

**ANALISIS DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
FRENTE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN**

**DANIEL FELIPE JARAMILLO LONDOÑO
GUILLERMO ALONSO MAHECHA GUZMÁN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

**ANALISIS DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
FRENTE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN**

**DANIEL FELIPE JARAMILLO LONDOÑO
GUILLERMO ALONSO MAHECHA GUZMÁN**

**Monografía de Grado presentada como requisito para optar por el
título de Especialista en Gerencia de Hidrocarburos.**

**Director:
ALEXIS ALBERTO MEZA ARIZA
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2014**

Los autores expresan sus agradecimientos

Daniel Felipe Jaramillo Londoño

A Dios, por ser mi motor de vida, por llenarme cada día de dones y bendiciones para cumplir con mis objetivos a corto y largo plazo.

A mi familia, por el apoyo durante los dos años de especialización, por todo su amor y comprensión, motivos por los cuales pude llegar a la culminación de este proyecto.

A los docentes de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos de la Universidad Industrial de Santander y al Ingeniero Alexis Alberto Meza, por dejar toda su sabiduría en manos de sus alumnos.

Guillermo Alonso Mahecha Guzmán

Primero que todo debo agradecerle a Dios por tantas bendiciones que me ha dado y porque ha sido mi constante guía y apoyo en todo momento.

A mi familia, Antonella, Fede, Pepito, Camilo, mi Mamá y mi Papá porque me inspiran a salir siempre adelante sin importar las circunstancias, son la fuerza infinita de amor y unión en mi vida.

A la UIS y su cuerpo de docentes por haberme dado la oportunidad de realizar esta magnífica especialización para enriquecerme personal y profesionalmente.

A Alexis Meza por su apoyo incondicional y sus sabias palabras que son un instrumento en mi vida y quiero compartirlas: “No olvides que en retribución a esas bendiciones que Dios te está dando, debes continuar ayudando a el mayor número de personas que encuentres en tu camino sin esperar nada a cambio, ni siquiera agradecimientos, puesto que uno es quien debe agradecer a Dios el haber encontrado gente que en algún momento requiera de nuestro apoyo”.

CONTENIDO

INTRODUCCION	13
OBJETIVOS.....	14
1. MARCO HISTORICO.....	15
2. DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS DENTRO DEL MARCO DE LA LEGISLACIÓN COLOMBIANA	18
3. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS MODALIDADES DE CONTRATACIÓN	20 4.
CONTRATO DE ASOCIACIÓN	23
4.1 Historia del contrato de Asociación.....	24
4.2 Principales características del contrato de asociación.....	26
5. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	29
5.1 Duración, principales eventos y renunciass.....	29
5.2 Planes y programas de trabajo	31
5.3 Operaciones.....	31
5.4 Términos económicos.....	32
5.5 Asuntos administrativos	34
6. ANALISIS COMPARATIVO	34
CONCLUSIONES	44
BIBLIOGRAFIA	46
ANEXOS.....	47

LISTA DE FIGURAS

Grafico 1. Esquema de las tasas de regalías según la ley	37
--	----

TABLAS

Tabla 1. Características básicas de los contratos de Asociación y de los contratos E&P	20
Tabla 2. Evolución firma de contratos E&P a diciembre 2013	40
Tabla 3. Producción a diciembre 31 de 2012.....	41

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Mapa de tierras a Diciembre 2003	48
Anexo B. Mapa de tierras a Enero 2010	49

RESUMEN

TITULO: "ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS FRENTE LOS CONTRATOS DE ASOCIACIÓN"¹.

AUTORES: Daniel Felipe Jaramillo Londoño y Guillermo Alonso Mahecha Guzmán.

PALABRAS CLAVES:

ABANDONO, AREA CONTRATADA, AREA DE PRODUCCIÓN, BARRIL, BUENAS PRACTICAS DE LA INDUSTRIA DEL PETROLEO, CAMPO, DESCUBIRMIENTO, PUNTO DE ENTREGA, PUNTO DE FISCALIZACIÓN, YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS,

Algunos conceptos anteriores, fueron tomados de la Resolución 181495 del 02 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

CONTENIDO: esta monografía tuvo como objetivo realizar una breve descripción de los Contratos de Asociación y los Contratos de Exploración y Producción.

A través de ella se busca identificar las características esenciales para establecer las ventajas y desventajas de cada contrato, con el fin de conocer el fortalecimiento del sistema petrolero del sector colombiano a partir de un aumento o disminución en la participación de diferentes compañías nacionales e internacionales en la actividad exploratoria de yacimientos de hidrocarburos en los diferentes bloques con probabilidad de producción.

Dando alcance a la anterior idea, la monografía pretende mostrar los tipos de contratos desde un análisis comparativo, determinar la manera en que la implementación de cada modelo de contrato puede o no fortalecer la actividad exploratoria en el sector de los hidrocarburos colombianos, determinar las características necesarias para identificar las ventajas y desventajas de cada modelo de contratación y reflexionar sobre la importancia que representa para el Estado colombiano, la consolidación del modelo más competitivo para el crecimiento del sector de hidrocarburos, a partir del fortalecimiento de la actividad exploratoria, partiendo de la premisa de que si bien, no somos un país petrolero con grandes reservas, la implementación del mejor contrato si podría contribuir al fortalecimiento de dicha actividad exploratoria.

¹ Monografía. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Gerencia de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TITLE: "ANALYSIS OF CONTRACTS OF EXPLORATION AND PRODUCTION AGENCY NATIONAL FRONT OIL OF CONTRACTS OF ASSOCIATION"².

AUTHORS: Daniel Felipe Jaramillo Londoño and Guillermo Alonso Mahecha Guzmán.

KEYWORDS:

ABANDONMENT, CONTRACTED AREA, PRODUCTION AREA, BARREL, GOOD PRACTICES IN THE PETROLEUM INDUSTRY, COUNTRY, DISCOVERY, DELIVERY POINT, CONTROL POINT, HYDROCARBON RESERVOIR.

Some above items were taken of Resolution 181495 of September 2, 2009 of the Ministry of Mines and Energy for which measures in the exploration and exploitation of hydrocarbons.

CONTENT: This paper aimed to give a brief description of the Contracts of Association and Contracts of Exploration and Production.

Through it seeks to identify the essential characteristics to establish the advantages and disadvantages of each contract, in order to meet system strengthening the Colombian oil industry from an increase or decrease in the participation of various national and international companies in exploratory activity of hydrocarbon deposits in the different blocks production probability.

Overtaking the previous idea, the paper aims to show the types of contracts from a comparative analysis to determine how the implementation of each model contract may or may not strengthen the exploratory activity in the Colombian hydrocarbons sector, determine the characteristics necessary to identify the advantages and disadvantages of each model recruitment and reflect on the importance it represents for the Colombian State , the consolidation of the most competitive for the hydrocarbon sector growth model, based on the strengthening of exploratory activity , starting from the premise that although we are not a country with large oil reserves, the implementation of better contract if it could contribute to the strengthening of the exploratory activity.

² Monograph. School of Physics and Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Hydrocarbon Management Specialization

INTRODUCCIÓN

Para Colombia el día de hoy, el petróleo no solo representa fuente de energía, sino también significa progreso, crecimiento y desarrollo. Que el país logre estos propósitos y que consiga autoabastecerse y mantener las exportaciones del excedente, depende de la capacidad de descubrir nuevos yacimientos y de generar una producción creciente y eficientemente económicamente.

Los altos costos de operación, el voluminoso capital que se requiere para la exploración y la producción y la tecnología requerida, obliga a que el Estado, propietario del preciado recurso, tenga que acudir al capital y al conocimiento de los inversionistas privados o públicos, nacionales o extranjeros, a través de su vinculación contractual. Del marco de contratación, de las normas que lo regulan y de las políticas en que se sustentan depende el logro de los propósitos que se han mencionado.

Por lo anterior en el presente trabajo se abordan, de manera sencilla, algunos aspectos importantes de los contratos de Asociación y los contratos de Exploración y Producción en Colombia, ambos vigentes, siendo los primeros los que aún a la fecha mantiene Ecopetrol y los segundos los adjudicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En su presentación, el trabajo muestra la definición de cada uno de los tipos de contrato y las generalidades y características de los mismos. Luego se realiza un análisis de cada contrato en donde se muestran algunas diferencias, ventajas y desventajas frente a la industria petrolera en Colombia.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Analizar las ventajas y desventajas de las estrategias implementadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) con el contrato de exploración y producción en el país frente a los contratos de asociación.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a. Conocer el marco conceptual de referencia sobre legislación y tipo de contratos existentes en Colombia.
- b. Describir la conceptualización y normatividad relacionada con los contratos de asociación y los contratos de exploración y explotación.
- c. Realizar un análisis comparativo entre las dos modalidades de contratación con los siguientes parámetros: aumento o disminución del volumen de producción, desarrollo e incremento de la actividad exploratoria, innovación en los modelos de adjudicación de bloques para exploración y producción, alianzas estratégicas, usando información históricos de producción nacional.

CONTENIDO

1. MARCO HISTORICO

La construcción del marco histórico de la presente monografía responde a la necesidad de discutir los fundamentos conceptuales de los cambios en los contratos de asociación y los contratos de explotación y producción de hidrocarburos que han regido las regalías del país y el impacto que ha tenido su implementación en el ámbito local y nacional de Colombia. Para cumplir con este propósito, resulta muy útil partir desde la concepción teórica de cada contrato en general, hasta llegar a diferenciar las ventajas y desventajas que serán utilizadas como marco de referencia conceptual de la monografía; solo así es posible articular cualquiera de los aportes presentados por este trabajo entre los dos contratos existentes y que son parte fundamental del análisis de esta monografía.

La primera redacción de los artículos de una nueva ley que permitiría a Ecopetrol negociar directa y ventajosamente en las áreas que escogiese fue considerada por su junta directiva el 3 de octubre de 1968. El 22 de septiembre de 1969, el presidente Carlos Lleras Restrepo y su ministro de Minas y Petróleos firmaron la Ley 20, instrumento jurídico que abrió la puerta para que el contrato de asociación petrolero sustituyera al régimen de concesión. Los artículos 12 y 13 se ocupaban directamente de los hidrocarburos:

Artículo 12. El Gobierno podrá declarar reserva nacional cualquier área petrolífera del país y aportarla, sin sujeción al régimen ordinario de

contratación y de licitación, a la Empresa Colombiana de Petróleos para que la explore, explote o administre directamente o en asociación con el capital público o privado, nacional o extranjero. Lo dispuesto en el inciso primero de este artículo no afecta las expectativas de derecho creadas por propuestas formuladas con anterioridad a la providencia que declare la reserva de la zona respectiva.

Artículo 13. Las normas contenidas en el artículo 1 de esta ley se aplicarán también a los yacimientos de hidrocarburos (Artículo 1: Todas las minas pertenecen a la Nación, sin perjuicio de derechos constituidos a favor de terceros. Esta excepción, a partir de la presente ley, solo comprenderá las situaciones jurídicas subjetivas y concretas debidamente perfeccionadas y vinculadas a yacimientos descubiertos).

Estos dos artículos sustentaron el contrato de asociación como instrumento jurídico. Otorgaron preferencias a Ecopetrol para negociar la búsqueda y explotación de hidrocarburos durante 34 años y sustentan todavía la mayor parte de su extracción en Colombia. Comenzaría a suscribirse a partir de 1970.

El artículo 1 de la Ley 20: “Todas las minas pertenecen a la Nación...”, se reiteró y aclaró de una vez por todas un principio frecuentemente puesto en duda a lo largo del siglo XX, pero preservó la vigencia tanto de las concesiones existentes como las de las “expectativas de derecho” sobre concesiones solicitadas. Ese era su alcance, tal como lo expresó el ministro Arrieta en la junta de Ecopetrol del 23 de enero de 1969:

“...se busca ir eliminando, en la medida que las circunstancias lo permitan, el sistema de concesión, para llegar a un régimen jurídico a través de la

Empresa para que ella pueda contratar las exploraciones y explotaciones de petróleo en el país...”³

Por su parte el Decreto 2310 DE 1974 derogado por el Decreto 1760 de 2003, por el cual se dictan normas sobre abolición del régimen de concesiones en materia de hidrocarburos y se adiciona el Artículo 58 del Decreto 2053 de 1974.

ARTICULO 1. (Derogado por el Decreto 1760 de 2003). Con excepción de los contratos de concesión vigentes en la fecha de expedición del presente Decreto, la exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad nacional, estará a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, la cual podrá llevar a efecto dichas actividades, directamente o por medio de contratos de asociación, operación, de servicios o de cualquier otra naturaleza, distintos de los de concesión celebrados con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras.

Los contratos que celebre la empresa en virtud de lo dispuesto en este artículo, requerirán para su validez ser aprobados mediante resolución del Ministerio de Minas y Energía.

En el 2003 se consolidó la reestructuración del sector hidrocarburífero colombiano con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como respuesta a la situación crítica que atravesaba Colombia debido a la disminución de las reservas de petróleo, lo cual eventualmente, llevaría al país a convertirse en importador de crudo.

³ **ECOPETROL S.A.**, Libro 60 años Capitulo 10 Auge y Legado del contrato de Asociación. Disponible en internet: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anos/esp/cap10-1.htm>

Esta reestructuración contemplaba la decisión de hacer más competitiva a Ecopetrol al separar su doble rol de entidad reguladora y empresa petrolera. Por esta razón se dispuso que únicamente se dedicara a explorar, producir, transportar, refinar y comercializar hidrocarburos, es decir, trabajar exclusivamente en el negocio petrolero en todas las fases de la cadena, compitiendo en igualdad de condiciones con otras compañías del sector.

De esta forma, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la nación, y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente prospectivo y atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros. Sin embargo, Ecopetrol mantiene todas las áreas que tenía bajo operación directa y los contratos de Asociación firmados hasta diciembre 31 de 2003.

Los términos económicos de la nueva forma de contrato convierten a Colombia en uno de los países más atractivos del mundo tanto en participación gubernamental como en utilidades de los inversionistas; y las áreas se asignan mediante procedimientos modernos, transparentes y eficientes a través de mecanismos adecuados de administración y seguimiento lo que garantiza procesos con altos estándares internacionales.

2. DESCRIPCIÓN DE LOS CONTRATOS DENTRO DEL MARCO DE LA LEGISLACIÓN COLOMBIANA

El Gobierno colombiano ha implementado dos cambios esenciales en las actividades de exploración y producción de crudos. Primero, el rol de Ecopetrol se ha modificado de ente regulador y operador a solo ente operador y se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) como ente

regulador. Ecopetrol constituyó su propiedad por acciones, donde la mayor participación accionaria la encabeza el estado colombiano. Siendo más competitiva y autónoma en su portafolio de inversiones igual que cualquier otra compañía petrolera integrada.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos adquirió de Ecopetrol su labor de administrador y regulador del recurso hidrocarburífero de la nación, y comenzó la transformación de Colombia en un país nuevamente atractivo para los inversionistas nacionales y extranjeros. Sin embargo, Ecopetrol mantiene todas las áreas que tenía bajo operación directa y los Contratos de Asociación firmados hasta diciembre 31 de 2003⁴.

El modelo de contrato de asociación, vigente durante 30 años, fue sustituido por el nuevo modelo de contrato E&P creado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para otorgar nuevos bloques a las compañías petroleras⁵. El nuevo modelo regalías/impuestos ofrecido por la ANH tiene términos significativamente mejores que el modelo anterior de asociación o riesgo compartido en todos sus aspectos, tales como: duración, flexibilidad operativa y autonomía, materialidad, derechos de producción, recompensa por el riesgo y rentabilidad. Adicionalmente, el modelo contempla tres etapas diferentes y separadas: exploración, evaluación y explotación, cuya duración está alineada con los estándares internacionales. Sin embargo, reduce la participación del Estado en la renta petrolera del 70% al 50%⁶.

⁴ ANH, Historia disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>

⁵ **COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.** Decreto 1760. (26 de Junio de 2003) Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad. Promotora de Energía de Colombia S.A. http://www.anh.gov.co/media/ANH/Decreto_1760_2003.pdf

⁶ **ECOPETROL S.A.,** Carta Petrolera edición 108 Abril – Mayo, [citado en 08 de Junio de 2013]

3. CARACTERÍSTICAS BÁSICAS DE LAS MODALIDADES DE CONTRATACIÓN

A continuación se detallan las características básicas de cada contrato en términos comunes para que se pueda apreciar algunas diferencias entre cada uno:

Tabla 1. Características básicas de los contratos de Asociación y de los contratos E&P

CARACTERÍSTICAS BÁSICAS	CONTRATO DE ASOCIACIÓN	CONTRATO E&P
DURACIÓN	Extensión: se pacta con el asociado. Exploración: 3 años con prórroga de 0-3 años. Explotación: 22 años.	Exploración: 6 años con prórrogas de 0-4 años. Evaluación: 1-2 años con prórroga de 0-2 años. Explotación: 24 años por yacimiento, con prórroga.

disponible en internet: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm

PROGRAMAS DE TRABAJO	Exploración: Durante este periodo todos los trabajos exploratorios que adelante la compañía asociada para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos a suscribir el contrato, corren por cuenta y riesgo de la misma. La información obtenida en el desarrollo de esta actividad debe ser entregada a Ecopetrol. Explotación: con una anticipación no menor a cinco años a la fecha de vencimiento del contrato, Ecopetrol y la Asociada podrán entrar a estudiar las condiciones para que esta última continúe con la operación con posterioridad al término de 28 años establecido como duración máxima del contrato.	Exploración: programa mínimo por fase, ajustable Evaluación: a discreción del contratista. Explotación: plan aceptado por la ANH con Programas de trabajo anuales.
TÉRMINOS	El valor de las regalías es	El 100% de la

ECONOMICOS	del 20%. De 1974 a 1989, después del pago de regalías se mantenía una relación constante del 50% para Ecopetrol y 50% para el asociado a lo largo de la explotación en los campos comerciales descubiertos. De 1990 a 1994, Establecen la distribución de la producción después de regalías, con base en la producción acumulada de cada contrato, iniciando con una distribución de 50% para cada parte, hasta alcanzar una distribución del 70% y 30%, con el mayor porcentaje a favor de Ecopetrol. Se puede utilizar la distribución con factor R, en donde la producción después de regalías es del 50% para Ecopetrol y el otro 50% para la Asociada. Una	producción para el contratista, después de regalías. Regalías escalonadas + impuestos Pago eventual de 30% de las ganancias excedentes sobre el precio de activación (trigger price) de aproximadamente US\$27/bbl WTI. Los activos pertenecen al contratista
------------	---	---

	vez la producción acumulada del contrato alcance los sesenta millones de barriles, la distribución de la producción se realiza de acuerdo con el factor de rentabilidad que tiene en cuenta la relación entre los ingresos y los egresos acumulados de la asociada.	
--	---	--

Fuente:Autores

4. CONTRATO DE ASOCIACIÓN

En la década de los 70's, el país dejó de suplir la demanda interna de energía fósil por el agotamiento de los campos descubiertos hasta ese momento. El panorama internacional no era muy halagador, se presentaban conflictos en el medio oriente, lo que aumentó significativamente el precio del petróleo.⁷

Como respuesta a este problema fiscal y basándose en los modelos contractuales que en ese momento se estaban utilizando a nivel mundial, se creó el contrato de asociación colombiano el cual incluía el pago de regalías utilizado en la concesión, en donde el concesionario paga una participación, en especie o en dinero, a voluntad del gobierno, que fluctúa entre 3 y 14,5

⁷ **NOTAS PERSONALES.** Módulo de Instituciones Jurídicas de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos en la UIS realizados en Diciembre de 2012 Bogotá.

por ciento del producto bruto explotado, de acuerdo con la distancia entre el campo de producción y el puerto de embarque. La producción en esta modalidad de contrato se distribuye entre las partes como lo hacen los modelos de producción compartida y la empresa del estado Ecopetrol, la cual participa en un porcentaje en las inversiones de desarrollo.

4.1 Historia del Contrato de Asociación

Con el contrato de asociación inicial usado entre 1974 y 1989, llamado contrato 50-50 (28 años de duración, de los cuales seis eran de exploración y 22 de explotación), se descubrieron los campos Caño Limón (1983; 1.250 millones de barriles) y Cusiana (1989; 750 millones de barriles). La estabilidad jurídica de un país en esta época se podía definir con la atracción de capital para exploración y producción, cuando los demás aspectos de la prospectividad y los regímenes fiscales fueran similares en países competidores.

Las reservas probadas pasaron de 635,1 millones en 1983, a 1.108 millones en 1984, y a 1.984,3 millones en 1989, es decir, se habían triplicado en una década. Entre 1983, año del descubrimiento de Caño Limón, y 1989, año del descubrimiento de Cusiana, la producción total de Colombia pasó de 55,5 millones anuales a 160,4 millones.

Los aumentos de reservas e ingresos para la compañía y el Gobierno generaron expectativas de ser un país petrolero y alentaron las presiones por renegociar el contrato. Hay que recordar que Ecopetrol S.A. era un instrumento de apoyo a los recaudos fiscales, que existía hacia el capital extranjero, y que el contrato de asociación, visto como conquista del país, empezaba a dar frutos. Colombia asumió los nuevos descubrimientos como

la cuota inicial de decenas de campos grandes que seguirían surgiendo con alta frecuencia, y pensó que merecía más de la bonanza actual y futura. El cambio al contrato de asociación en 1989 (Contrato de Producción Escalonada) aumentó el government take de acuerdo con la producción acumulativa (contrato de producción escalonada), llegando a un 81,30%.

Las consecuencias de esta decisión sobre la estabilidad de las reglas del juego en Colombia, combinadas con precios bajos y hallazgos de baja materialidad, redujeron la competitividad del contrato 50-50. En 1992, tres años después de que las decisiones multianuales de exploración tomadas con rezago cumplieron su ciclo, las reservas probadas colombianas alcanzaron su pico (3.232 millones de barriles), descendiendo año tras año hasta llegar a un mínimo de 1.358 millones de barriles en 2007. A su vez, la producción de crudo tuvo su pico en 1999 (815,3 millones de barriles anuales), después de la cual se produjo un declive sistemático que se prolongó hasta 2005, cuando se llegó a un mínimo de 525,8 millones de barriles anuales.

Se realizó un último cambio en el año 1999 introduciendo un esquema de regalías escalonadas, empezando con el 5% para pozos pequeños, subiendo al 25% para campos de tamaño superior a 60 millones de barriles, mejorando el factor de repartición de acuerdo al cociente entre ingresos y gastos, e introduciendo descuentos en regalías para el gas y por calidad del crudo hallado. Estos cambios redujeron el government take a un 62,80%.⁸

4.2 Principales características del contrato de asociación

⁸ **ECOPETROL S.A.**, Inercia, ideología nacionalista y los cambios de régimen contractual. Disponible en internet: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anos/esp/cap11-2.htm>

- Extensión. Se pacta con el asociado.
- Termino de exploración. Su duración inicial es de tres años con posibilidad de ser prorrogado anualmente hasta por tres años adicionales a solicitud de la asociada y con la debida aprobación por parte de Ecopetrol. Durante este periodo todos los trabajos exploratorios que adelante la compañía asociada para dar cumplimiento a los compromisos adquiridos a suscribir el contrato, corren por cuenta y riesgo de la misma. La información obtenida en el desarrollo de esta actividad debe ser entregada a Ecopetrol.
- Término de explotación. El periodo de explotación tiene una duración de 22 años. Sin embargo con una anticipación no menor a cinco años a la fecha de vencimiento del contrato, Ecopetrol y la Asociada podrán entrar a estudiar las condiciones para que esta última continúe con la operación con posterioridad al término de 28 años establecido como duración máxima del contrato.
- Regalías: valor fijo del 20%.

En Colombia, frente a los cambios en la situación energética mundial que se presentaron durante la vigencia de los contratos de asociación se realizaron las siguientes modificaciones:

- Distribución 50/50 (1974 hasta 1989): Después del pago de regalías se mantenía una relación constante del 50% para Ecopetrol y 50% para el asociado a lo largo de la explotación en los campos comerciales descubiertos.
- Distribución de producción acumulada (1990 hasta 1994): Establecen la distribución de la producción después de regalías, con base en la producción acumulada de cada contrato, iniciando con una distribución del

50% para cada parte, hasta alcanzar una distribución del 70% y 30%, con el mayor porcentaje a favor de Ecopetrol.

- Distribución con factor R: La distribución de la producción, después del pago del 20% de regalías, es del 50% para Ecopetrol y el otro 50% para la Asociada. Una vez la producción acumulada del contrato alcance los sesenta millones de barriles, la distribución de la producción se realiza de acuerdo con el factor de rentabilidad que tiene en cuenta la relación entre los ingresos y los egresos acumulados de la asociada.
- Contratos de riesgo compartido. Ecopetrol asume el 50% de las inversiones en exploración, mantiene su condición de operador tanto en exploración como en explotación y la distribución de la producción parte de la base el 50% para Ecopetrol o más, según la mejor oferta de las compañías invitadas y mantiene el principio del facto R.

Es necesario reconocer que el esquema de asociación fue la mejor medicina para salir de la crisis de 1973, año en el que el país inició una etapa como importador de hidrocarburos, y fue exitoso durante las dos primeras décadas de aplicación, de acuerdo a grandes descubrimientos como Apiay (1981), Caño Limón (1983), Cusiana (1989) y Cupiagua (1993), pero también hay que advertir que con el pasar de los años se convirtió en una política disuasiva para emprender proyectos en campos pequeños, mayoritarios en Colombia, en un ambiente de precios bajos y en una situación internacional en que otros países mejoraban sus condiciones y otros se abrían a la inversión privada.

En el periodo de asociación, anterior a 2003, cuando Ecopetrol definía la política del recurso, la empresa podía reservarse bloques, en algunos casos sin la capacidad de llevar a cabo las actividades exploratorias y de producción para su desarrollo, con capacidades técnicas limitadas y con

restricción de recursos de inversión. Cuando se asociaba, lo hacía sin correr el riesgo de exploración y, según el contrato, el porcentaje que quedaba en el país de la renta generada, incluyendo la empresa, podía inclusive superar el 80% para algunos proyectos, lo que llevó a perder competitividad y alejar la inversión en la década de los noventa.

La responsabilidad fiscal y de agente del desarrollo local que tuvo Ecopetrol ocasionó efectos positivos en el aumento del gasto público y en el desarrollo de las regiones petroleras, pero la llevó a asumir obligaciones que no le correspondían y a estar expuesta a consideraciones de diferente índole, ajenas a sus objetivos empresariales, a la hora de realizar inversiones.⁹

5. CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Este modelo de contratación aplica para los contratos que se suscriben como resultado de un proceso de asignación directa. En los casos de los procesos competitivos, el contrato que se suscribe es el que se publica y hace parte de los Términos de Referencia.

El nuevo modelo es un sistema de regalías/impuestos. El contratista desarrolla el programa de trabajo, que hace parte de los compromisos del contrato, con autonomía y responsabilidad exclusiva, es dueño de las facilidades. El contratista es dueño de los derechos de producción después

⁹ **ECOPETROL S.A.**, El ocaso del modelo de asociación. Disponible en internet: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anios/esp/presentacion2.htm>

de las regalías y eventualmente tendrá que hacer pagos a la ANH por los ingresos adicionales cuando el precio internacional del crudo de referencia exceda un nivel de activación. El contratista paga impuestos por ingresos, de acuerdo con la ley.

5.1 Duración, principales eventos y renunciaciones

Exploración: La duración del período de exploración es de seis años. El contratista puede continuar con los trabajos de exploración por cuatro años adicionales, sujeto a un programa adicional de exploración y a la devolución parcial del área. El período de exploración se divide en fases que son propuestas por el contratista.

Evaluación: Después de hacer un descubrimiento, el contratista define un programa de evaluación para ejecución durante uno o dos años, dependiendo del alcance del programa, con una eventual prórroga, en caso de justificarse. Potencialmente puede haber una extensión de dos años adicionales para descubrimientos de gas natural o de crudo pesado, para permitir planificación de proyectos complejos y desarrollo del mercado.

Explotación: Una vez se completen y se presenten a la ANH los resultados del programa de evaluación, el contratista decide si declarar o no la comercialidad. En el primer caso, esto define la iniciación del período de explotación. La duración del período de explotación para cada área de explotación individual es de veinticuatro años. El contratista tiene el derecho a prorrogar el período de la explotación, con sujeción al cumplimiento de tres requisitos básicos preestablecidos: producción regular, un proyecto activo de EOR o 'infill drilling' y un pago del 5% (gas) al 10% (crudo) de la producción.

Descubrimiento: Cualquier descubrimiento debe ser notificado a la ANH. El Ministerio de Minas y Energía define la extensión del descubrimiento.

Comercialidad: El contratista declara la comercialidad, para entrar en el período de explotación, una vez que los resultados del programa de evaluación sean presentados a la ANH.

Devolución de áreas: En general, si el contratista continúa explorando, y hay un programa de evaluación o un descubrimiento, se devuelve 50% del área al final del sexto año del período de exploración; en caso contrario se devuelve el 100%. Un 25% adicional, después de dos años de prórroga. Pueden acordarse contractualmente devoluciones parciales durante los seis años iniciales, sobre la base de bloque por bloque, dependiendo del alcance del programa de trabajo de exploración y del tamaño del área. El contratista tiene la opción de devolución total o parcial del área al final de cada fase de exploración.

5.2 Planes y programas de trabajo

Exploración: A la firma del contrato se acuerda un programa mínimo inicial de trabajo para el período de exploración, el cual puede ajustarse antes el comienzo de cada fase de exploración, dependiendo de los resultados de la exploración de la fase que termina. Habrá un programa posterior de exploración, en el caso de que el área se retenga después de los seis (6) años del período de exploración.

Evaluación: El contratista define el programa de trabajo para la evaluación de un descubrimiento. El contratista presentará el programa y sus resultados a la terminación. Se pueden aceptar hasta dos pozos de evaluación como cumplimiento de los compromisos de exploración.

Explotación: Se presentará un plan de explotación al comienzo de cada período de explotación. El contratista define el método de producción y procesos, el diseño de las facilidades y otros asuntos de desarrollo del campo. La ANH aceptará el plan, siempre y cuando cumpla con los requisitos de presentación formal y siga las buenas prácticas de la industria del petróleo. La ANH debe mantenerse actualizada sobre las modificaciones al plan. El plan de explotación con sus actualizaciones deberá incluir el plan de abandono.

5.3 Operaciones

Operaciones: El contratista es autónomo y responsable por la conducción de las operaciones, a su propio riesgo y costo. Hay una amplia flexibilidad para todos los asuntos operativos tales como selección de subcontratistas, presupuesto, programación, personal y otros. Se debe cumplir con los requisitos legales y seguir las buenas prácticas de la industria del petróleo, para todos los programas de trabajo y operaciones, incluyendo el abandono.

Seguimiento: El contratista informará a la ANH con regularidad acerca del desempeño de las operaciones y de la planificación y ejecución de los programas de los planes de exploración, evaluación y explotación de acuerdo a las buenas prácticas de la industria del petróleo. Esto incluye asuntos ambientales, de seguridad y comunitarios y contenido colombiano. La ANH puede hacer inspecciones y auditoria, para verificar que el contratista cumple con sus obligaciones.

Información: El contratista deberá entregar oportunamente toda la información de geología y de ingeniería de petróleos, de acuerdo con un manual.

Abandono: Obligación de observar las normas legales y las buenas prácticas de la industria internacional del petróleo. La obligación es garantizada por un fondo o por una garantía.

Transferencia de tecnología: El contratista efectuará transferencia de tecnología en especie, tal como capacitación, becas, patrocinio de investigaciones y similares.

5.4 Términos económicos

Producción: Todos los derechos de producción son para el contratista; y éste puede disponer de la producción, después de pagar una regalía en el punto donde los hidrocarburos tengan las especificaciones para transporte o uso.

Regalías: La ANH recibe las regalías que el contratista debe pagar. De acuerdo con la ley, estas regalías son una proporción de la producción bruta diaria con base en el promedio mensual; y se calculan por cada campo.

Pago a ANH: Para crudo liviano hay un pago mensual eventual a la ANH, cuando la producción acumulada está por encima de 5 mmbbls y cuando el precio internacional del crudo de referencia está por encima de un nivel de activación (trigger level). El pago es 30% de los ingresos en exceso reales del contratista. El ingreso en exceso es una proporción del ingreso bruto, en la misma proporción en que el precio internacional de referencia exceda el nivel de activación con relación al precio internacional de referencia pleno. El ingreso real del contratista es el valor de su producción en el punto de entrega. La fórmula para calcular el pago es la siguiente:

$$\text{Pagos a ANH} = \left[\begin{array}{c} \text{Valor real} \\ \text{en el punto de} \\ \text{entrega} \end{array} \right] X \left[\begin{array}{c} \text{Volumen real} \\ \text{del} \\ \text{contratista} \end{array} \right] X [(P - P_o)/P] X 30\%$$

Si la producción acumulada es mayor que 5 millones de barriles y $P > P_o$, donde:

P = Precio actual de crudo de referencia WTI

P_o = Precio de activación (trigger price) del crudo de referencia WTI

Cargos por uso del subsuelo: El contratista pagará un cargo por uso del subsuelo, por cada fase del período de exploración después de la primera fase, en promedio US\$0,75 por hectárea, dependiendo de la fase, el tamaño y la localización del área contratada, y un cargo durante el período de producción.

Activos: Todos los activos son de propiedad del contratista. En el caso de terminación del contrato antes de que el yacimiento se agote, existe transferencia ANH de activos esenciales incluyendo fondos/garantías ambientales y de abandono.

5.5 Asuntos administrativos:

Solución de conflictos: Mecanismo para solución directa de conflictos entre las partes y arbitramento legal en Colombia, en caso de que no pueda ser resuelto por las partes directamente.

Ley aplicable: Ley colombiana y sujeción a los tribunales colombianos, excepto para solución de conflictos.¹⁰

6. ANALISIS COMPARATIVO

Una vez revisadas las definiciones y parámetros de cada uno de los tipos de contratos planteados en esta monografía, se puede hacer énfasis en algunos aspectos fundamentales de cada uno de los contratos:

Para el contrato de Asociación, se puede destacar que los arrendatarios de los campos de producción, reciben solo una fracción del producto encontrado, no se tienen incentivos para adoptar mejores tecnologías y además, estos asumen todo el riesgo de exploración al no tener libertad de decidir sobre los planes de producción.

Para el contrato de Exploración y Producción, se puede destacar que han contribuido a la exploración y explotación de hidrocarburos, a través de la promoción y asignación de áreas por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Por ello se continúa con el seguimiento constante y la viabilización de las operaciones que desarrolla la industria petrolera en el país, por medio de la estrategia de la seguridad democrática y mecanismos como el acuerdo Gobierno-Industria, en el cual se trabajan básicamente los siguientes objetivos:

- Identificar obstáculos para una mayor actividad exploratoria y de producción.

¹⁰ **ECOPETROL S.A.**, Carta Petrolera edición 108 Abril – Mayo, [citado en 08 de Junio de 2013] disponible en internet:
http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm

- Identificar las estrategias para superar los obstáculos que afectan la exploración y producción.
- Impulsar la estrategia contra el mercado de los hidrocarburos ilícitos.
- Definir indicadores con una metodología para efectuar el seguimiento al trabajo del acuerdo.

Teniendo en cuenta los aspectos anteriormente planteados, se va a generar un análisis partiendo de las siguientes premisas:

- Análisis del marco Institucional de los actores reguladores.
- El esquema de las regalías.
- El panorama general de los contratos y sus repercusiones en las estrategias de explotación y exploración.

Respecto al marco institucional, se manifiesta que se pueden eliminar los conflictos de interés en Ecopetrol S.A. como socio y regulador al definir sus nuevos roles. Con este cambio institucional se genera una renta por actividad económica empresarial con inversión a través de los contratos de asociación. Por otra parte, con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos como nuevo ente regulador, se establece otro tipo de renta por propiedad de reservas a través de la asignación de los bloques de acuerdo a los contratos E&P.

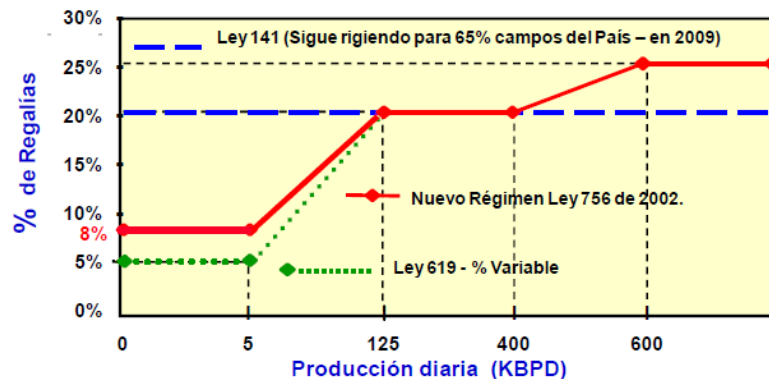
Con estos cambios y asignación de nuevos roles, los Contratos de Asociación se empiezan a regir por derecho privado y la viabilidad de extender o prorrogar la duración de los contratos celebrados por Ecopetrol S.A. fue ratificada por el Consejo de estado a través del concepto 1499 del 31 de julio del año 2003. Por otro lado, el nuevo modelo contractual de Exploración y Producción expresa que la inversión es privada y no es facultad de la ANH invertir, que se mejora el riesgo al inversionista y no hay

participación del estado ante un éxito exploratorio y se manifiesta una compensación para el estado en regalías e impuestos y se genera un ingreso adicional por ganancias extraordinarias.

Bajo los nuevos parámetros de negociación y de generación de ingresos al país, se debe tener en cuenta el tema de las regalías como insumo al análisis comparativo, partiendo del esquema de liquidación de las mismas. Para los contratos de Asociación, se tuvo en cuenta la ley 141 de 1994, en donde se estableció un porcentaje único para todo tipo de producción del 20% sin importar la escala. Aunque la fórmula es sencilla, el volumen de medición del volumen de producción en boca de pozo requiere una capacidad de fiscalización por parte del estado que no siempre es la adecuada. Así mismo, ni la definición del precio por unidad de volumen ni la determinación del porcentaje seguía criterios de optimización económica, lo que generó ineficiencias en términos de la explotación y optimización del recaudo.

Con el crecimiento de la producción y la necesidad de crear incentivos a la exploración hicieron que el criterio inicial se atara al tamaño de la producción de acuerdo a la Ley 619 y 756 la cual adopta el contrato E&P. Por consiguiente hoy existe una estructura escalonada en la liquidación de regalías.

Grafico 1. Esquema de tasas de regalías según la ley



Fuente: DNP, con base en las leyes.

Un punto importante en el tema de las regalías es el recaudo en especie de las mismas. Actualmente, las regalías del estado le pertenecen ANH, quien a su vez las vende a Ecopetrol S.A. a través de contrato de compraventa. La mayoría de las regalías en especie de los contratos de Asociación son entregadas por oleoducto, y digamos que los dueños de los activos tienen un mayor control sobre las mismas, al ser éstas las que tienen prioridad en la asignación de los cupos a través de la aprobación mensual de las nominaciones. Pero la mayoría de las regalías de los contratos E&P a excepción de las monetizadas, se recaudan por carro taques. Aunque se podría decir que las asignaciones de los bloques la ANH ha aumentado con el descubrimiento de nuevos campos, las regalías recaudadas en vehículos ha traído algunas consecuencias en el manejo de las mismas:

- Presencia de eventos de fuerza mayor como manifestaciones o paros, los cuales obstaculizan el recaudo de las regalías en algunas

ocasiones, generando para Ecopetrol S.A. una posible disminución en sus ventas.

- El volumen que el operador entrega anticipadamente, antes que se tengan las formas ministeriales puede ser variable en el tiempo, lo que ocasiona que el operador pueda tener saldos pendientes con Ecopetrol S.A. Este tema impacta en las nominaciones de los puntos de destino de las regalías y además impacta en la toma de acciones y decisiones frente a un posible campo que después de cierto tiempo se declare como seco.
- El operador de los campos (asignado por la ANH) puede entregar las regalías de acuerdo al comportamiento de su producción en el tiempo. Cabe aclarar que mensualmente se causan los volúmenes de regalías, los cuales Ecopetrol S.A. paga a la ANH de acuerdo al contrato existente, pero por las condiciones operativas, debe velar en el interior de Ecopetrol S.A que la logística sea efectiva garantizando las condiciones específicas de las estaciones donde se deben descargar.
- El diligenciamiento de las Guías Únicas de Transporte por parte de los operadores de los campos E&P. Este diligenciamiento debe ser óptimo de acuerdo a los requerimientos por ley, pero se ha evidenciado que un mal diligenciamiento le puede ocasionar sobre costos a Ecopetrol S.A. por concepto de stand by.

Para finalizar, pasemos al análisis del panorama general, lo cual repercute en los parámetros establecidos para cada uno de los contratos descritos en esta monografía.

Frente al tema de exploración en el país, se tiene en cuenta unas metas establecidas, en donde se encuentran importantes proyectos de inversión

para la adquisición de sísmica y la realización de estudios geológicos que ayuden a la identificación de potenciales descubrimientos hidrocarbúrferos en el país.

En el caso de Ecopetrol S.A., los aspectos fundamentales de la actividad exploratoria durante 2009 fueron los resultados sobresalientes de las campañas de delimitación llevadas a cabo por las compañías asociadas. En particular, se destacan los avances en Rubiales (Llanos), Moriche (Valle Medio del Magdalena) y complejo Pauto (Piedemonte Llanero), que fueron claves para la incorporación de 63 MBPE, de nuevas reservas certificadas durante el año 2009. Además, una de las estrategias por parte de Ecopetrol S.A. es la producción de crudos pesados, reflejadas en la inversión del campo Rubiales, que no solo incluye la actividad de perforación, sino también que incluye proyectos que apoyan el desarrollo actual y futuro del campo. En la parte de producción, este tipo de contratos está generando continuidad con la producción de crudos pesados y también es importante destacar el compromiso favorable en la producción de campos maduros con inyección de agua, especialmente, los campos Casabe y La Cira Infantas. Adicionalmente, los contratos de Asociación tienen retos que buscan que se incremente el porcentaje de inversión del socio, que se compartan los costos de abandono, que se siga pagando por parte del socio la utilización de las facilidades existentes y que la duración sea hasta el límite económico del campo.

Frente a los contratos de Exploración y Producción de la ANH, desde su creación hasta el 31 de diciembre del año 2013, se han firmado 351 contratos:

Tabla 2. Evolución firma de contratos E&P a diciembre 31 de 2013

Año	ANH (E&P)
2013	2
2012	46
2011	67
2010	7
2009	58
2008	43
2007	44
2006	32
2005	31
2004	21
TOTAL	351

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Los retos del contrato de Exploración y Producción de la ANH son básicamente continuar con una promoción internacional intensiva en las ventajas comparativas del país, mantener el ritmo de actividad exploratoria y de producción y a través de la firma de los mismos con la asignación de áreas en las rondas, profundizar en el conocimiento geológico del país, para consolidar la autosuficiencia petrolera en el año 2020. La ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años. En los primeros tres años de cada ciclo, los proyectos reunirán información técnica de cada cuenca sedimentaria, lo cual se analiza e interpreta a través de proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo. En el año 2009 se perforaron aproximadamente 49 contratos E&P

Aunque las estrategias apuntan al aumento de las reservas de crudo y la inversión extranjera, se puede observar de acuerdo a las cifras establecidas en la ANH, que la producción de los campos Asociados y Directos operados por Ecopetrol S.A. son más altos que los datos de producción de los campos que tienen contratos E&P. A continuación se relacionan los datos del año 2012, porque los datos del año 2013 aún se encuentran en revisión:

Tabla 3. Producción a diciembre 31 de 2012

	2012												Promedio diario anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	819	780	827	839	828	825	819	790	835	838	851	860	944
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	121	119	120	117	107	110	116	121	121	123	119	124	
Producción crudo total (kbpd)	940	899	947	956	935	935	935	911	956	961	970	984	

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Adicionalmente, de acuerdo a las resoluciones mensuales generadas por la ANH, se puede evidenciar que en una liquidación de regalías se causan aproximadamente cuatro millones de barriles, de los cuales las regalías correspondientes a los campos que tienen contratos E&P corresponden aproximadamente al 7 % del valor total. Aunque este tipo de contrato fomenta la construcción de un abastecimiento energético, el volumen de producción no es lo suficientemente sostenible frente a los campos que actualmente se manejan por un contrato de Asociación, esto se debe a que los campos asociados son más antiguos y las cuencas han generado mayor volumen de producción.

Por último, para poder culminar con el análisis de los diferentes tipos de contratos, se tendrá en cuenta la opinión del profesor de la Escuela de Ingeniería de Petróleos de la Universidad Industrial de Santander Oscar Vanegas (Negro Futuro 1. Publicación inédita. 2014): Lo que hoy se presenta en la industria petrolera nacional, como el estar produciendo un millón de barriles diarios o recibir cerca de siete billones de pesos en regalías al año, no es el fruto de los cambios hechos por el Decreto Ley 1760 de 2003, sino producto del aumento en los precios internacionales del petróleo, la producción incremental y de crudo pesado de los campos maduros que se descubrieron a través de los contratos de asociación, firmados por Ecopetrol antes del 31 de diciembre de 2003; es decir, del millón de barriles diarios que hoy se producen, 830 mil provienen de contratos de asociación o campos maduros, y 170 de contratos firmados a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos desde el primero de enero de 2004.

En contexto se deben separar las inversiones, los descubrimientos, la producción, la participación para el Estado en la renta petrolera y las demás variables económicas de los contratos de concesión firmados por la ANH, de lo logrado con los contratos de asociación firmados hasta el 31 de diciembre de 2003 a través de Ecopetrol.

El análisis está hecho a partir de la información entregada directamente por la ANH al Senador Jorge Robledo, el pasado 16 de diciembre de 2013 (radicado 20136240118022). Según dicha información, desde 2004 la ANH ha adjudicado 157 bloques para exploración y producción (E&P) mediante Asignación Directa, 194 mediante proceso competitivo (Rondas y Mini rondas), también para E&P; y 97 bloques para Evaluación Técnica (TEA), de los cuales 22 están aún vigentes; para un total de 373 bloques o contratos firmados.

CONCLUSIONES

- Desde el análisis comparativo realizado entre los dos contratos que han regido el panorama hidrocarburífero de Colombia, lo que siempre se ha buscado es fortalecer el sector petrolero en cabeza de Ecopetrol S.A. la empresa estatal el estado colombiano como uno de los poderes del estado. Los Estados actúan en el escenario internacional en función del poder, pero no del poder por el poder, sino del poder como medio para la consecución de los intereses nacionales del Estado y la reserva de hidrocarburos es una de las principales herramientas. Dichos intereses nacionales son producto de la proyección histórica del destino colectivo de una nación producto de la interacción de la población con las determinantes geográficas del espacio en el que se desarrolla y la calidad del gobierno que los dirige. Por tal razón, la construcción efectiva de la nación va a depender de la efectividad con que se articulen los múltiples intereses en todas las esferas de acción de la vida del estado.
- La importancia de la implementación de los contratos E&P en Colombia radica en la contribución al aumento y fortalecimiento de la participación de múltiples compañías nacionales e internacionales en el ámbito nacional y las campañas exploratorias que fomenta la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), y en esa medida aumentan las perspectivas de ubicar nuevos yacimientos en el territorio nacional articulando de algún modo los intereses que persigue la ANH al proceso de construcción de los intereses nacionales del estado y la consolidación del autoabastecimiento energético; por eso los contratos E&P priman no como un derecho sino como un deber de las empresas petroleras con el estado,

aportando lo mejor de su espíritu a la conformación de dicho objetivo he implementado las buenas prácticas de la industria del petróleo.

- Ante la coyuntura actual que vive el país para la búsqueda de nuevas reservas de hidrocarburos, se puede concluir que la implementación del contrato E&P probablemente aumente y fortalezca la misión exploratoria en el país, con un posterior crecimiento de las reservas probadas en el territorio nacional; esto contribuye a la consolidación del autoabastecimiento de combustibles líquidos, acorde a lo establecido en código de petróleos, acompañado con la modernización de las refinerías colombianas que aumentaran su capacidad de procesamiento para la obtención de productos más valiosos como los destilados medios, donde se encuentra la gasolina motor y teniendo en consideración que primero se deberá atender la demanda de combustibles interna con óptima calidad antes que el comercio internacional de crudo. Pero se debe tener en cuenta que aunque los campos productores aumenten, las reservadas en su gran mayoría se encuentran en los campos que tienen contratos de Asociación.

BIBLIOGRAFIA

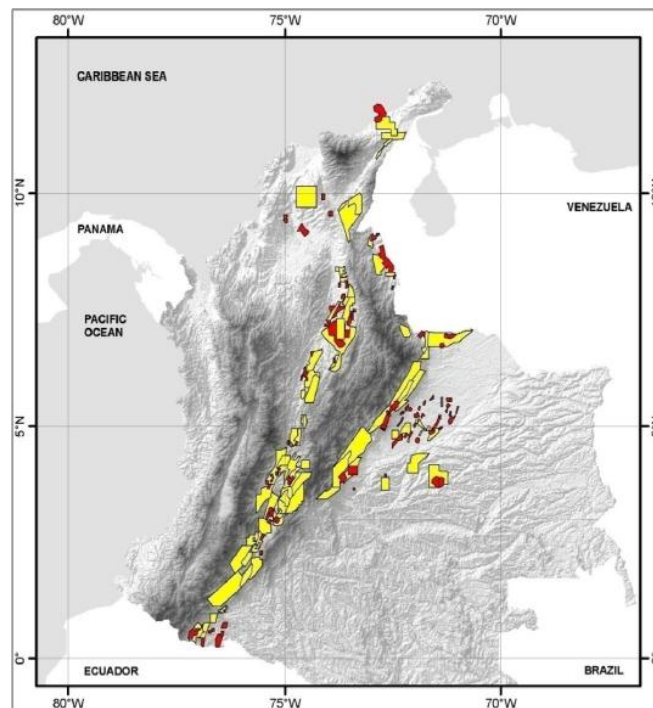
- ANH, Historia disponible en internet: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Paginas/historia.aspx>
- COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Decreto 1760. (26 de Junio de 2003) Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad. Promotora de Energía de Colombia S.A. http://www.anh.gov.co/media/ANH/Decreto_1760_2003.pdf
- COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 181495 del 02 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
- ECOPETROL S.A., Carta Petrolera edición 108 Abril – Mayo, [citado en 08 de Junio de 2013] disponible en internet:
- ECOPETROL S.A., Carta Petrolera edición 108 Abril – Mayo, [citado en 08 de Junio de 2013] disponible en internet:
- ECOPETROL S.A., El ocaso del modelo de asociación. Disponible en internet: <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anios/esp/presentacion2.htm>
- ECOPETROL S.A., Inercia, ideología nacionalista y los cambios de régimen contractual. Disponible en internet:
- ECOPETROL S.A., Libro 60 años Capitulo 10 Auge y Legado del contrato de Asociación. Disponible en internet:
- <http://es.scribd.com/doc/55591137/Resolucion-181495-Del-2-de->

Sept-de-2009

- http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm
- http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera108/rev_colaboracion.htm
- <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anios/esp/cap10-1.htm>
- <http://www.ecopetrol.com.co/especiales/Libro60anios/esp/cap11-2.htm>
- ICONTEC. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 1486. Sexta actualización.
- ICONTEC. Referencias bibliográficas. Contenido, forma y estructura. NORMA TECNICA COLOMBIANA NTC 5613.
- NOTAS PERSONALES. Módulo de Instituciones Jurídicas de la Especialización en Gerencia de Hidrocarburos en la UIS realizado en Diciembre de 2012 Bogotá.

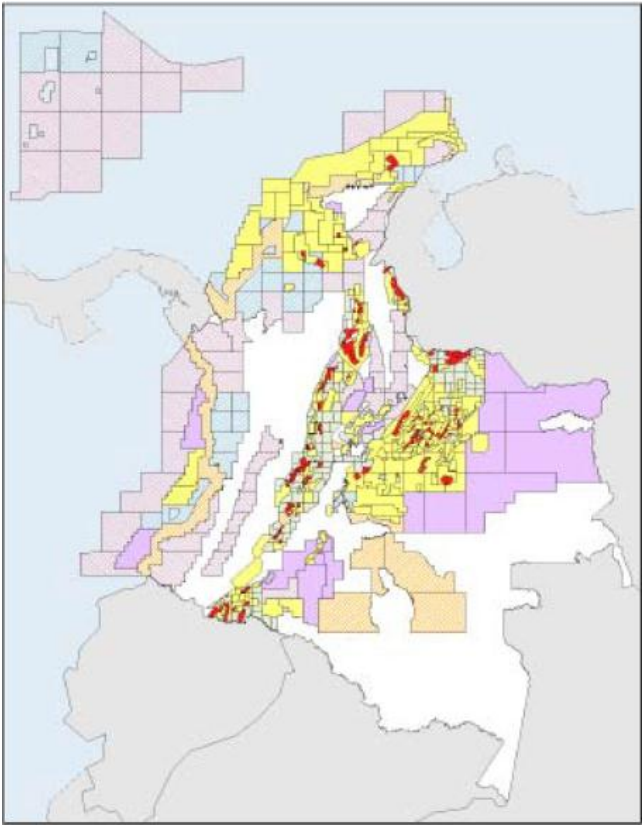
ANEXO A

Anexo A. Mapa de tierras a Diciembre 2003



EXPLORACIÓN	6.634.383
PRODUCCIÓN	1.420.437
TEA	0

Anexo B. Mapa de tierras a Enero 2010



EXPLORACIÓN	22'324.263
PRODUCCIÓN	2'021.233
TEA	17'207.085