Dhabi y Arabia Saudita se han implementado últimamente MCA, los cuales por supuesto, se

han caracterizado por incluir altos niveles de impuestos y de participación del Estado, al estilo de los SPA vistos anteriormente.

B. El contrato E&P

El contrato E&P es un MCA, caracterizado por su flexibilidad, amplitud y competitividad en términos fiscales y rentabilidad para los inversionistas. Es un contrato estatal especial, de exploración y explotación de recursos naturales no renovables, que por exclusión expresa del artículo 76 de la ley 80/93 no se encuentra cobijado por el régimen general de la contratación pública. Sin embargo, a pesar de que se rige principalmente por el derecho privado, es el juez de lo contencioso administrativo el encargado de dirimir en caso de controversia (ley 446/98, art. 32, 36 y 40), sin perjuicio que se pueda pactar cláusula compromisoria (ley 80/93, art. 70). Si bien estos contratos se fundamentan en la libertad de estipulación, evidenciada en el formato base de la ANH, el Código de Petróleos (decreto 1056 de 1953) aplica en todo lo no contemplado por las partes, además de toda normatividad de orden público, relacionada con la actividad petrolera (Constitución, normas tributarias, etc.) Es un MCA debido a que la ANH otorga al contratista el derecho de adelantar por su cuenta y riesgo exclusivos, las actividades de exploración y explotación del área, bajo el entendido que el dominio de la producción será de la IOC, luego del descuento de las regalías. Las siguientes son sus características principales (ANH, 2010a; ANH, 2010b; Echeverry 2009; Euromoney, 2005):

1. Al igual que en todos los contratos de concesión, el concesionario es el dueño de toda la producción de los campos petroleros involucrados en el contrato, luego de descontar las regalías.
2. El Estado no interviene en las operaciones de exploración y explotación, dotando de amplias libertades al concesionario (mal llamado contratista en el contrato). En esa medida, éste goza de autonomía en la fijación de su programa de trabajo y operación, todas enmarcadas bajo su propio costo y riesgo.
3. Por su parte, la ANH tan sólo se encuentra facultada para supervisar el desarrollo y desempeño de los planes de trabajo, asegurando así que los intereses del país no se vean vulnerados por los concesionarios. Sin embargo, la ANH podrá terminar unilateralmente el contrato cuando la IOC no cumpla con las obligaciones contractuales.
4. El *state take* actual de este contrato es de alrededor 54%, comparado con el 66% promedio de los contratos de asociación. Los ingresos del Estado son los siguientes:
 - a. Unas regalías escalonadas, lo que quiere decir que se tasan proporcionalmente a la producción diaria promedio del pozo.
 - b. Impuestos de renta, de remesas, al patrimonio, de ventas, de timbre y estampillas.
 - c. Un derecho por precios altos, el cual corresponde a una contraprestación cuando el valor unitario del barril supera un monto referencia.

- d. Un derecho por uso del subsuelo.
- e. Una participación en la producción durante la prórroga del período de producción, el cual es un vestigio de un PSA.
- f. Una transferencia de tecnología, en la cual la ioc se compromete a realizar a su cargo programas de investigación, capacitación, educación y, en general, ejecutar tareas de apoyo tecnológico e institucional a la ANH.

5. En cuanto a su estructura temporal, el contrato se compone de tres etapas. La primera, de exploración, dura de seis a diez años. Después de identificado un descubrimiento, la etapa de evaluación de éste dura de uno a cuatro años. Por último, una vez se completan y se presentan a la ANH los resultados del programa de evaluación, el contratista decide si declarar o no la comercialidad. De hacerlo, esto marca el inicio de la etapa de explotación, la cual tendrá una duración de veinticuatro (24) años prorrogables indefinidamente previo cumplimiento de algunos requisitos como producción regular, un proyecto activo y pago del derecho de participación en la producción.

6. La escogencia de los contratistas se hace por contratación directa o por medio de rondas, equivalentes en concepto a las licitaciones, a partir de las cuales se asegura la eficiencia y calidad de los concesionarios, permitiendo al mismo tiempo que todo tipo de proponentes sin importar su tamaño o interés, puedan participar.

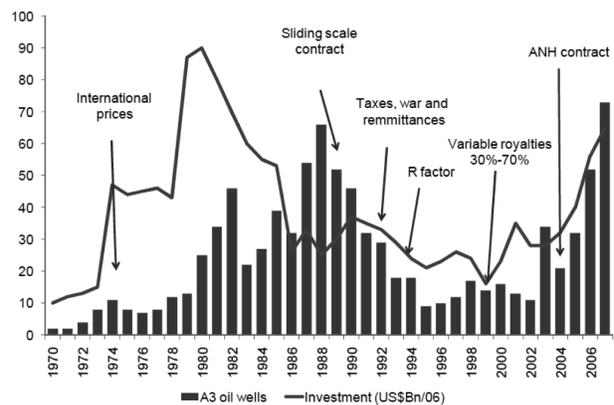
En pocas palabras,

[sic] [...] este contrato hace la operación más flexible al eliminar gran parte de la participación estatal y al incrementar la rentabilidad de los proyectos mejorando a su vez la recuperación de costos, reduciendo la carga tributaria y atando la duración del contrato al ciclo de vida de los campos petroleros. (DURÁN *et ál.*, 2005, p. 170).

Según varios analistas (Euromoney, 2005), el modelo E&P es el contrato más competitivo que ha existido en Colombia, y hoy en día es de los más rentables para los inversionistas extranjeros en Latinoamérica. Tanto la rentabilidad como la exclusión de la actividad estatal como operador activo han atraído compañías de alta calidad en el mercado del petróleo.

Sin duda, las características de este contrato, sumadas al buen clima de negocios e inversión que goza Colombia en la actualidad (World Bank, 2010), han potenciado la inversión extranjera directa (IED) en la industria petrolera. Según Echeverry (2009, p. 7), la inversión exploratoria se ha disparado en la forma como se demuestra en la siguiente figura:

INVERSIÓN (MILES DE MILLONES DE USD) Y CANTIDAD DE POZOS PERFORADOS EN COLOMBIA (1970-2007)



Fuente: Echeverry, 2009.

El primer semestre de 2010, la inversión extranjera directa (IED) en este sector sumó un total de US\$3.475 mil millones, alrededor del 85% de la IED total, cifra astronómica si se compara con los US\$450 millones de toda la IED del 2002. (*Portafolio*, 2010b). Además, es claro que la confianza inversionista no ha cesado de crecer, teniendo en cuenta que para 2006 se habían adjudicado 84 contratos E&P y para 2010 sobrepasan los 260, es decir, un crecimiento de 309% en cuatro años. Por su parte, los TEA (contratos de exploración exclusivamente) aumentaron en dicho período de 47 a 80 (*La Nación*, 2010). Según un reporte del Ministerio de Minas y Energía (2010), para 2010 se estarían ofreciendo otras 225 zonas representadas en 52 millones de hectáreas. Además, se pasó de tener menos de siete millones de hectáreas exploradas en 2006 a más de 22 millones de hectáreas en 2010. En el mismo período se incrementó el número de kilómetros corridos de sísmica en dos dimensiones equivalentes, pasando de 18.065 a 69.077 kilómetros cuadrados. Como consecuencia de ello, las reservas de petróleo se han incrementado en un 32,5%, pasando de 1.509 millones de bbls con los que contaba el país en 2006 a una cifra cercana a los 2.000 millones de bbls actuales.

El crecimiento del sector se reflejó en el porcentaje de participación del PIB petrolero sobre el total del país. En efecto, de una modesta participación del 1,78% en 2006 pasó al 3,20% en 2010. Durante el cuatrienio las exportaciones pasaron de US\$6.328 millones a US\$10.268, la inversión extranjera directa aumentó de US\$1.995 millones a US\$ 2.954 millones y las

regalías de \$3,76 a \$4,2 billones de pesos. Para llegar a este punto, se han tomado decisiones estratégicas acertadas en las cuales el papel de la ANH ha sido fundamental para optimizar los procesos licitatorios realizados desde 2007, los cuales han permitido realizar avances importantes y dar al sector mayor dinamismo. (Ministerio de Minas y Energía, 2010).

De acuerdo con lo anterior, resulta evidente el hecho que la adopción del modelo de concesión moderna del contrato E&P ha traído consigo una revolución en la industria petrolera colombiana, en la que tanto la exploración, como la producción y cantidad de reservas, han aumentado aceleradamente desde 2005.

III. CONCLUSIONES

A lo largo de este documento se examinaron las diversas formas de contratación de exploración y explotación petrolera en el mundo. Se mostró cómo éstas no han aparecido espontáneamente, sino que por el contrario responden al contexto histórico que según sus exigencias ha modelado el equilibrio prestacional entre HC y IOC. Así, al explorar el origen histórico de cada una, se buscó consolidar la idea que el entendimiento de una forma contractual exclusivamente enfocado en sus características y diferencias desde la doctrina y el razonamiento jurídicos es una tarea incompleta que deja de lado aspectos necesarios e imprescindibles para su adecuada comprensión.

A partir de sus características fundamentadas en su origen histórico, se pudo apreciar cómo el

arcaico, amplio, vago y permisivo régimen de la *concesión tradicional* inicial fue transformándose de la mano de fenómenos como el fortalecimiento del Estado nacional, la convergencia de los Estados en vías de desarrollo, el crecimiento de la demanda petrolera, la entrada en escena de la OPEP, el auge del nacionalismo y las fluctuaciones de la economía, enriqueciendo y transformando las manifestaciones contractuales entre los actores del mercado del petróleo. Se vio cómo los PSA y los RSA se forjaron principalmente ante los reclamos de los HC por una mayor participación en la renta petrolera, negocio arcano y desconocido por los países en los comienzos de la industria hidrocarburífera. De igual forma, se observó cómo los SPA concretaron el deseo de los HC no sólo de recibir mayores ingresos y en consagrar su soberanía sobre los recursos naturales, sino de aprender, actuar y participar activamente en la exploración y explotación de hidrocarburos dentro de su territorio.

De acuerdo con lo expuesto, se logra apreciar cómo la posición de poder negocial influyó directamente en el surgimiento de cada forma contractual. La cantidad de reservas de un país, la prospectividad de encontrar más, la fuerza relativa de organizaciones como la OPEP, la fortaleza institucional, la estabilidad política, el *state take* y el precio mundial del petróleo han sido las variables principales que en conjunto han dinamizado y diversificado las prácticas en la contratación petrolera. La interrelación entre dichas variables ha forjado el poder negocial tanto de los HC como de las IOC. Así, por lo general, países con amplias reservas de petróleo pueden exigir mayores tajadas a las IOC que países con menores reservas. Sin embargo, países

de amplias reservas que sufren de inestabilidad política, ven menguado su poder negocial tajantemente, al desincentivar la inversión a largo plazo. De igual forma, en época de precios altos del petróleo, los países tienden a imponer condiciones exigentes, las cuales debido a la bonanza del mercado son toleradas por las IOC. Sin embargo, épocas de precios bajos se traducen en renegociaciones dirigidas a la relajación de los términos ante la reducción del margen de ganancia. A su vez, países consolidados y fuertes pueden forzar condiciones favorables a sus intereses. Sin embargo, a pesar de ello, si cuentan con reducidas reservas, el bajo atractivo de su potencial geológico resta eficacia negocial a sus virtudes institucionales.

Colombia hace parte de este juego y lo sabe. El descenso alarmante de la inversión extranjera, en la producción y en las reservas en los primeros años de este siglo dio duras lecciones al país. Le enseñó que la gerencia de una empresa nacional petrolera atada a intereses políticos, más que orientada a la consecución de objetivos de mercado, conduce a la ineficacia y a la pérdida de competitividad. Que el irrestricto nacionalismo y la terca rigidez puede que genere más votos, pero al mismo tiempo conduce a la irracionalidad y a desligar a un país de un contexto internacional. Que Colombia hace parte de un mundo globalizado que emite constantemente señales sobre las condiciones del mercado y sobre la posición que éste ocupa.

Como consecuencia de lo anterior, surgió el Contrato de Exploración y Producción de la ANH, por medio del cual se buscó conciliar los eternos intereses estatales de obtener una tajada justa

de la renta petrolera, de adquirir transferencias de tecnología, y en general de generar desarrollo y prosperidad, con las posibilidades reales ofrecidas por el mercado y las condiciones que éste le fija al país de acuerdo con sus propiedades, virtudes y deficiencias. El MCA colombiano ha intentado reflejar de la mejor manera posible el equilibrio entre el querer y el poder.

El resultado ha sido una avalancha de inversión extranjera, un crecimiento exponencial de los proyectos de exploración, una recuperación acelerada de la producción y reservas, y una prolongación de la autosuficiencia energética del país. A pesar de que el esfuerzo no se ha traducido en importantes descubrimientos (Echeverry, 2009), lo cierto es que el cambio de tendencia súbito que el país tuvo desde 2005, momento en que cogió fuerza la reforma, se explica en gran parte por las propiedades del nuevo modelo contractual colombiano.

La reducción del *state take*, la flexibilidad del contrato, la libertad otorgada al concesionario y la propiedad de la producción total (luego del descuento de regalías) en nombre de éste, han demostrado ser en conjunto un anzuelo eficaz para atraer las ioc de todo tipo, que, además de Ecopetrol, han buscado la eficiencia máxima en la exploración y explotación de hidrocarburos en Colombia.

Si bien para algunos dicha acogida internacional del modelo contractual colombiano pueda significar el resultado del otorgamiento de condiciones demasiado laxas que atentan contra la soberanía y el interés público, para otros, como yo, es el resultado de la reflexión sobre las posi-

bilidades reales de un país que cuenta con unas reservas de petróleo muy moderadas, y que por sus características no se encuentra en la misma posición de Venezuela, Irán o Arabia Saudita, gigantes petroleros. Las críticas al Contrato E&P pierden de vista el lugar que ocupa Colombia en el entorno internacional. Olvidan que los términos de un contrato rígido, exigente y sesgado no son coherentes ni compatibles con lo que el país puede ofrecer a cambio de éstos. Olvidan que para el aprovechamiento óptimo de las reservas de este país, se necesita que empresas extranjeras realicen grandes inversiones que Ecopetrol por sí misma no puede afrontar. Olvidan que es mejor explorar y explotar lo que tenemos, compartiendo con las ioc el producto en proporciones justas, que dejar que nuestras reservas nunca sean descubiertas ni aprovechadas. El contar con el petróleo bajo el subsuelo y no poder sacarle provecho es asimilable a no tenerlo.

Bibliografía

- EUROMONEY YEARBOOKS, *International Oil & Gas Review 2005*, Sussex, UK: Euromoney Yearbooks.
- DURÁN, Marlene; HOLGUÍN, Carlos; COCK, Vivian; MIER, Patricia, CÓRDOBA, José M., CARO, Juan *et ál.*, *Temas Mineros y Petroleros*, Bogotá, Colegio de Abogados de Minas & Petróleos, 2005.
- DUVAL, Claude; LE LEUCH, Honoré; PERTUZIO, André; LANG, Jacqueline, *International Petroleum Exploration and Exploitation Agreements: Legal, Economic & Policy Aspects*. Second Edition, New York, Barrows, 2009.

GAO, Zhiguo, *International Petroleum Contracts: Current Trends and New Directions*, First Edition, London, Graham & Trotman Limited, 1994.

JOHNSTON, Daniel, *Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, Tulsa, PennWell Publishing Company, 1994.

MENA, Margarita, *Código de Petróleos y recopilación de las normas que lo adicionan*, Segunda Edición, Ministerio de Minas y Energía, 1990.

PARÍS SANTAMARÍA, Edgar, “Breve historia de la contratación petrolera en Colombia”, en DINAGAS, *Breve historia de la contratación petrolera en Colombia y la interpretación de la regulación que ha afectado a la industria del gas en Colombia*, Bogotá, 2004.

SMITH, Ernest; DZIENKOWSKY, John S; ANDERSON, Owen; CONINE, Gary; LOWE, John; KRAMER, Bruce, *International Petroleum Transactions. Second Edition*, Denver, Rocky Mountain Mineral Foundation, 2000.

TAVERNE, Bernard, *Cooperative Agreements in the Extractive Petroleum Industry*, London, Kluwer Law International Ltd., 1996.

Artículos:

AMÉRICA ECONOMÍA, *Reservas petroleras de Colombia habrían llegado a los 2.500 millones de barriles*, en <http://www.americaeconomia.com/notas/reservas-petroleras-de-colombia-habrian-llegado-los-2500-millones>

de-barriles, recuperado el 25 de marzo de 2010, escrito el 20 de marzo de 2010.

ECHEVERRY, Juan Carlos; NAVAS, Jorge; NAVAS, Verónica; GÓMEZ, María Paula, *Oil in Colombia: History, Regulation and Macroeconomic Impact*, Bogotá, Centro de Estudios sobre Desarrollo Económico, 2009.

ECOPETROL, *El ABC del nuevo contrato*, en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm, Recuperado el 30 de marzo de 2010.

EL PAÍS, *Buenas perspectivas para el petróleo en el año 2010*, en: http://www.elpais.com.co/paionline/ediciones_anteriores/ediciones.php?p=feb222010, recuperado el 25 de marzo de 2010.

MAYORGA, Fernando, “La industria petrolera en Colombia”, tomado de *Revista Credencial Historia* (Bogotá, Colombia), Edición 151, recuperado el 21 de marzo de 2010.

LA NACIÓN, *Colombia: nuevo destino de inversión petrolera*, en <http://www.lanacion.com.co/2010/03/04/colombia-nuevo-destino-de-inversion-petrolera/>, recuperado el 30 de marzo de 2010, escrito el 4 de marzo de 2010.

PORTAFOLIO, *Vuelve a crecer la inversión extranjera en Colombia*, en http://www.portafolio.com.co/economia/economiahoy/ARTICULO-WEB-NOTA_INTERIOR_PORTA-7310131.html, recuperado el 30 de marzo de 2010, escrito el 28 de febrero de 2010.

- Portafolio Inversión extranjera en petróleo será mayor, reveló el ministro de Minas y Energía*, en http://www.portafolio.com.co/economia/expectativa_ARTICULO-WEB-NOTA_INTERIOR_PORTA-7776708.html, escrito el 28 de junio de 2010.
- REYES, Miguel Ángel, *Crónica de la Concesión de Mares*, en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=149&conID=255&pagID=128092>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- RODRÍGUEZ, Janneth, *Petróleo para dummies*, en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/cartapetrolera118/rev_empresa.htm, recuperado el 25 de marzo de 2010.
- Reportes y estadísticas:
- ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO, *Producción de crudo llegó a 742 mil barriles por día*, en <http://www.acp.com.co/>, recuperado el 25 de marzo de 2010.
- ANH, *Historia de la ANH*, en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=11>, recuperado el 25 de marzo de 2010.
- ANH, *Cifras y Estadísticas 2010*, en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- ANH, *Cifras y Estadísticas 2009*, en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- ANH, *Cifras y Estadísticas 2008*, en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=8>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- CEPAL, *Estadísticas de América Latina y el Caribe: Cuentas Nacionales Anuales desde 1990, a precios corrientes de mercado. Colombia 2008*, en <http://websie.eclac.cl/sisgen/ConsultaIntegrada.asp?idAplicacion=6&idTema=131&idioma=>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- CENTRAL INTELLIGENCE AGENCY, *The World Factbook: Colombia. 2010*, en <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/co.html>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- COMUNIDAD PETROLERA, *Reservas probadas de petróleo en el mundo*, en <http://www.lacomunidadpetrolera.com/mapas/reservas-de-petroleo-del-mundo.php>, recuperado el 25 de marzo de 2010.
- DANE, *Colombia, Exportaciones por sector económico, según CIIU Rev. 3. 1998-2010*, en: http://www.dane.gov.co/daneweb_V09/index.php?option=com_content&view=article&id=76&Itemid=56, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- ECOPETROL, *Boletines 2010*, en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=148&conID=43701&pagID=132020>, recuperado el 25 de marzo de 2010.
- ECOPETROL, *Informe Anual 2008*, en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=155&conID=37837>, recuperado el 23 de marzo de 2010.
- ECOPETROL, *Informe Anual 2007*, en <http://www.ecopetrol.com.co/contenido>.

aspx?catID=155&conID=37837, recuperado el 23 de marzo de 2010.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, *Hidrocarburos y biocombustibles: desarrollo económico del país*, en: http://www.minminas.gov.co/minminas/index.jsp? cargaHome=2&opcionCalendar=10&id_comunicado=632, recuperado el 30 de marzo de 2010, escrito el 4 de marzo de 2010.

NATIONMASTER, *Oil proved reserves statistics*, en http://www.nationmaster.com /graph/ene_oil_pro_res-energy-oil-proved-reserves, recuperado el 25 de marzo de 2010.

SISTEMA DE INFORMACIÓN DE PETRÓLEO Y GAS COLOMBIANO (SIPG) *Contratos firmados por la ANH*, en <http://www.sipg.gov.co/Default.aspx?tabid=61>, recuperado el 25 de mayo de 2010.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, *Who are the major players supplying the world oil market?*, en http://tonto.eia.doe.gov/energy_in_brief/world_oil_market.cfm, Recuperado el 29 de marzo de 2010, Escrito el 28 de enero de 2009.

WORLD BANK, *Colombia at a glance*, en http://siteresources.worldbank.org /INTCOLUMBIANSPANISH/Resources/Colombia_glance.pdf, recuperado el 23 de marzo de 2010.

Presentaciones:

ECHEVERRY, Juan Carlos, *Evolución de los Recursos Naturales en Colombia*, Introducción a la Economía Colombiana, 2010-1.

LONDOÑO, Andrés Felipe, *Contratos de Exploración y Explotación en Colombia*, Hecha a Suárez Camacho Abogados SAS.

Normatividad:

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Constitución Política de 1991*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Constitución Política de 1886*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 790 de 2002*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 756 de 2002*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 141 de 1994*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 80 de 1993*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 20 de 1969*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 10 de 1961*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 165 de 1948*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Ley 37 de 1931*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Decreto 1760 de 2003*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Decreto 2310 de 1974*.

REPÚBLICA DE COLOMBIA, *Decreto 1056 de 1953*.

Contratos:

ANH, *Modelo de Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos*, http://www.anh.gov.co/media/tea_ep_acuerdo08/ep_espanol.pdf, Recuperado el 23 de marzo de 2010.

ECOPETROL-GHK COMPANY, *Contrato de Asociación Río Seco*, junio 23 de 1995.

ECOPETROL-EMERALD ENERGY PLC, *Contrato de Asociación Campo Rico*, mayo 25 de 2002.