

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTRATACIÓN EN EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS IMPLEMENTADO EN COLOMBIA POR
LA ANH, PERIODO 2004 – 2012.**

ANDREA VIVIANA BACCA GONZÁLEZ



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTRATACIÓN EN EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS IMPLEMENTADO EN COLOMBIA POR
LA ANH, PERIODO 2004 – 2012.**

ANDREA VIVIANA BACCA GONZÁLEZ
Trabajo de grado para optar al título de
INGENIERA DE PETRÓLEOS

Director

OSCAR VANEGAS ANGARITA
INGENIERO DE PETRÓLEOS



UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2015

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo de grado fue hecho bajo la supervisión del Ingeniero Oscar Vanegas Angarita, a quien expreso mi más profundo agradecimiento y admiración por haber hecho posible la realización de este estudio, además por su tiempo, paciencia y dedicación.

A mis padres que son la columna vertebral de mi vida, por estar ahí de manera incondicional por su amor y apoyo más grande durante mi educación universitaria, por el gran ejemplo, por enseñarme cada día que debo luchar porque lo quiero sin importar las circunstancias y el tiempo.

A mi hermano, quien es uno de mis motores que me impulsan para ser mejor cada día, y siga mis mejores pasos.

Al gran amor de mi vida a quien amo tanto, y que agradezco por su amor incondicional que cada día me mostro a su manera lo importante que soy en su vida, de quien aprendí el verdadero amor y me ayudo a entender que siempre debía luchar a pesar de los mil obstáculos que se presentaran a creer en mí, pero sin olvidar siempre ir de la mano de Dios,

A papito Dios, porque cada día me muestra de diferentes maneras el gran amor que tiene por mí, por darme sabiduría para definir cada momento de mi vida y guiarme por el camino que él trazó para mí y a no desviarme,

A mi tía Koki que con su ejemplo y su sabiduría me apoyó cada día de este sueño, por brindarme su amor, animándome a seguir adelante para alcanzar mis metas, también por traer a nuestras vidas a Mariana que vino a llenar de luz y de amor a mi familia. A todos mis tíos por darme ánimo para culminar mi proyecto.

A mi gran amigo Andrés Anaya quien estuvo incondicionalmente en este trayecto, mil gracias por el tiempo y cariño,

A mi mejor y única amiga a quien quiero con mi corazón, Silvia Natalia que a pesar de la distancia siempre estuvo ahí para mí incondicionalmente.

A todos esos compañeros que de una u otra manera aportaron un granito de arena para culminar este sueño, esta gran meta ser Ingeniera de Petróleos, mil gracias.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. HISTORIA DE LA CONTRATACIÓN EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.....	16
1.1 PERIODO DE LAS CONCESIONES EN COLOMBIA	17
1.1.1 extensión.....	19
1.1.2 término de exploración.....	19
1.1.3 término de explotación.....	19
1.1.4 regalías.	20
1.1.5 agotamiento.	20
1.1.6 impuesto de renta y complementarios.	20
1.2 LA CREACIÓN DE ECOPETROL.....	21
1.3 EL CONTRATO DE ASOCIACIÓN	24
1.4 LA CONCESIÓN MODERNA.....	27
2. TÉRMINOS CONTRACTUALES Y FISCALES DEL CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P) EN COLOMBIA.....	29
2.1 DERECHOS ECONÓMICOS POR USO DE SUB-SUELO EN ÁREAS DE.....	30
2.2 DERECHOS ECONÓMICOS POR USO DE SUB-SUELO EN ÁREAS DE.....	31
2.3 DERECHOS ECONÓMICOS POR PRECIOS ALTOS	31
2.4 DERECHOS ECONÓMICOS EN PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	33
2.5 TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	33
2.6 DEVOLUCIONES DE ÁREAS	33
2.7 REGALÍAS	34
2.8 IMPUESTOS.....	35
2.9 MULTAS	35
2.10 TERMINACIONES DEL CONTRATO	36
3. RESULTADOS ECONÓMICOS Y FISCALES	37

3.1 STATE TAKE DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN ESTÁNDAR	39
3.2 STATE TAKE DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN 70/30.....	40
3.3 STATE TAKE DE LA CONCESIÓN MODERNA.....	41
3.4 ANÁLISIS GLOBAL AL NUEVO SISTEMA CONTRACTUAL DE E&P DESPUÉS DE 10 AÑOS DE IMPLEMENTADO	45
3.5 STATE TAKE EN OTROS PAÍSES DE SUDAMÉRICA.....	48
4. RESULTADOS SOCIALES Y AMBIENTALES	57
5. CONCLUSIONES	63
6. RECOMENDACIONES.....	65
BIBLIOGRAFIA.....	68
ANEXOS	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Concesiones Vigentes	21
Tabla 2. Factor Calculo Derecho Económico - Valor Por Fase En U\$/ Hectáreas.	30
Tabla 3. Factor Calculo Precios Altos	32
Tabla 4. Porcentaje Participación -Precios Altos	32
Tabla 5. Base Calculo Regalías.....	34
Tabla 6. Producción De Petróleo En Colombia A 31 De Diciembre De 2014	55

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Liquidacion de regalías	26
Figura 2. State take contrato de asociación estándar	38
Figura 3. Renta petrolera y state take concesión moderna.....	39
Figura 4. State take del contrato de asociacion estandar	40
Figura 5. State take del sistema 70/30.....	41
Figura 6. State take de la nueva concesión	42
Figura 7. State take en ecuador.....	49
Figura 8. State take en bolivia.....	50
Figura 9. State take en venezuela	51
Figura 10. State take en argentina.....	52
Figura 11. State take en peru	53
Figura 12. State take en brasil antes de partilha.....	54
Figura 13. State take actual en brasil.....	54

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Solicitud de infoemacion.....	69
Anexo B. Resolucion n° 18 1706 de diciembre 23 de 2003	79
Anexo C. Informacion detallada sobre los contratos petroleros que suscribe la anh	83
Anexo D. Campos descubiertos e&p con declaración de comercialidad	103
Anexo E. Campos descubiertos en contratos e&p en evaluación.....	105
Anexo F. Contrato e inversion.....	107
Anexo G. Campos de contratos e&p no comerciales.....	111

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DEL SISTEMA DE CONTRATACIÓN EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS IMPLEMENTADO EN COLOMBIA POR LA ANH, PERIODO 2004 – 2012.*

AUTORES: ANDREA VIVIANA BACCA GONZALEZ**.

PALABRAS CLAVE: Política petrolera, sistema contractual, contrato de E&P, State Take, ANH, ECOPETROL.

DESCRIPCIÓN:

Después de una década de haberse creado la (ANH), mediante la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, es necesario hacer un análisis claro y preciso del régimen contractual en exploración y producción que se implementó desde 2004 en Colombia, entendiendo sus pros y sus contras; cuantificando sus resultados, y comparándolos con otros regímenes de fiscalización petrolera en Suramérica.

Es también necesario conocer cómo está Colombia en el entorno internacional en cuanto a las variables que hacen atractivo un país para los inversionistas extranjeros, justificándose o no la actual participación del Estado en la renta petrolera (State Take); pues se afirma que es el más bajo de Latinoamérica porque no es un país petrolero, por lo cual no hay grandes multinacionales explorando en Colombia. También se dice que el poco interés de las multinacionales hace que las grandes inversiones exploratorias y en infraestructura las tenga que hacer Ecopetrol S.A, justificándose su privatización.

La evaluación de la política petrolera actual podrá llevar a propuestas como la aprobación de una nueva legislación petrolera; una ley orgánica de hidrocarburos.

Hoy la ANH es la responsable, y no el Congreso de la República –como ocurre en todos los países petroleros del mundo-, de la formulación del sistema contractual para la exploración y explotación de hidrocarburos, volviendo desde el año 2004 al sistema concesionario, el cual se pretende analizar a través de este estudio.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. Oscar Vanegas Angarita.

ABSTRACT

TITLE: EVALUATION OF THE HYDROCARBONS EXPLORATION AND PRODUCTION CONTRACT SYSTEM, IMPLEMENTED BY THE ANH IN COLOMBIA, 2004-2012 PERIOD.

AUTOR: ANDREA VIVIANA BACCA GONZALEZ

KEY WORDS: OIL POLITICS, CONTRACT SYSTEM, E&P CONTRACT, STATE TAKE, ANH, ECOPETROL.

DESCRIPTION:

One decade after the creation of the ANH decreed by the 1760 law in 2003, it is necessary to make a clear and precise analysis of the exploration and production contractual regime implemented in Colombia since 2004, understanding pros and cons, quantifying its results, and comparing it with other control regimes in South America.

It is also necessary recognize the actual position of Colombia internationally regarding to the variables that makes a country attractive in terms of foreign investment. Therefore its participation in the oil rent (State Take) could be justified, because it is affirmed that Colombia is not considered an Oil Country and for that reason there are no worldwide companies doing or willing to do exploration in Colombia. This lack of interest makes ECOPETROL the only one company investing huge amounts of money in exploration and infrastructure justifying with this its privatization.

The evaluation of the actual oil politics could lead to put forward several proposes as the approval of a new oil legislation, a unique hydrocarbons organic law.

Nowadays the ANH instead of the Congress -as occurs in all the Oil countries- is responsible of the formulation of the contractual system for the oil and gas exploration and exploitation through a concessions scheme going back to 2004. This study pretends to analyze this scheme in detail.

Trabajo de grado

** Facultad de Ciencias Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ing. Oscar Vanegas Angarita.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo es una de las más interesantes e importantes a nivel mundial, dado que los hidrocarburos y sus derivados son de vital importancia para el desarrollo económico y social de la civilización. Las naciones cada día se esfuerzan por el fortalecimiento de sus políticas petroleras para ofrecer una buena oportunidad a los inversionistas y para salvaguardar los beneficios de su estado.

Este estudio contiene un análisis histórico, fiscal, social y ambiental de los sistemas de contratación para exploración y producción de hidrocarburos que se han utilizado dentro de la política petrolera colombiana; y desde el punto de vista de la renta petrolera se hace una comparación cuantitativa con otros países petroleros suramericanos.

En el primer capítulo el análisis histórico está realizado bajo una visión económica y legal, profundizando en los sistemas contractuales de los últimos tres lustros, y enfocándolo en el papel que han jugado los gobiernos de turno, en el sentido de favorecer a los inversionistas privados y a las multinacionales.

En el segundo capítulo se describen los términos contractuales y fiscales del contrato de Exploración y Producción (E&P) vigente en Colombia, permitiendo identificar los criterios mínimos que se deben considerar en el momento de tomar la decisión para desarrollar un proyecto de inversión petrolera en este país.

En el capítulo tres se hace un análisis cuantitativo y cualitativo de los resultados económicos y fiscales del sistema concesionario actual, y se compara con el de otros países petroleros de Suramérica, brindando la oportunidad de conocer la filosofía implementada como política petrolera para incentivar la inversión extranjera

en esta industria en Colombia, haciéndola más atractiva que en otros países de la región, a partir de mejores condiciones fiscales e incentivos tributarios.

En el cuarto capítulo se analizan los impactos sociales y ambientales que se están generando con la actual política petrolera en Colombia.

Finalmente, como conclusión y recomendación se propone llevar al Congreso una ponencia de ley orgánica de hidrocarburos con un nuevo sistema contractual, basado en los análisis hechos en los capítulos precedentes, buscando que el país siga siendo atractivo para el inversionista y obtenga una mejor participación en la renta petrolera.

El análisis realizado en este trabajo permite observar y concluir que los regímenes contractuales en E&P de hidrocarburos en Colombia están enmarcados dentro del contexto internacional, teniendo sus pros y sus contras, donde se priorizan los beneficios para el inversionista privado, lo cual permite al lector comprender y responderse los siguientes interrogantes: ¿por qué el “State Take” en Colombia es el más bajo de Latinoamérica?; ¿por qué no es un país petrolero?; ¿por qué no hay grandes multinacionales explorando?; ¿por qué las grandes inversiones las hace y las tiene que seguir haciendo Ecopetrol S.A?; ¿por qué no es conveniente seguir privatizando Ecopetrol?; ¿por qué la importancia estratégica de fortalecer la Agencia Nacional de Hidrocarburos o devolverle la administración del subsuelo y la responsabilidad de definir el modelo contractual a Ecopetrol?; ¿por qué no hay una bonanza petrolera real?; ¿por qué importaremos gas desde el próximo año y petróleo desde el 2017?; y, sobre todo, ¿por qué necesitamos con urgencia aprobar una Ley Marco de Hidrocarburos?.

1. HISTORIA DE LA CONTRATACIÓN EN EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

El nacimiento de cada uno de los sistemas contractuales tiene su razón de ser en procesos históricos, que nos muestran una serie de elementos reales, esenciales para entender y diferenciar cada uno de tales sistemas.

En general, todos los sistemas de contratación petrolera en el mundo evolucionaron desde sus raíces básicas hacia modelos menos rígidos que proporcionan una mayor flexibilidad en la negociación de sus términos.

Se podría afirmar que existen dos corrientes históricas que marcan la evolución entre los diferentes regímenes petroleros: primero está el llamado "régimen de licencias", en el cual el Estado concede derechos a los particulares sobre sus hidrocarburos, bien sea en forma exclusiva o asociándose con ellos, para llevar a cabo las operaciones; y la otra corriente, conocida como la del "régimen contractualista"¹.

Dentro de los "regímenes de licencia" podemos encuadrar a aquellas naciones que tienen un sistema de Concesión; dentro del otro régimen se encuentran los Contratos de producción compartida, los Joint Venture (Contratos de Asociación) y los Contratos de Servicios.

¹ Johnston Daniel, "International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts"

1.1 PERIODO DE LAS CONCESIONES EN COLOMBIA

Es la más antigua forma de contratación petrolera en el mundo. Las primeras concesiones fueron firmadas a finales del siglo antepasado, con las compañías que dieron origen a las que ahora son las más grandes multinacionales.

En Colombia, desde el decreto expedido el 24 de octubre de 1828 por el libertador Simón Bolívar, las minas y los recursos minerales del subsuelo son propiedad de la Nación. Propiedad ratificada en las constituciones de la Nueva Granada de 1832 y de la Confederación Granadina de 1858; pasando a ser propiedad de La Unión (La República) durante la vigencia de la constitución de los Estados Unidos de Colombia de 1863; para luego volver a ser propiedad de la Nación a partir de la Constitución de 1886. Sin embargo, mediante la Ley 38 de 1887 se transfiere el dominio de la minas de propiedad de la Nación a particulares; lo cual estuvo vigente hasta la expedición de la Ley 30 de 1903, donde queda explícito que “se consagra el petróleo como un mineral propiedad de la Nación”, y que para su explotación debería celebrarse contrato con la rama ejecutiva, el cual debería ser autorizado por el Congreso.

La Ley 110 de 1912 clasifica los depósitos de petróleos como minas adjudicables a particulares; la cual fue derogada mediante la Ley 75 de 1913, estableciendo que la explotación del petróleo podría hacerse a través de contratos aprobados por el Congreso. A partir de la Ley 120 de 1919 los contratos para la explotación de petróleo vuelven a ser adjudicados por el ejecutivo, y queda claro que el subsuelo es propiedad de la Nación, sin perjuicio de los derechos adquiridos por terceros. Desde esa fecha no se volvió a titular propiedades de baldíos a particulares con derecho al subsuelo, y quienes conservaron el derecho del subsuelo, perdieron la propiedad del hidrocarburo a partir de la Ley 20 de 1969. Solo lo conservaron quienes antes de entrada en vigencia esta última Ley, ya habían descubierto petróleo a partir de los métodos establecidos mediante la misma ley; métodos o

tecnologías aclaradas mediante la Ley 97 de 1993. La Constitución vigente de 1991 en su Artículo 332 consagra la propiedad del subsuelo por parte del Estado.

Hacia el año de 1883 se perfora el primer pozo petrolero en Colombia. Fue el pozo Tubará, cerca al municipio de Barranquilla (Atlántico)². La primera concesión petrolera oficialmente otorgada por la Nación para la exploración y explotación de petróleo y carbón entre el Golfo de Urabá y la Guajira, fue la firmada con Jorge Isaacs (autor de María – legendaria novela, obra literaria insigne de las letras castellanas), el 19 de julio de 1886, según consta en el Diario Oficial número 6.722³. Esta concesión posteriormente pasó a manos de Lisímaco Isaacs, quien en 1893 la traspasó a The Santa Marta General Oil and Timber Co; empresa que finalmente, después de dos nuevos plazos, la traspasa a la Pan American Investment Co. de Washington. Ninguno de ellos adelantó trabajos. En 1904 el Estado adquirió los derechos de esta concesión a través de una transacción económica que no se hizo efectiva, y en 1908 la declaró caduca⁴. En 1912 las viudas e hijos de los hermanos Isaacs recibieron de la Nación la suma de \$60.000 por la cesión de derechos, según consta en el Diario Oficial número 14.581.

La primera concesión donde formalmente se adelantaron trabajos, la firmó el gobierno con el señor Roberto De Mares, quien en representación de una compañía canadiense, filial de la Standard Oil, suscribió la Concesión Armella-De Mares (valle inferior del Magdalena), a finales del siglo XIX (año 1896)⁵. Con este contrato se dio inicio a la industria petrolera en Colombia, pues se abrió el espacio para la tecnificación de la exploración; llegaron petroleros de afuera (norteamericanos de experiencia), que para 1909 ya habían perforado dos pozos.

² Pérez Víctor Eduardo y Bueno Salazar Rafael “El Petróleo en Colombia”. Ecopetrol 50 años.

³ Bendeck Olivella Jorge. “Ecopetrol, Historia de una gran Empresa”

⁴Ibíd.

⁵ Pérez Víctor Eduardo y Bueno Salazar Rafael “El Petróleo en Colombia”. Ecopetrol 50 años.

En uno de ellos se encontró petróleo de excelente calidad a una profundidad entre 500 y 1000 pies, pero en pequeños volúmenes; y en el otro, Tubará No. 2, se encontró condensado a 1500 pies, pero tampoco fue comercial.

El contrato de concesión en general era bastante rígido y consistía en que la nación otorgaba a un particular un área determinada para explorar y explotar petróleo. Su filosofía consistía en entregar a las compañías el derecho exclusivo a buscar, obtener, explotar, desarrollar, disponer para la venta, transportar, exportar y vender el petróleo y las sustancias derivadas, sobre grandes extensiones territoriales, por largos períodos, a cambio de regalías y algunos impuestos. El Gobierno no tenía participación en la administración de las operaciones ni aportaba capital de riesgo.

Las principales características de los contratos de Concesión eran las siguientes:

1.1.1 Extensión. El área que se otorgue debía ser mínima de 5.000 hectáreas y máxima de 50.000. En los territorios situados en la zona oriental, es decir, al este y sureste de la cima de la cordillera oriental, esta extensión podía llegar hasta 200.000 hectáreas.

1.1.2 Término de Exploración. El término inicial para desarrollar las actividades exploratorias era de cinco años, con prórrogas ordinarias de tres años y extraordinarias de otros tres. En la zona oriental era de siete años, con las mismas prórrogas antes mencionadas.

1.1.3 Término de Explotación. Vencido el plazo de exploración, el concesionario, si encontró petróleo, debía poner en producción el campo durante un lapso de 30 años, prorrogables por diez años más, si el descubrimiento ocurría al occidente de la cordillera oriental; y de 50 años, prorrogables a veinte años más (como ocurrió con Yalea), si el descubrimiento ocurría al oriente. Al expirar estos períodos, las concesiones revierten gratuitamente al Estado con todas sus instalaciones.

1.1.4 Regalías. El concesionario pagaba una participación, en especie o en dinero a voluntad del gobierno, que fluctuaba entre 3 y 14.5 por ciento del producto bruto explotado, de acuerdo con la distancia entre el campo de producción y el puerto de embarque. El porcentaje aumenta a medida que el campo está más cerca del puerto de embarque.

1.1.5 Agotamiento. El concesionario tiene derecho a una deducción anual por agotamiento con base en un porcentaje fijo igual al 10% del valor bruto del producto material extraído del yacimiento o yacimientos que estaban en explotación. Este porcentaje no podía exceder en ningún caso el 20% del total de la renta líquida fiscal del contribuyente, computada antes de hacer las deducciones por agotamiento. Algunas compañías petroleras firmaron Contratos de Concesión con base en el Decreto Ley 2140 de 1955, que estableció una deducción anual ordinaria del diez por ciento y una especial del quince por ciento cuando se invertía cada año no menos de US\$800.000 en actividad exploratoria.

1.1.6 Impuesto de Renta y Complementarios. El concesionario paga impuestos sobre renta y complementarios, derechos de aduana, etc.

Después de la Concesión Armella-De Mares vinieron más contratos, como las Concesiones De Mares y Barco. Con la De Mares (para el valle medio del Magdalena) se marcó la pauta de la exploración y se dio el verdadero inicio al desarrollo de la industria petrolera en Colombia.

Este sistema concesionario rigió hasta 1974 cuando el presidente Alfonso López Michelsen expidió el Decreto Ley 2310, por medio del cual se abolió.

Luego de la abolición de las Concesiones, a los concesionarios se le respetaron los derechos hasta la fecha de reversión, y es así como en la actualidad aún existe una vigente extendida por 20 años más por el presidente Uribe en 2003, la cual es:

Tabla 1. Concesiones Vigentes

Número	Nombre	Empresa	Fecha Final	Regalía
2162	Yalea	Perenco	05 - 03 - 2.023	11.5 %

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Desde el punto de vista histórico es bueno aclarar que si no hubiera sido por la inversión extranjera, sus tecnologías y sus conocimientos, no se hubiera desarrollado esta industria en Colombia. Fue un costo que se tuvo que pagar. Y obviamente, fue necesario entregarles, hace un siglo, y mediante sobornos a congresistas y chantajes al gobierno nacional (amenaza de invasión y el no pago de la indemnización por los trabajos del canal de panamá)⁶, las primeras concesiones: De Mares y Barco, donde solo pagaban impuestos y regalías inferiores al 15 por ciento. Pero gracias a esos regalos y otros que se entregaron años después, el país heredó la primera refinería, el primer oleoducto y, lo más importante, nace la empresa estatal (Empresa Colombiana del Petróleo – Ecopetrol).

1.2 LA CREACIÓN DE ECOPETROL

El nacimiento de Ecopetrol no se dio porque el gobierno de turno lo quisiera así, sino por fuerza mayor; pues la Ley 165 de 1948 contemplaba como primera opción entregarle el manejo de la concesión De Mares a un inversionista privado o, como

⁶ Villegas Jorge, Petróleo Colombiano Ganancia Gringa.

segunda opción, a una Empresa de economía mixta (como lo es hoy Ecopetrol S.A); o, si las dos anteriores no se daban, el gobierno debía crear una empresa estatal; que fue lo que finalmente se dio a las carreras, expidiéndose a última hora, faltando cinco minutos para las 12 de la noche del 24 de agosto de 1951, el Decreto 030, a través del cual se crea Ecopetrol.

Pero las dos primeras opciones no se dieron porque ocurrieron cuatro cosas coyunturales: dos internas y dos externas. Las internas fueron el bogotazo, que generó una guerra civil, y la presión de la Unión Sindical Obrera de la Industria Petrolera –USO, quien, mediante huelgas, ayudó a ahuyentar a la Tropical Oil Company⁷. Las externas fueron el triunfo y posicionamiento de Estados Unidos en el Medio Oriente después de la segunda guerra mundial, lo que llevó a la entrada de las empresas petroleras estadounidenses a la región con las mayores reservas de petróleo del mundo; y el descubrimiento, por parte de la Standar Oil (Tropical Oil Company) del yacimiento más grande del mundo en 1947 (Ghawar: 120 Caño Limones). Si eso no se hubiera dado, no hubiera nacido Ecopetrol, por lo menos en esa época.

La creación de Ecopetrol dio origen a una segunda etapa donde nace el código del petróleo (Decreto 1056 de 1953), que establece multas a las petroleras y el impuesto al transporte de hidrocarburos; se exige el pago de servidumbres a favor de los dueños o poseedores de las tierras (Decreto 1886 de 1954); se legisla mediante una ley y un decreto el accionar de los concesionarios (Ley 10 y Decreto 1348 de 1961); se sube al 20% la tarifa de las regalías (de las cuales se deben beneficiar los entes territoriales productores), se le heredan a Ecopetrol las antiguas concesiones, y se declara como reserva nacional cualquier área potencialmente petrolera (Ley 20 de 1969). Sin embargo, hasta 1974 Ecopetrol es simplemente un ente administrador de las concesiones que revertían a favor de la Nación, sin

⁷ Vega Cantor Renán, “La Historia de la USO”

recursos ni tecnología (la refinería de Barrancabermeja es operada por Ecopetrol hasta 1961), sin dominio sobre el recurso nacional de subsuelo, y menos aún, sin dientes para tomar por los cuernos la operación y el control de la industria petrolera nacional.

Se observa que Ecopetrol nació producto de acontecimientos coyunturales, más no por el interés de los gobiernos de turno, o la conciencia nacionalista colectiva de la necesidad de contar con una empresa estatal que maneje el recurso más importante para el desarrollo industrial, económico y social de la humanidad y, por ende, del país.

En los años sesenta, con la creación de la OPEP (1960), algunos países petroleros se organizaron para reclamar mayor participación de su riqueza petrolera a través de las regalías; mientras que los países industrializados importadores de petróleo se organizaron a través de la OCDE (1960), para contra restar las políticas de la OPEP. Posteriormente, a finales de los años sesenta y a principios de los setenta, la mayoría de países petroleros emprendieron la nacionalización de su petróleo para mejorar aún más su participación en la renta petrolera, administrando su propia riqueza.

Precisamente en dicha época, la producción petrolera de Estados Unidos llegó a su pico y los árabes bloquearon la venta de crudo a los países industrializados de occidente (embargo petrolero de 1973), en protesta por el apoyo de éstos al armamentismo de Israel. Posteriormente los países importadores lograron cambiar el esquema del mercado del crudo, llevándolo a las bolsas de valores, con mercados a futuro, para evitar otro bloqueo, y crearon la Agencia Internacional de Energía (1974) para especular en los mercados con cifras optimista de abundantes reservas y otras fuentes de energía, buscando evitar el aumento exagerado en el precio de los hidrocarburos.

1.3 EL CONTRATO DE ASOCIACIÓN

En nuestro país, el salto hacia adelante lo hizo Alfonso López Michelsen al expedir el Decreto Ley 2310 de 1974, donde le entrega la administración del subsuelo a Ecopetrol y lo hace responsable de la exploración y producción del petróleo a lo largo y ancho del país, así fuera en forma directa o a través de terceros, mediante la asignación de las áreas bajo cualquier modelo contractual, excepto el esquema concesionario que venía operando desde el inicio de la industria petrolera en Colombia a principios del siglo XX.

Aunque explícitamente no se nacionalizó el petróleo, López Michelsen a través del Decreto Ley 2310 de 1974, sí lo nacionalizó en forma disfrazada, puesto que Ecopetrol como empresa estatal asumió el control de la política petrolera, al ser responsable de establecer el modelo contractual para la exploración y producción de hidrocarburos. El modelo contractual escogido fue el de asociación, a través del cual el inversionista (privado - nacional o extranjero) debía asumir el riesgo en la búsqueda del petróleo. Esto significa que el país no invertía en dichos contratos sino a partir del descubrimiento. Si no se descubría petróleo, el país no perdía. Si se descubría, Ecopetrol entraba a participar con el 50% de las inversiones para el desarrollo del campo y el 50% de los costos de producción. Igualmente, a cambio recibía, además del 20% de regalías ya estipuladas en la Ley 20 de 1969, el 40% de la producción. El país, obviamente recibía de las empresas petrolera privadas los impuestos a la renta y complementarios. Estos ingresos le representaban al país una participación superior al 75% en la renta petrolera (ganancia que deja el negocio del petróleo).

Adicional a lo anterior, el contrato tenía una duración de 22 años, tiempo en el cual todos los activos pasaban a favor de la nación y los recibía Ecopetrol. Por otro lado, las empresas privadas estaban en la obligación de venderle al país su participación

en la producción, si el país lo necesitaba, y estaban obligados a hacer transferencia de tecnología y ser responsables ambiental y socialmente.

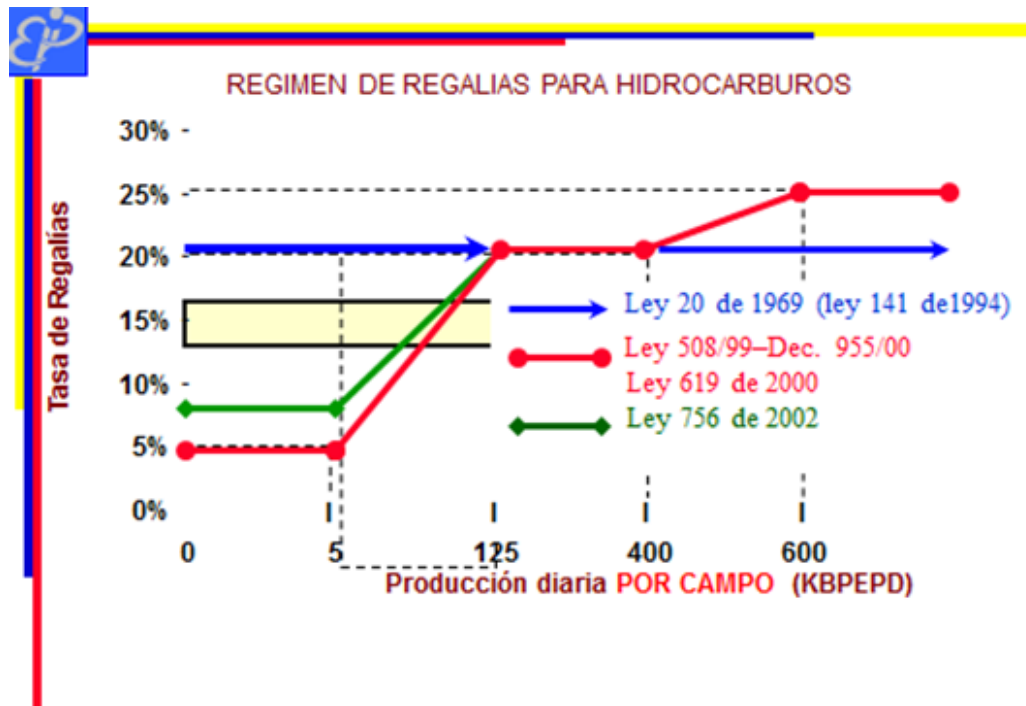
Debido a los acontecimientos internacionales provocados por la desintegración de la Unión Soviética en 1991, durante la década de los noventa las multinacionales petroleras migraron hacia el mar caspio a explorar una zona que desde la revolución bolchevique estuvo vedada a las compañías de occidente. Siempre se sospechaba que en dicha zona había reservas por más de 250 mil millones de barriles. Los países ex URSS, vecinos del mar caspio, debido a la crisis económica que los atollaba, abrieron las puertas a las multinacionales petroleras, con contratos de concesión, muy favorables para los inversionistas. Esta migración de compañías hacia el caspio fue la razón fundamental de la desaceleración exploratoria en Latinoamérica durante la última década del siglo pasado.

Sin embargo, en Colombia los gobernantes de turno no observaron ese panorama mundial y creyeron falsamente que el fenómeno se debía a un contrato poco favorable o atractivo para las multinacionales; cosa que no era tan cierta, si se tiene en cuenta que en dicha década el país de Latinoamérica que más contratos de exploración y producción de hidrocarburos firmó, fue Colombia.

Esto demuestra que el contrato de asociación siempre fue atractivo y que no era necesario dar el vuelco al pasado, que comenzó con las reformas que se hicieron durante el gobierno de Andrés Pastrana Arango. Y es que en el año de 1999 se cambió el régimen de liquidación de regalías del 20%, que venía desde la ley 20 de 1969, a un régimen de regalías escalonadas de acuerdo a la Ley 508 de 1999 (declarada inexecutable por la Corte Constitucional); donde la liquidación depende del volumen diario de producción por campo (no por contrato o por yacimiento), desde una base del 5% para producciones menores o iguales a 5 mil barriles diarios, hasta un máximo del 25% para producciones mayores a 600 mil barriles diarios (en

Colombia esas producciones son utópicas porque nunca se han dado en un contrato o yacimiento y mucho menos en un campo). Ver figura 1.

FIGURA 1. Liquidación de Regalias .



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

El término campo se usa en forma deliberada y amañada para delimitar superficialmente un área productora. Este límite puede ser una quebrada, un río, una montaña o simplemente el lindero de una finca o el límite de un municipio o departamento. Esto significa que el término campo no necesariamente obedece superficialmente a la proyección, desde el subsuelo, al área del yacimiento. Bajo este artificio gramatical, los yacimientos grandes están siendo fraccionados en varios campos, para fraccionar la producción, pagando una tarifa de regalías más baja, y demorando el pago del derecho por precios altos en las concesiones modernas, el cual está condicionado a producciones acumuladas superiores a 5 millones de barriles, por campo.

La inexecutable de la ley del plan de desarrollo de Pastrana (Ley 508/99) obligó a un segundo trámite en el Congreso, donde se aprueba la Ley 619 de 2000, la cual también se cayó por vicios de trámite. Finalmente, la liquidación de regalías, aún vigente, fue aprobada mediante la Ley 756 de 2002, de donde se parte de una tasa base del 8% para campos con producciones inferiores a 5 mil barriles diarios. Mediante esta ley también se permite un descuento del 25% en las regalías si la densidad del crudo es menor o igual a 15° API (hoy el 60% de la producción nacional es de esta calidad, lo que deja la tasa de liquidación en 6% para campos con este tipo de crudos, descubiertos o desarrollados después del año 2000), o descontarle a las regalías el 20% si es gas natural continental, o el 40% si es gas natural costa afuera o hidrocarburo no convencional como el Shale Gas.

Pero adicional a estas gabelas, durante el periodo de Andrés Pastrana, la participación del país en la producción de hidrocarburos (después de liquidar las regalías), pasó del 50% al 30%. Tributariamente permitió el giro del 100% de las utilidades de las petroleras extranjeras a sus casas matrices, y permitió depreciar los activos en línea recta durante solo 5 años (antes era durante 22 años y por unidades producidas), con valor de salvamento nulo, generándoles un excelente alivio tributario, con un incremento significativo en la rentabilidad del inversionista. Todas estas gabelas llevaron a una disminución significativa de la renta petrolera para el país, tal como se analiza en el capítulo 3.

1.4 LA CONCESIÓN MODERNA

Durante el gobierno de Álvaro Uribe, se expidió el Decreto Ley 1760 de 2003, dándole fin al periodo de “nacionalización disfrazada” del petróleo que logró Alfonso López Michelsen con el Decreto Ley 2310 de 1974. La reforma por decreto de Uribe es retrógrada, pues llevó a Ecopetrol a la condición empresarial que tenía antes de

1974, al escindirle la administración del subsuelo y su potestad de definir el modelo contractual (Decreto 743 de 1975). De esta forma la empresa se convierte en sociedad anónima (primero 100% estatal y luego mixta con la expedición de la Ley 1118 de 2006), y la pone a competir de igual a igual con las empresas petroleras privadas nacionales y extranjeras.

La misma reforma crea la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), para que asuma las funciones escindidas a Ecopetrol, cambiando en 2004 el sistema contractual de asociación (mediante el cual se descubrieron campos tan importantes como Chuchupa, Castilla, Rubiales, Caño Limón, Cusiana, Cupiagua, entre otros, que hoy representan el 80% de la producción nacional de petróleo y el 95% del gas natural), por el contrato de concesión moderna o contrato I/R (Impuestos – Regalías), regresando a la modalidad contractual que existía antes de 1974. Sistema contractual que se explica en sus términos económicos y fiscales en el siguiente capítulo.

2. TÉRMINOS CONTRACTUALES Y FISCALES DEL CONTRATO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN (E&P) EN COLOMBIA

El modelo contractual en Colombia dio un giro importante en su esquema al eliminar el Contrato de Asociación, pretendiendo mejorar la prospectividad, materialidad y rentabilidad. Demuestra gran prospectividad para independientes dado que los resultados materiales como para súper majors (en el piedemonte llanero) no se ha concretado hasta el momento.

Colombia ofrece un contrato de Exploración y Producción de hidrocarburos que se suscribe con la ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos), por un periodo de 6 años de exploración que inicia a partir del día inmediatamente siguiente a la firma del contrato. Las actividades de esta fase son respaldadas por una garantía bancaria que debe expedir el contratista ante la ANH.

El contrato permite al contratista solicitar prórroga de 6 meses adicionales si no se ha cumplido con las actividades exploratorias comprometidas, siempre y cuando se haya iniciado actividad mínimo 1 mes antes de la fecha de vencimiento de la fase. El contratista asume todas las pérdidas en caso de que no haya descubrimientos en el área contratada.

Al momento de presentarse un descubrimiento el contratista debe presentar ante la ANH un programa de evaluación dentro de los seis (6) meses siguientes a la finalización de la perforación del pozo exploratorio descubridor o de la finalización del periodo de Exploración, lo que ocurra primero. Una vez declarada la comercialidad tendrá una vigencia de 24 años o hasta el límite económico del campo.

En caso de que se solicite extensión de la fase de Explotación, el Contratista debe entregar a la ANH un 10 % adicional de producción de hidrocarburos líquidos

livianos o un 5% de gas no asociado o Hidrocarburos Líquidos pesados, después de regalías.

El contrato E&P muestra un sistema concesionario con regalías muy moderadas pero con una captación del estado de rentas excesivas generadas por precios reales altos de crudo. Las áreas son adjudicadas a través de rondas licitatorias o por contratación directa si es un área libre. Dentro de las obligaciones con las que se deben cumplir en el contrato esta la creación de un Fondo de Abandono para que se cubran todas las necesidades de financiación en el abandono de pozos y la restitución ambiental en las áreas de producción.

2.1 DERECHOS ECONÓMICOS POR USO DE SUB-SUELO EN ÁREAS DE EXPLORACIÓN

Por cada fase el contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho por unidad de superficie nominado en dólares de los Estados Unidos de América, que resulta de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área Contratada.

Tabla 2. Factor calculo Derecho Económico - valor por fase en u\$/ hectáreas

USO DEL SUELO				
Tamaño de área	Por las primeras 100.000 Has.		Por cada hectárea adicional a 100.000 Has.	
	<= 18 meses	> 18 meses	<= 18 meses	> 18 meses
Polygons A y B	2,29	3,06	3,06	4,59
Out of Polygons	1,53	2,29	2,29	3,06
Off shore	0,76			

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH

Este pago se debe realizar dentro del mes siguiente al inicio de la respectiva fase. Para las fases inferiores a 12 meses este pago no aplica.

2.2 DERECHOS ECONÓMICOS POR USO DE SUB-SUELO EN ÁREAS DE EVALUACIÓN Y PRODUCCIÓN

El contratista reconocerá y pagará a la ANH un derecho cuyo valor en dólares de los Estados Unidos de América, será el que resulte de multiplicar la producción de hidrocarburos que corresponden al contratista. Por once centavos de dólar y diecinueve centésimos de centavo de dólar de los Estados Unidos de América (USD \$ 0.1119) por cada barril de Hidrocarburos Líquidos.

2.3 DERECHOS ECONÓMICOS POR PRECIOS ALTOS

A partir del momento en que la producción acumulada de hidrocarburos líquidos de cada campo, incluyendo el volumen de regalías, supere los cinco (5) millones de barriles, y en el evento de que el precio del crudo marcador "West Texas Intermediate" (WTI) supere el Precio Base **P_o**, dependiendo de la gravedad API del crudo (según tabla 3); o cuando la producción de gas alcance los cinco (5) años, y se destine a la exportación, y el precio del marcador "U.S. Gulf Coast Henry Hub" supere el Precio Base **P_o** (según la misma tabla 3), el contratista entregará a la ANH, en el punto de entrega de las regalías o de fiscalización, un pago según la siguiente fórmula:

Tabla 3. Factor Calculo Precios Altos

$$Q = [(P - P_o) / P] \times S$$

Q = Derecho económico a entregar a la ANH

P = Precio WTI

P_o = Precio Base de referencia según la tabla A1

S = Porcentaje de participación según la tabla A2

PRECIOS BASE DE REFERENCIA

Gravedad API de Hidrocarburos Líquidos producidos	P_o (USDS/ BI) (Año 2014)
Mayor de 29° API	\$31.29
Mayor a 22° API e inferior o igual a 29° API	\$32.50
Mayor a 15° API e inferior o igual a 22° API	\$33.71
Descubrimientos localizados a más de 1000 pies de profundidad de agua	\$38.52
Mayor a 10° API e inferior o igual a 15° API	\$48.14
Gas natural exportado: Distancia en línea recta entre punto de entrega y punto de recibo en país de destino	P _o (USDS/MMBTU)
Menor o igual a	\$7.23
Mayor a 500 y menor o igual a	\$8.43
Mayor a o planta de LNG	\$9.63

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH

Tabla 4. Porcentaje Participación -Precios Altos

Precio WTI (P)	Porcentaje de participación (S)
$P_o \leq P < 2P_o$	30%
$2P_o \leq P < 3P_o$	35%
$3P_o \leq P < 4P_o$	40%
$4P_o \leq P < 5P_o$	45%
$5P_o \leq P$	50%

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos

2.4 DERECHOS ECONÓMICOS EN PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Los Hidrocarburos Líquidos obtenidos como resultado de las pruebas de producción realizadas por el contratista también causarán los derechos de que tratan los puntos anteriores.

2.5 TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA

Estos dineros se destinan para apoyar el fortalecimiento institucional y sectorial, el contratista se compromete a realizar a su cargo y a su costa, programas de investigación, capacitación, educación y apoyar el programa de becas de la ANH. Este pago se debe realizar al inicio de cada fase exploratoria y debe ser de hasta por un valor del veinticinco por ciento (25%) del valor que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada, por el valor que se presenta en la tabla 2. Esta obligación no puede exceder la suma de cien mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$100.000.00). Respecto de las áreas de producción, la obligación será de hasta por un valor del diez por ciento (10%) del monto del derecho por el uso del subsuelo, por cada año calendario.

2.6 DEVOLUCIONES DE ÁREAS

El Contratista puede hacer devoluciones parciales siempre y cuando no se afecte el cumplimiento de las obligaciones contraídas en el contrato. Para algunos casos el porcentaje de devolución es pactado. Al final del periodo de Exploración si no hay descubrimiento se debe devolver toda el área. Si hay descubrimiento se debe devolver toda el área menos el área de producción.

2.7 REGALÍAS

La liquidación de regalías actualmente se maneja bajo el esquema de la ley 756 de 2002. Los yacimientos que se descubrieron antes de la aprobación de esta ley pagan una regalía fija de un 20 %. En adelante, se paga una regalía escalonada por la explotación de hidrocarburos de propiedad nacional sobre el valor de la producción en boca de pozo, el porcentaje que resulte de aplicar la siguiente escala:

Tabla 5. Base calculo Regalías

Royalty Rates

Production Rate (b/d)	Royalty Rate (%)
< 5,000	8
5,000 - 125,000	8 - 20
125,000 - 400,000	20
400,000 - 600,000	20 - 25
> 600,000	25

Source: Wood Mackenzie

Las regalías son flexibles y sensibles a los diferentes niveles de producción de los campos. Por ejemplo, las regalías son del 8% para campos que produzcan hasta 5.000 Barriles de Petróleo por día –BPD; para producciones entre 5.001 BPD y hasta 125.000 BPD varía en línea recta entre el 8% y el 20%; para producciones desde 125.001 BPD hasta 400.000 BPD el 20%; para producciones entre 400.001 BPD y 600.000 BPD varía en línea recta entre el 20% y el 25%; y para producciones mayores o iguales a 600.001 BPD el 25%.

Para la explotación en campos de gas ubicados en tierra firme y costa afuera hasta a una profundidad inferior o igual a mil (1.000) pies, se aplicará el ochenta por ciento (80%) de las regalías equivalentes para la explotación de crudo. Para la explotación en campos de gas ubicados costa afuera a una profundidad superior a mil (1.000)

pies, se aplicará una regalía del sesenta por ciento (60%) de las regalías equivalentes a la explotación de crudo.

Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a quince grados (15° API), las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semi-livianos. Esta disposición se aplicará a la producción proveniente de nuevos descubrimientos, contratos de producción incremental o a los campos descubiertos no desarrollados.

2.8 IMPUESTOS

En el período de explotación, se debe pagar una tarifa correspondiente al nivel de producción. Por hidrocarburos líquidos la tarifa es de US\$ 0.10/bbl neto producido. Para el gas natural la tarifa es de US\$ 0.10/mcf neto producido. El impuesto a la renta es de 25%. Se debe pagar un IVA del 16 % sobre los materiales o servicios contratados en Colombia. Sin embargo puede ser deducible del impuesto a la renta.

2.9 MULTAS

Una vez se conozca el incumplimiento, la ANH podrá imponer multas que generen la satisfacción eficaz y eficiente de las obligaciones a cargo del contratista. Estas podrían ser por el monto del valor de la actividad incumplida o cuando se dé el caso de un valor indeterminado de la obligación se impondrán multas por primera vez hasta de cincuenta mil dólares de los Estados Unidos de América (US\$ 50.000); la segunda vez será por el doble de la inicialmente impuesta, y así sucesivamente, doblando el valor del tope máximo de las multas impuestas hasta igualar el valor de las garantías

2.10 TERMINACIONES DEL CONTRATO

Son varias las causales de terminación del contrato entre las más importantes se consideran:

Puede ser por renuncia durante el periodo de exploración o en cualquier momento del periodo de producción.

Por vencimiento del periodo de exploración y/o producción.

Por declaración de terminación por incumplimiento.

En cualquier tiempo por mutuo acuerdo entre las partes entre otras.

El contrato E&P en Colombia NO tiene arbitraje internacional.

3. RESULTADOS ECONÓMICOS Y FISCALES

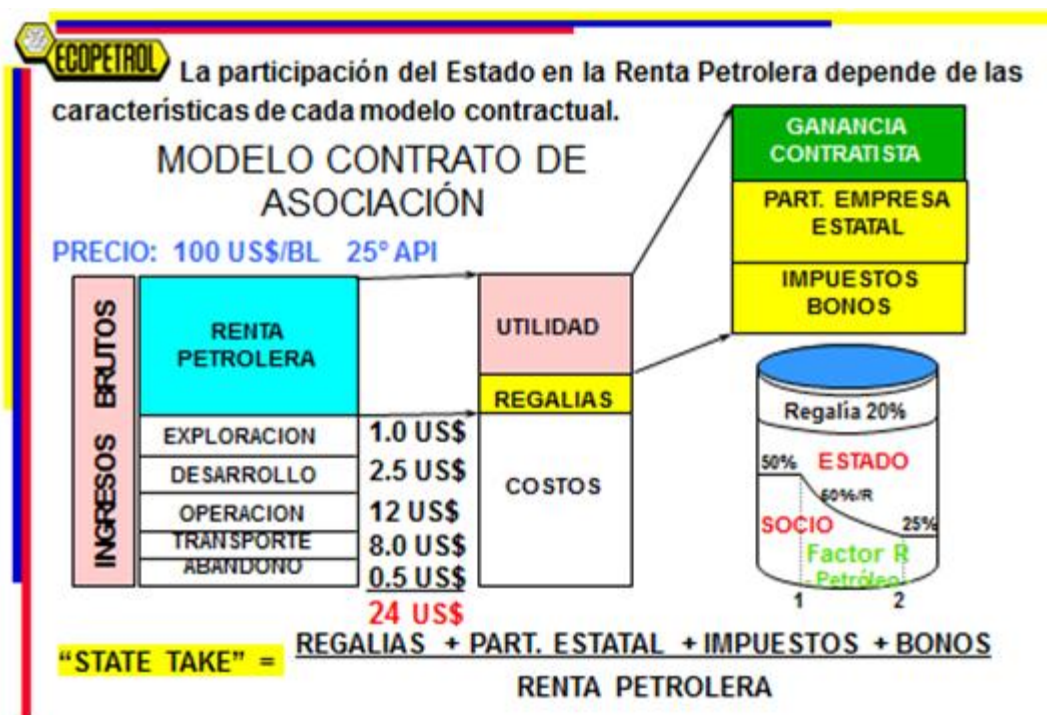
Se conoce como renta petrolera la ganancia bruta que deja el negocio de la exploración y explotación de hidrocarburos. La renta petrolera es lo que queda después de restar de los ingresos brutos los costos operacionales (extracción y tratamiento), el transporte, la amortización de la inversión en exploración, la depreciación de inversiones en activos para el desarrollo del campo, y el fondo de abandono para dismantelar instalaciones después del agotamiento del yacimiento y para remediar los impactos ambientales.

Igualmente, se le llama State Take a la participación fraccional del Estado en la renta petrolera. Participación obtenida a través de una o varias de las siguientes contribuciones y gravámenes: las compensaciones o derechos de uso del subsuelo (contraprestación económica pactada con la compañía encargada de la exploración y depende del área asignada), las regalías (contraprestación que se recibe del producido neto, generalmente liquidado en cabeza de pozo), el impuesto a la renta (liquidado sobre la renta líquida gravable de la compañía), el impuesto por transporte, el impuesto de industria y comercio (aplicado principalmente a la comercialización de los derivados del petróleo y gas), el impuesto o regalía por refinación, el impuesto de remesa (aplicado a los dividendos sacados del país por las compañías extranjeras), la participación en la producción (producción bruta en cabeza de pozo recibida por el Estado a través de la empresa Estatal o la dependencia del gobierno encargada de administrar los recursos hidrocarburífero, o los entes territoriales), y los bonos especiales (aplicados en caso de guerra, desastres naturales o por precios altos en la venta del hidrocarburo).

En la figura 2 se especifican los costos que se restan al ingreso para obtener la renta petrolera, y los gravámenes y contribuciones que recibe el Estado Colombiano de los hidrocarburos descubiertos y producidos bajo el esquema contractual de

asociación estándar. Régimen que se aplicó desde la expedición del Decreto Ley 2310 de 1974, hasta el 31 de diciembre de 2003; periodo durante el cual Ecopetrol administró el subsuelo propiedad de la nación, definiendo el modelo contractual, adjudicando las áreas y firmando los contratos para exploración y producción de hidrocarburos.

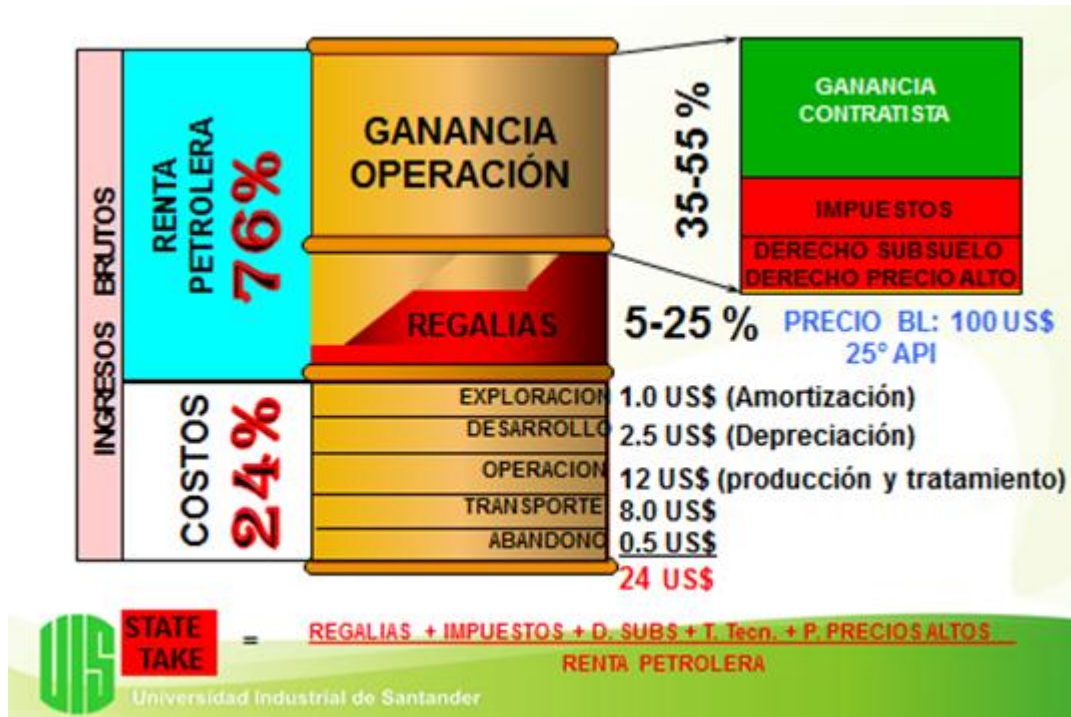
FIGURA 2. State Take Contrato de Asociación Estándar



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

En la figura 3. se discriminan los ítems para obtener la renta petrolera y el State Take del actual contrato de concesión o contrato I/R, vigente desde el año 2004. Los costos que se restan al ingreso para obtener la renta petrolera siguen siendo los mismos sin importar el modelo contractual, mientras que los gravámenes y contribuciones para el Estado son los relacionados y descritos en el capítulo 2.

FIGURA 3. Renta Petrolera y State Take Concesión Moderna



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

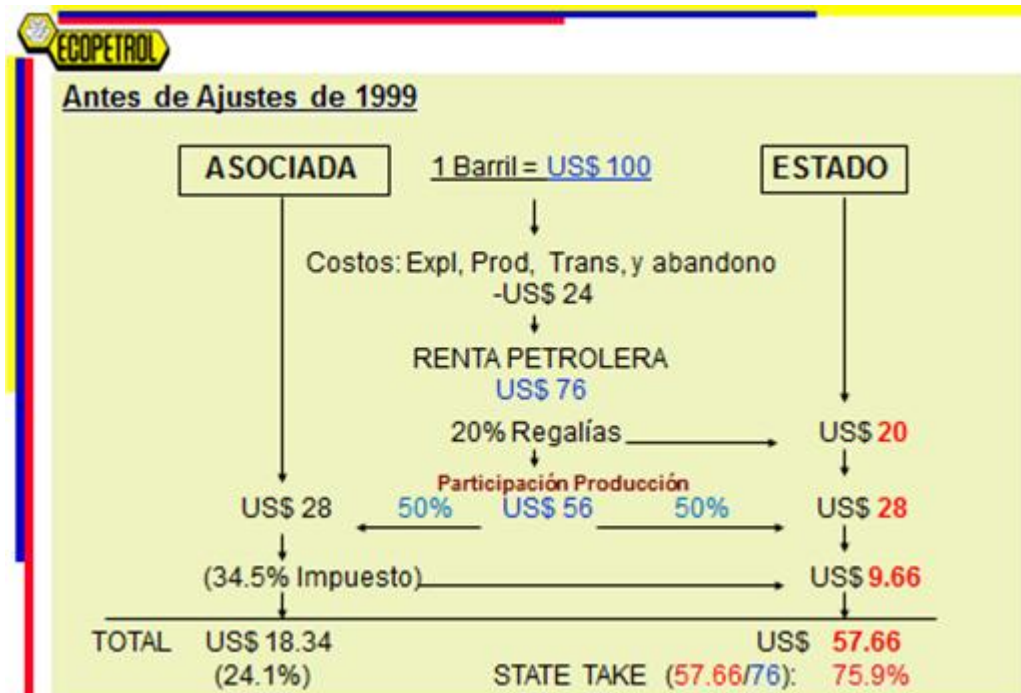
En Colombia, según Ecopetrol S.A y la Agencia Nacional de Hidrocarburos –ANH, el costo promedio por extracción y tratamiento es de 12 US\$/Bbl, el costo de abandono es 0.5 US\$/Bbl, el costo por depreciación es 2.5 US\$/Bbl y el costo por amortización es 1.0 US\$/Bbl. Según OCENSA, el costo promedio de transporte por oleoducto, trasiego y manejo es de 8 US\$ el barril. O sea que los costos totales promedio, en los cuales se incurre para producir y comercializar un barril, son 24 dólares. Así las cosas, si se asume un precio promedio de 100 dólares el barril, la renta petrolera será de 76 dólares.

3.1 STATE TAKE DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN ESTÁNDAR

Antes de la reforma al sistema contractual de Asociación Estándar realizado en 1999, de la renta petrolera el Estado recibía regalías equivalentes al 20 por ciento

de la producción; y después de este descuento recibía, a través de Ecopetrol, otro 40 por ciento de la producción. El otro 40 por ciento era para el inversionista, del cual después de descontar costos, pagaba el 34.5 por ciento de impuesto sobre la renta. Igualmente, existía un bono de guerra y pagaba el 7 por ciento como impuesto de remesa, más el impuesto al patrimonio. Resumiendo, al Estado colombiano le quedaba una participación en la renta petrolera (State Take), entre el 75 y 80 por ciento, tal como se observa en la figura 4

FIGURA 4. State Take del contrato de Asociación Estandar



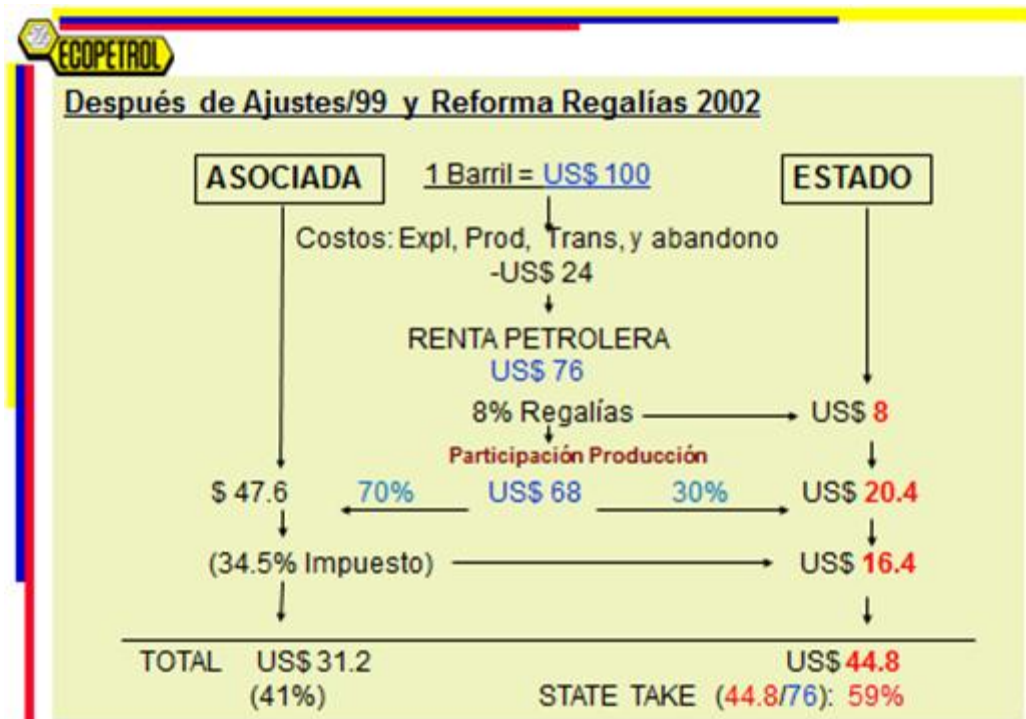
Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

3.2 STATE TAKE DEL CONTRATO DE ASOCIACIÓN 70/30

La reforma de 1999 redujo al 30 por ciento la participación del país en la producción, después de regalías, cuya liquidación también se redujo a un promedio del 8 por ciento a través de la Ley 756 de 2002 (de acuerdo a la ANH, de los campos que se han descubierto desde el año 2000, en el mejor de los casos se reciben regalías del

9%). Igualmente, redujo el tiempo para la expedición de las licencias ambientales; modifica la depreciación de activos, de unidades producidas durante 22 años a línea recta en cinco años; y elimina el bono de guerra. Estos cambios disminuyeron la participación del Estado en la renta petrolera a proporciones que oscilan entre el 55 y el 60 por ciento, tal como se observa en la figura 5.

FIGURA 5. State Take del Sistema 70/30



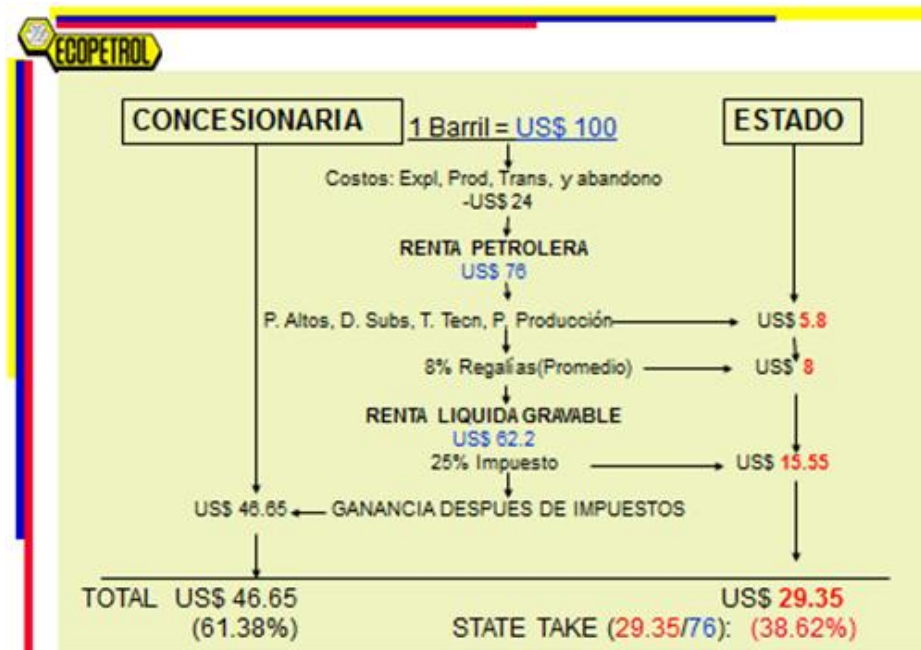
Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

3.3 STATE TAKE DE LA CONCESIÓN MODERNA

Para estimar el State Take del sistema contractual vigente, a la renta petrolera de 76 dólares se le descuentan 3.8 US\$ correspondientes a derechos por precios altos; 0.09 US\$ por participación en la producción; 1.82 US\$ por derechos de uso del subsuelo durante la evaluación técnica, la exploración y la producción; 0.1 US\$ por transferencia de tecnología; y 8 US\$ correspondiente a las regalías promedio del

8%; para llegar a una renta líquida gravable de 62.2 US\$ y un impuesto a la renta de 15.55 US\$ por barril (25% de la renta líquida). De esta manera, como se observa en la figura 6, el total de gravámenes y contribuciones que recibe el Estado suman 29.35 US\$ por barril, o sea el 38.62% de la renta petrolera (State Take: 29.35/76). Estos valores fueron estimados a partir de los derechos económicos recaudados por el Estado, a través de la ANH, desde el primero de enero del año 2004 hasta el 12 de septiembre de 2013, tal como lo certifica la misma ANH en respuesta a la pregunta 9 del derecho de petición elevado por el Senador Jorge Enrique Robledo (ver anexo).

FIGURA 6. State Take de la Nueva Concesión



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS.

Como se puede observar, con los cambios realizados al régimen contractual de exploración y producción en los años 1999 y 2003, la participación del país en la renta petrolera (State Take) disminuyó un 50% en promedio (del 76% al 38%).

Analizando detalladamente los cambios realizados por la ANH en 2004, a través de los términos económicos y fiscales descritos en el capítulo anterior, se observan nuevos gravámenes y contribuciones de la renta petrolera para el país, pero que no contribuyen considerablemente a fortalecer la participación fiscal; pues son variables casi que únicamente figurativas, o que están sujetas a condiciones utópicas de reservas, producción y precios. Por ejemplo, los derechos de uso del subsuelo se pagan una sola vez durante la exploración, sin pasar de 4 dólares por hectárea, y una tarifa por barril durante la producción, la cual no supera 0,5 dólares por barril. Igualmente existe un único pago por transferencia de tecnología que corresponde al 25 por ciento de los derechos por uso del subsuelo, pero que en ningún caso puede pasar de 100 mil dólares americanos.

Por otro lado, de acuerdo a las estadísticas en 10 años de vigencia del actual sistema concesionario, se observa una nula participación del país en la producción de los bloques asignados mediante contratación directa, y una muy escasa participación en la producción en concesiones asignadas en rondas competitivas.

Después de los impuestos y las regalías, en donde pareciera ser más significativa la participación para el país es en la participación por precios altos cuando estos superan un precio base, que depende de la calidad del crudo (es ajustable cada año por la ANH); pero esta participación está condicionada o es aplicable a producciones acumuladas superiores a cinco millones de barriles. Analizando éste último parámetro, según las estadísticas de Ecopetrol S.A y de la ANH, en Colombia existen 350 campos, de los cuales 8 fueron descubiertos con reservas originales de petróleo (OOIP) superiores a 1.000 millones de barriles, 11 entre 500 y 1.000 millones, 35 entre 100 y 500 millones, 25 entre 50 y 100 millones, 78 entre 5 y 50 millones, y 193 campos con menos de 5 millones de barriles de petróleo. Es decir que el 55% de los campos descubiertos en Colombia tienen reservas inferiores a 5 millones de barriles. También se debe tener en cuenta que la mayoría de campos

descubiertos en Colombia tienen en promedio un factor de recobro –FR (porcentaje extraído o sacado a superficie) del 20%.

Lo anterior indica que difícilmente en los descubrimientos futuros, se logrará cobrar tempranamente la participación por precios altos, al tenerse la condición de la producción acumulada de 5 millones de barriles, para tener el derecho.

Para lograr este derecho desde antes del quinto año de producción, deberá descubrirse un yacimiento con reservas superiores a los 500 millones de barriles, para lo cual existe solamente un 5,4% de probabilidad. Si se descubriese uno entre 100 y 500 millones (10% de probabilidad), se disfrutaría de ese derecho después de los 10 años de producción. En el caso de yacimientos con reservas entre 50 y 100 millones de barriles (7.1% de probabilidad), se obtendría el derecho al final de la terminación del contrato de concesión, es decir después de 20 años, cuando ya no quede mucho petróleo por recuperar y el campo revierta a la nación. Y finalmente, en el 77,5% de los campos descubiertos, por el tamaño de sus reservas, los colombianos nunca disfrutarán de ese componente del State Take, pues el campo se abandonaría antes de que su producción llegue a los 5 millones de barriles acumulados.

A manera de conclusión, después de las contribuciones establecidas por ley desde el congreso de la república, se observa que el derecho por precios altos es el parámetro económico más importante que la ANH introdujo en el nuevo sistema concesionario; pero, será significativo y considerable cuando se descubra un yacimiento con reservas superiores a 100 millones de barriles. Sin embargo, de llegar a descubrirse un gran yacimiento, posiblemente lo fraccionarán en varios campos, como ha pretendido hacerlo Pacific Rubiales con el campo Quifa, y como lo han hecho en algunos campos descubiertos después del año 2000, buscando no solo pagar una menor tarifa de regalías, sino, también, demorar el pago por precios altos.

Lo anterior se corrobora con las cifras obtenidas del documento oficial de la ANH, correspondiente a la respuesta del derecho de petición del Senador Jorge Enrique Robledo (ver anexo), donde se observa que del millón de barriles por día que a 31 de diciembre de 2013 producía el país, 170 mil provienen de 172 supuestos campos descubiertos con el nuevo modelo contractual; pero solo 6 producen más de 5.000 barriles día, y ninguno produce más de 15 mil, para unas regalías promedio del 8%, aplicando la ley 756 de 2002.

Se hace énfasis en que el parámetro económico más importante para el Estado, establecido por ley, mas no por la ANH, es el impuesto a la renta; pero éste, a partir del año 2014 bajó del 33% al 25% de la ganancia líquida gravable.

3.4 ANÁLISIS GLOBAL AL NUEVO SISTEMA CONTRACTUAL DE E&P DESPUÉS DE 10 AÑOS DE IMPLEMENTADO

Este análisis, es hecho a partir de la información que se encuentra en el anexo, entregada directamente por la ANH al Senador Jorge Robledo, el pasado 16 de diciembre de 2013 (radicado 20136240118022), producto de un derecho de petición.

Para evaluar cuantitativa y verazmente los resultados de la política petrolera implementada mediante el Decreto Ley 1760 de 2003, no se puede analizar el comportamiento actual de la industria petrolera como un todo. Pues lo que hoy se observa en la industria petrolera nacional, como el estar produciendo un millón de barriles diarios o recibir cerca de 9 billones de pesos en regalías al año, no es fruto de las reformas hechas por la ANH al sistema contractual, en el año 2004, sino producto del aumento en los precios internacionales del petróleo, la producción incremental y la entrada al mercado del crudo pesado, de 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 mil de contratos firmados a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH - 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.

Según la información recibida como respuesta al derecho de petición, desde 2004 y hasta el 9 de diciembre de 2013, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adjudicó 157 bloques para exploración y producción 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.

Haber adjudicado 351 contratos para E&P en 10 años, es todo un record y parecería una política petrolera exitosa; pero lo que hace que se catalogue como nefasta y peligrosa para el futuro abastecimiento interno de hidrocarburos, es la casi nula participación para el Estado en la producción. Pues de los 351 bloques adjudicados para E&P, en 179 (el 51%) el país no recibirá participación en la producción. Lo único que recibirá con seguridad serán las regalías (8% en promedio), el impuesto a la renta (disminuido a raíz de las prebendas tributarias que se han aprobado en las últimas reformas), los derechos por uso del subsuelo y la transferencia de tecnología (estas dos últimas contribuciones son una bicoca). La participación por precios altos es incierta, porque está sujeta al tamaño de las reservas descubiertas, al factor de recobro y al comportamiento de los precios en el mercado.

Dentro de las prebendas tributarias está la eliminación del impuesto a la remesa (era el 7% de los dividendos girados a las casas matrices), el derecho a descontar las regalías antes de la renta líquida gravable (de esta manera el país recibe realmente el 75% de las regalías pagadas), y el poder descontar, también antes del impuesto a la renta, el 30% del valor de la inversión en activos.

De los 172 contratos adjudicados para Exploración y Producción con participación del país en la producción, en 65 de éstos el Estado recibirá el 1%, en 25 el 2% y en 16 el 3%. Es decir que en el 81 por ciento de los contratos firmados por la ANH, prácticamente se regalará el petróleo que se descubra. En el otro 19% de los contratos se recibirá en promedio el 9% de la producción (después de regalías). Promediando la participación en la producción para el país, en los 351 contratos firmados por la ANH a diciembre 9 de 2013, ésta será de sólo el 4,19% (ver los anexos 1 y 2 del documento entregado por la ANH, los cuales corresponden a las respuestas de las preguntas 1, 2 y 3 del derecho de petición). Esta participación promedio es teórica, pues de 170 mil barriles diarios que producen los 172 campos que se han descubierto dentro de los bloques adjudicados por la ANH (102 comerciales y 70 en prueba), el Estado Colombiano sólo está recibiendo el 0,31% (538 barriles día), por participación en la producción (ver en el anexo la respuesta a la pregunta 11 del derecho de petición y el anexo 4 de dicho documento).

Debe aclararse que los bloques donde el Estado tiene alguna participación en la producción, éstos se adjudicaron mediante procesos competitivos, donde el ganador es quien ofrezca la mayor participación en la producción para el país (1% como mínimo) y se comprometa a hacer la mayor inversión en exploración (en caso de empate). En dichos bloques, a corte del 9 de diciembre de 2013, la ANH hizo inversiones, calentando las cuencas (fotogeología, magnetometría, gravimetría, geología de superficie, paleontología, geoquímica, pozos estratigráficos, sísmica y registros geofísicos), por 878'525.200 dólares; o sea el 60% de los casi 1.500

millones de dólares que ha recibido desde 2004 por precios altos, derechos por uso del subsuelo, transferencia de tecnología y participación en la producción (ver en el anexo las respuestas a las preguntas 9 y 10).

Según la respuesta de la ANH a la pregunta 6 del derecho de petición, a corte del 31 de diciembre de 2012, las concesionarias beneficiadas con bloques habían descubierto aproximadamente 150 millones de barriles de reservas probadas y certificadas, en 102 campos comerciales; y según el anexo 5 de la información entregada por la ANH, en 10 años las compañías operadoras han invertido 2.845 millones de dólares en exploración, pruebas y desarrollo de los 172 campos descubiertos. Como ya se dijo, de esta inversión la ANH ha recibido cerca de 1.500 millones de dólares; o sea que el país, a través de la ANH, ha recibido, en términos brutos, 10 dólares por barril descubierto; pero si la ANH ha invertido cerca de 900 millones de dólares calentando las cuencas, realmente se han recibido 4 dólares por cada barril de las reservas probadas descubiertas.

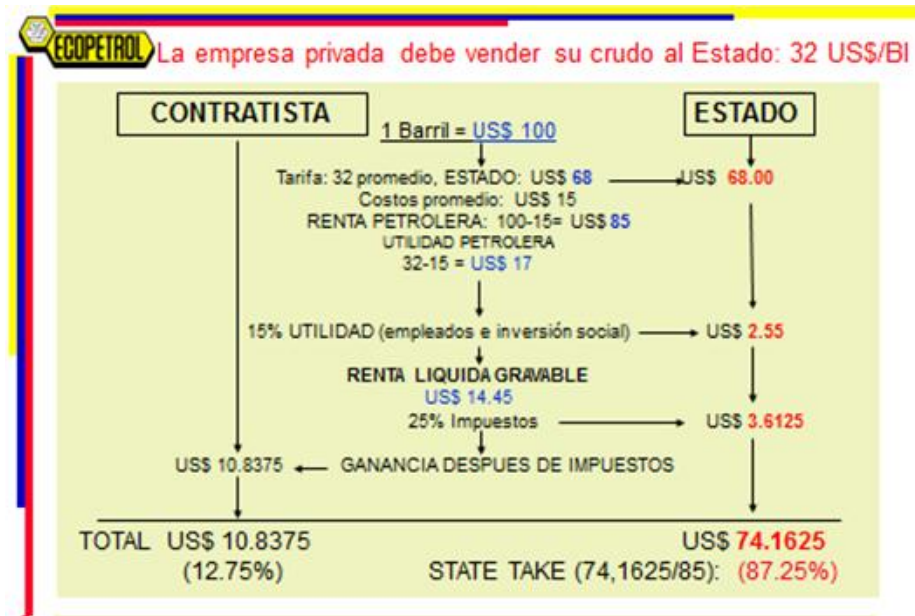
Estas cifras demuestran que es poco lo que las 146 empresas que se han beneficiado con bloques, han invertido efectivamente en exploración: 1.345 millones de dólares en 10 años. Esto es, menos de un millón de dólares por empresa por año; mientras que Ecopetrol invierte al año más de 500 millones de dólares en exploración. Con estos resultados, es mejor devolverle el subsuelo a Ecopetrol y que sea ésta la responsable de la exploración y de la política petrolera del país.

3.5 STATE TAKE EN OTROS PAÍSES DE SUDAMÉRICA

A diferencia de Colombia (38,62%), en Ecuador el State Take es del 87,25 por ciento (ver figura 7), pues allí las empresas petroleras (son contratistas más no concesionarias) están obligadas a venderle el crudo al Estado, quien se lo paga a 32 dólares barril. Luego el Estado lo vende, a través de sus dos empresas estatales,

en el mercado internacional. Con los 32 dólares las petroleras cubren sus costos, que oscila entre 12 y 15 dólares el barril, obteniendo una utilidad de 17 dólares por barril en el peor de los casos.

FIGURA 7. State Take en Ecuador



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

El 15 por ciento de esta utilidad debe, la empresa petrolera, invertirla en las comunidades y sus empleados. Adicionalmente, debe pagar un impuesto sobre la renta del 25 por ciento.

En Bolivia, donde los hidrocarburos están nacionalizados (toda la renta petrolera es para el Estado), el State Take de los antiguos contratos privados es del 72.7 por ciento en promedio, pues las compañías deben pagar el 50 por ciento de regalías y el 25 por ciento de impuesto sobre la renta (ver figura 8).

FIGURA 8. State Take en Bolivia



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

En Venezuela el petróleo también está nacionalizado; sin embargo, las contratistas que operan allí deben entregarle al Estado la tercera parte de la producción como impuesto de extracción y regalías.

Con las dos terceras partes que les queda cubren los costos, los cuales no superan los 16 dólares por barril (aquí en Colombia las operadoras reportan costos hasta de 50 dólares), y luego deben pagar un impuesto sobre la renta del 50 por ciento. De esta forma el State Take para el Estado venezolano es del 70 por ciento, aproximadamente (ver figura 9).

FIGURA 9. State Take en Venezuela

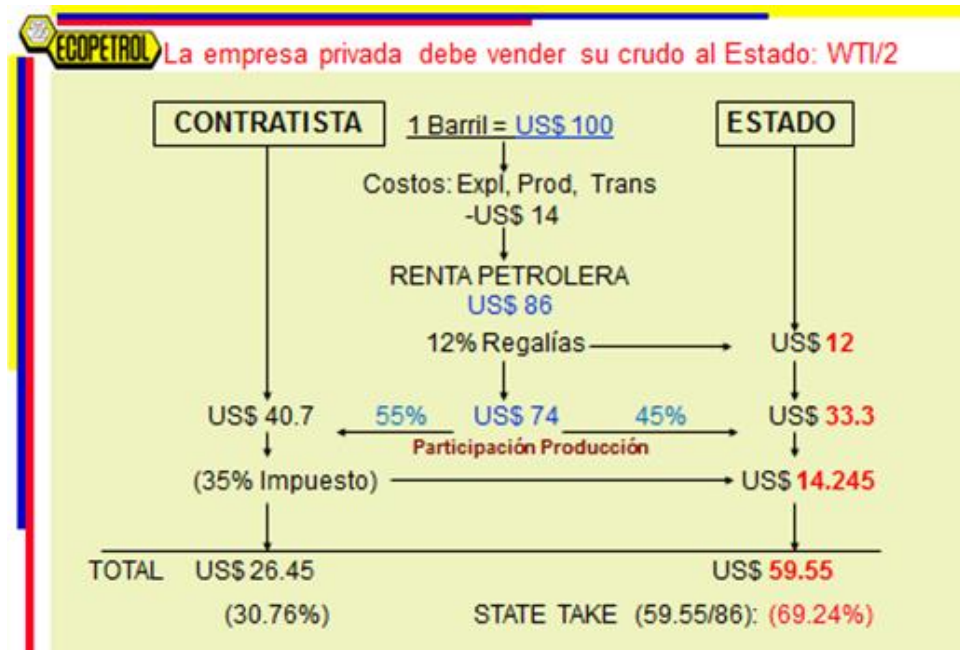


Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

En Argentina tienen un esquema contractual parecido al anterior contrato de asociación que tenía Colombia. Allí las operadoras deben pagar un 12 por ciento de regalías en cabeza de pozo, y luego entregarle al Estado el 45 por ciento de la producción. La compañía después de descontar sus costos (no superan los 15 dólares por barril) deben pagar un impuesto sobre la renta del 35 por ciento. De esta forma, la participación del Estado argentino en la renta petrolera es del 69,24 por ciento, aproximadamente (ver figura 10).

Argentina no exporta petróleo líquido; toda la producción, incluida la participación de las compañías privadas, debe satisfacer la demanda interna, la cual el Estado paga al 50% del WTI.

FIGURA 10. State Take en Argentina

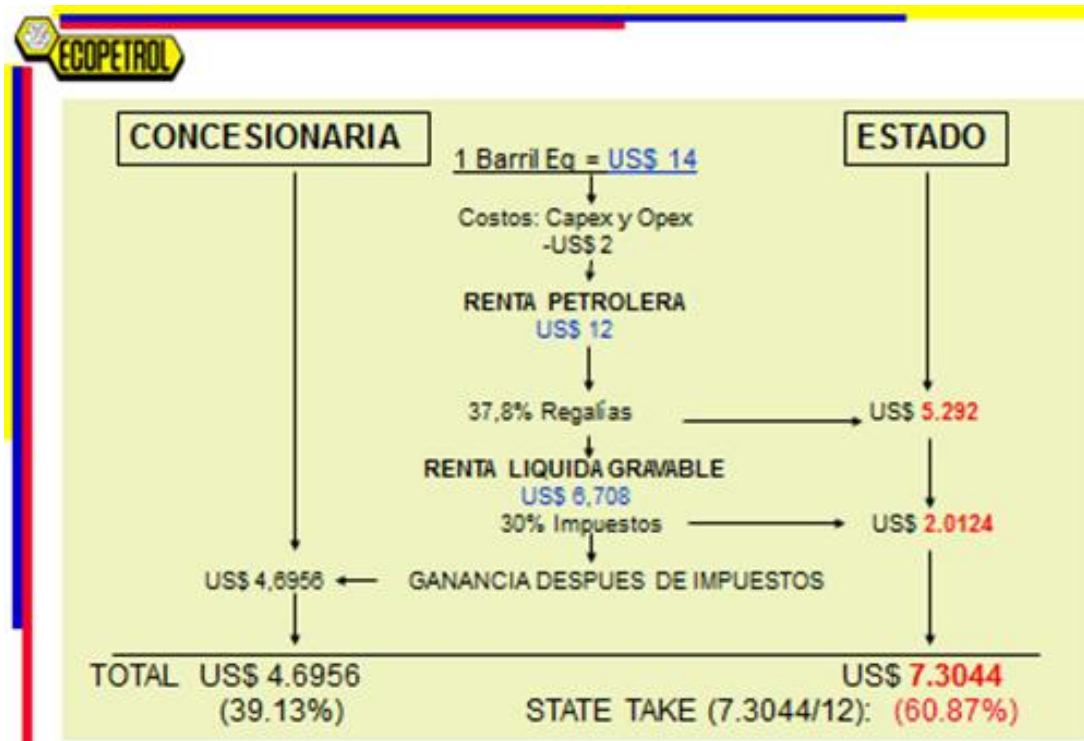


Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

En el Perú (un país gasífero como Bolivia), las regalías son el 37,8 por ciento y el impuesto sobre la renta del 30 por ciento. De esta forma el Estado se queda con el 60,87 por ciento de la renta petrolera (ver figura 11).

En Brasil (país al que Colombia le copió en 2003 algunos cambios en política petrolera), hasta el año 2013 las regalías eran del 11 por ciento (el uno por ciento es para los trabajadores), y el impuesto sobre la renta del 34 por ciento; quedándole al Estado, de esta manera, el 44,37 por ciento de participación en la renta petrolera (ver figura 12). Era un State Take muy parecido al de Colombia, pero allí las petroleras privadas no tienen prebendas tributarias y el Estado sí vigila los costos de producción y el correcto pago de los impuestos.

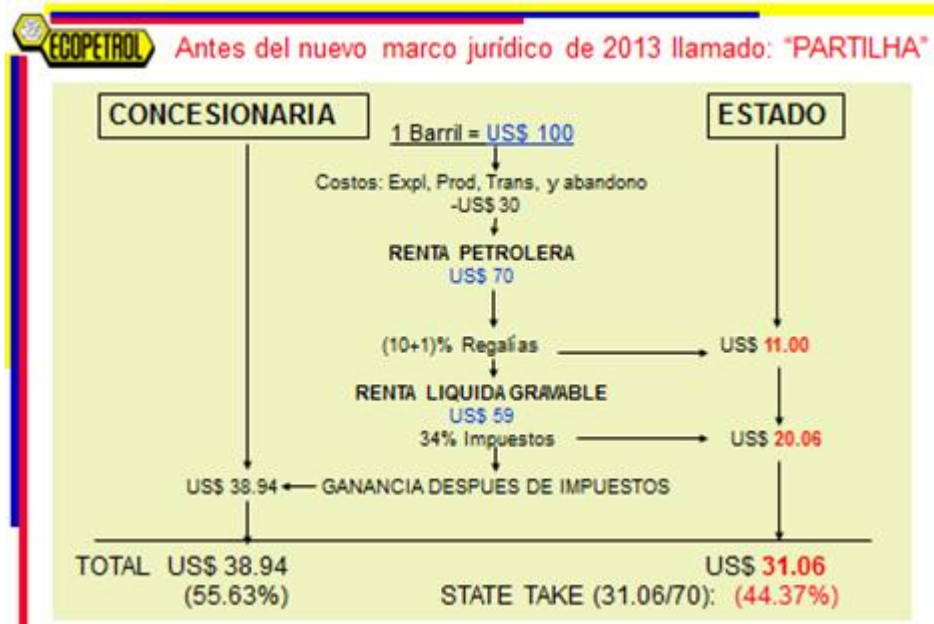
FIGURA 11. State Take en Peru



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

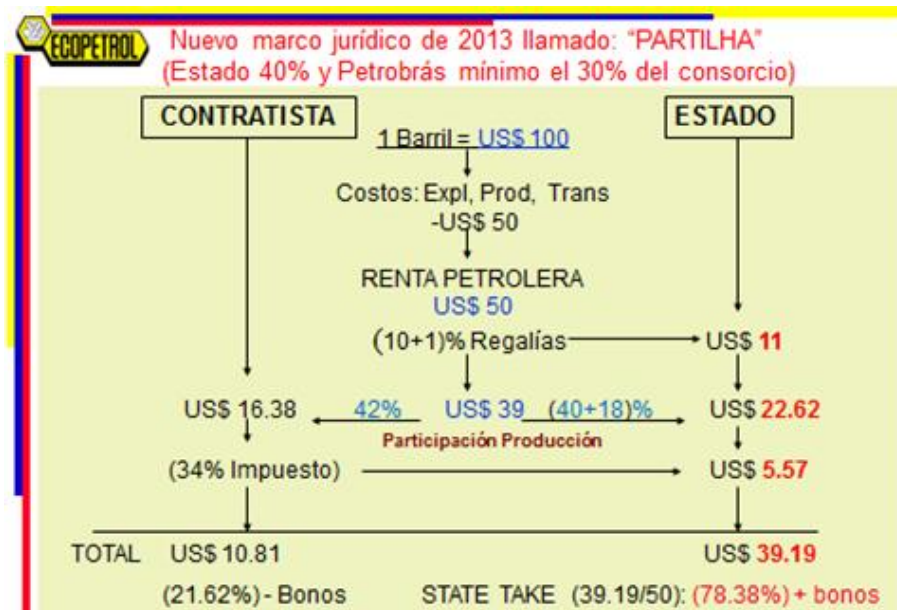
Desde el año 2013 Brasil impuso un nuevo marco jurídico llamado “PARTILHA”, donde la exploración se hace a través de consorcios, en el cual Petrobras debe ir como mínimo en el 30% del mismo. Si se descubre petróleo, el Estado recibe el 40% de la producción después de regalías, las cuales se mantienen en el 11%. Al incluir el impuesto a la renta del 34%, el State Take para Brasil llega al 78,38%, más bonos que se deben pagar en el momento de ser firmado el contrato (ver figura 13).

FIGURA 12. State Take en Brasil antes de Partilha



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

FIGURA 13. State Take actual en Brasil



Fuente: Cátedra Política Petrolera, Ingeniería de Petróleos UIS

Comparando con los demás países de Sudamérica, Colombia es el país con menor participación en la renta petrolera (38,62%), mientras que el State Take promedio mundial, según la Asociación Europea de Geofísicos e Ingenieros (EAGE), es del 75%.

Según la tabla 6 actualmente Ecopetrol participa con el 72 por ciento de la producción (directamente el 39,5 y el 32,5 lo recibe como participación del país - incluye regalías- de los anteriores contratos de asociación); pero a futuro, si las actuales concesiones adjudicadas por la ANH dan fruto, la producción para el país, incluidas las regalías, teóricamente será del 12 por ciento en promedio.

Tabla 6. Producción de petróleo en Colombia a 31 de diciembre de 2014

Petróleo en Colombia 2014

• Ecopetrol directo	395.000 b/d
• Ecop-Asociados (CONREGALIAS)	325.000 b/d (130.000)
• <u>Total Ecopetrol</u>	720.000 b/d
• Participación socios	100.000 b/d
• Concesiones nuevas	179.500 b/d (Inversionista)
• Participación ANH	500 b/d (Estado)
• <u>Producción Total</u>	1'000.000 b/d (60% <15° API)
• Carga Refinerías	290.000 b/d
• Rendimiento	240.000 b/d
• <u>Sobran</u>	680.000 b/d Exportación
• <u>Producción 2005</u>	525.000 b/d.....

Fuente: la autora-

Solo basta con imaginar un escenario futuro en el cual se descubra un nuevo Cusiana o que se produzca un millón de barriles diarios provenientes de yacimientos

descubiertos a través de las concesiones modernas (cuando la producción de los yacimientos maduros haya declinado), para concluir que con el nuevo sistema concesionarios no se tiene garantizado el suministro interno, pues al país solo le correspondan 120 mil barriles (teóricamente). O sea que así se descubra petróleo a futuro, para cargar las refinerías se tendrá que importar petróleo, porque posiblemente las petroleras extranjeras no le vendan al país el suyo, como está pasando con el gas natural de la costa caribe, ya que el contrato firmando con la ANH no se les obliga a cubrir el suministro interno (ellos son libres de disponer de su crudo); y si lo venden, se les debe pagar a precio internacional y en boca de pozo.

Otro gran lunar de la ANH es la no aplicación de funciones de vigilancia y control sobre las actividades, tanto técnicas como sociales, que realizan las petroleras, dejándolas a sus anchas; por lo cual vienen atropellando las comunidades y afectando el medio ambiente. La ANH debería contar con funcionarios immaculados técnica y moralmente, que purifiquen los vicios que hoy tienen los organismos de control. Ello quedó plasmado en el Decreto Ley 1760 de 2003; sin embargo, la mayoría de sus funciones no se han cumplido, demostrando, en sus 10 años de funcionamiento, que el cambio en la política petrolera ha sido un fracaso estruendoso, al extremo de que hoy está en riesgo la autosuficiencia petrolera del país.

O sea que con el traspaso de la administración del subsuelo, de Ecopetrol a la ANH, en vez de mejorar empeoramos, porque la entrega de bloques se convirtió en una sofisticada corruptela, al estilo del carrusel de la minería, a donde llegaron empresas de dudosa reputación; despojándole al país la mayor parte de la renta petrolera.

4. RESULTADOS SOCIALES Y AMBIENTALES

La proliferación de contratos de exploración adjudicados por la ANH a más de 140 empresas, la mayoría de dudoso origen, sin experiencia idónea y sin suficiente respaldo financiero, ha llevado a un descuadernamiento de la industria petrolera, con múltiples enfrentamientos con las comunidades del área de influencia.

Algunos de los impactos más graves que viene generando la industria petrolera están en lo social y cultural; pues, junto con los taladros llegan personas de todas partes, afectando la identidad étnica, incrementando aceleradamente la población, con diferentes culturas y costumbres, alterando la riqueza cultural nativa, y sus actividades laborales, productivas y económicas. La industria petrolera trae consigo una serie de nuevas enfermedades, a las que no está adaptado el sistema inmunológico de los habitantes nativos, afectando comunidades enteras.

Algunas de las nuevas empresas beneficiadas con bloques por la ANH, han sido tan irresponsables que han generado desplazamiento de nativos, disminuyendo consigo las áreas de cultivo y ganadería por escases de mano de obra (atentando contra la seguridad alimentaria). En las regiones petroleras se ha presentado economía inflacionaria al incrementarse los jornales, los arriendos y en general el costo de vida. Se ha generado un problema fiscal en los entes territoriales al incrementarse sus gastos, pues se debe cubrir la nueva demanda de servicios públicos (acueductos, electrificación, vivienda, alcantarillados, salud, educación, entre otros servicios básicos).

Llegada de la industria petrolera trae consigo la prostitución, la drogadicción, el alcoholismo, la violencia intrafamiliar, los divorcios, el gaminismo, la indigencia, el raponazo callejero, etc. La proliferación de todos estos males sociales se debe a la ausencia del Estado quien se recuesta en las empresas petroleras y no atiende -

con el desarrollo de programas educativos, preventivos, recreativos y de empleo alternativo- las necesidades que nacen a la par con la industria petrolera.

La ausencia del Estado promueve la violencia y la anarquía, porque la población pierde la confianza y la credibilidad en las instituciones. La falta de oportunidades laborales para la población nativa es un caldo de cultivo para el reclutamiento de nuevos combatientes por parte de los grupos armados al margen de la ley, con lo cual se aleja el deseo de todos los colombianos por lograr la anhelada paz.

La industria petrolera ha generado corrupción pública en los entes territoriales, por la llegada de dineros en forma de regalías; las cuales, fueron administradas por pésimos gobernantes, quienes llenaron sus bolsillos y dejaron viendo “un chispero” a sus habitantes. La población esperaba una compensación a todos los males, reflejada en una inversión social que nunca llegó. Las regalías se malgastaron en “elefantes blancos”, o sea, carreteras, mega-colegios, coliseos, hospitales, mangas de coleo, etc. Obras que ahora no podrán ser mantenidas, equipadas ni operadas, pues a raíz de la centralización de las regalías (acto legislativo 05 de 2011), no se cuenta con los recursos para pagar profesores, instructores, entrenadores, enfermeras, médicos, ni empleados. Igualmente, se construyeron importantes acueductos por donde a futuro no fluirá agua, pues los ríos se están secando por culpa del calentamiento global, la deforestación y el hidrodinamismo que genera la producción petrolera en los yacimientos con empuje natural de agua.

Por otro lado, la industria petrolera generó una serie de recursos, por transferencia e impuestos, a las arcas del Gobierno Nacional, que fueron utilizados en burocracia, salud, educación, infraestructura vial y otras obras públicas que también alimentaron la corrupción.

Ecopetrol, como empresa estatal, recibió una participación importante de la producción de petróleo, que utilizó para refinar y obtener los combustibles costosos

que le vende a los Colombianos, contribuyendo a los altos costos de producción que hoy tiene el sector industrial y la agricultura, limitando competitivamente la producción nacional en el mercado internacional; lo que ha llevado a los empleadores a pagar bajos salarios para ser competitivos, y por ende, disminuyendo el poder adquisitivo de los colombianos.

La industria petrolera está dejando en las zonas de influencia un inmenso hueco lleno de desolación, violencia, pobreza, destrucción de frágiles ecosistemas con daños ambientales irreparables, y sobre todo, un gran repudio ciudadano por aquellos gobernantes y legisladores que años atrás fueron seducidos, sobornados y extorsionados por lobistas que protegen los intereses de las grandes multinacionales.

Por el lado ambiental se observa que las autoridades ambientales expiden licencias de forma irresponsable, sin aplicar controles serios, y ante los reclamos de las comunidades, responden que la misma ley permite a la industria petrolera cierto grado de contaminación, y que ésta se encuentra incluso por debajo de los parámetros establecidos. El meollo del asunto, gira un poco en torno a los funcionarios de estas entidades, quienes por sus pocos conocimientos técnicos, desconocimiento de la región, y su falta de sensibilidad ambiental, tienden una cortina de humo para ocultar la realidad del asunto.

La sísmica ha generado daños al medio ambiente profundizando las aguas freáticas y superficiales, y ha debilitado la capa superficial del terreno en las zonas de ladera, generando erosión y derrumbamiento en época de invierno. La razón es que actualmente, la sísmica 3D se rige bajo una normatividad elaborada en 1996 y 1997 para 2D, donde el volumen de explosivo utilizado no superaba los 1.000 gramos, y hoy se usan cantidades superiores a 3.000 gramos, por la profundidad de investigación requerida, y la exploración en zona montañosa, de topografía irregular, que requiere mayor carga para compensar la difusividad de la onda

sísmica. La distancia entre las detonaciones, que era de 200 metros, hoy es menor a 60 metros, haciendo imposible el cumplimiento de las distancias a acuíferos, nacederos, casas de adobe, etc., que contempla la normatividad actual redactada con el apoyo de la Asociación Colombiana del Petróleo; que de por sí es violatoria de la Ley 79 de 1986, donde se exigen distancias superiores a 200 metros para proteger los cuerpos y las fuentes de agua.

La sísmica produce diaclasas continuas que desvían y profundizan las corrientes de agua, alterando la hídrica subterránea. Esta actividad exploratoria ha generado un rechazo radical por parte de los campesinos, presentándose frecuentes protestas y conflictos de orden público, que han amenazado la continuidad de proyectos exploratorios importantes para el desarrollo de la industria de los hidrocarburos en Colombia.

Previo a la actividad de perforación se cambia por completo el paisaje natural, pues se deben hacer vías de acceso, plataformas o locaciones para montar el taladro y piscinas para lodos de perforación. Además de la remoción de suelos e impacto sobre las vías terciarias, generado por el tránsito de por lo menos 30 tractomulas que pesan más de 50 toneladas cada una (vías que en muchas ocasiones han sido asfaltadas con presupuesto departamental o municipal), se descapotan los pastizales y se talan los bosques. Estas actividades generan erosión en los terrenos de ladera; y en los terrenos planos (como los Llanos Orientales), durante la lluvia se produce arrastre de material hacia los morichales, los cuales desaparecen por la sedimentación.

Ya durante la perforación del pozo, si se presentan brotes o reventones, se corre el riesgo de contaminar con lodos, los caños, los morichales, los humedales, los ríos y los pastizales. Estos lodos contienen químicos que son dañinos para la salud. Igualmente, si la cementación de las tuberías de revestimiento no es óptima, durante la etapa productiva del campo se pueden presentar canales por el anular entre la

tubería y la pared del pozo, por donde pueden migrar los hidrocarburos o el agua salada, desde la profundidad (yacimiento) hacia las formaciones superiores que contienen agua potable. Por ejemplo, el caso presentado recientemente en la vereda La Esmeralda del municipio de Acacias (Meta), donde más de 60 pozos artesianos de agua fueron contaminados con crudo del campo Chichimene.

Finalmente, al terminarse la perforación, el abandono de la plataforma o locación puede ser poco amigable con el medio ambiente, dejando la zona descapotada, o con pastos importados que se mueren al poco tiempo. O, lo que es peor, dejan los sobrantes del lodo de perforación dentro de las piscinas construidas en el suelo, quedando como pasivos ambientales de gravísimo impacto, por los químicos dañinos que contiene. En ocasiones, cuando la lluvia es intensa, las piscinas se rebosan, arrastrando los lodos y aceites a los caños, ríos, cultivos y pastizales.

Durante la etapa de producción, con los frecuentes derrames de petróleo, se han contaminado caños y ríos, se han perdido cultivos, se esterilizan las tierras y se secan los pastos, afectando la agricultura y la ganadería. Otros de los problemas ambientales causados por la industria petrolera, durante la etapa de producción de hidrocarburos, son el hidrodinamismo (el cual está provocando la disminución del caudal de los ríos, caños y quebradas, especialmente en la cuenca de los Llanos Orientales), el derrame de petróleo, la quema de gas, el polvo que genera las tractomulas en las vías destapadas y el vertimiento de las aguas residuales que se producen junto al petróleo.

El hidrodinamismo ocurre en aquellos yacimientos petroleros que tienen algún acuífero activo que actúa como energía del mismo (el agua empuja el crudo desde la roca hacia los pozos), donde la formación o roca donde está el petróleo tiene continuidad lateral y presenta recarga volumétrica en algún punto en superficie. El fenómeno se detecta al comprobarse la alta producción de agua junto con el petróleo (el corte inicial de agua es alto y con el tiempo aumenta

considerablemente), la presión del yacimiento se mantiene constante (existe recarga: volumen de fluido que sale es reemplazado por otro fluido que entra al yacimiento), y el agua que se produce, junto con el petróleo, es dulce (punto de recarga en superficie, en ríos, quebradas, caños, lagos o lagunas).

Este fenómeno se presenta en el 90% de los yacimientos petroleros que se explotan actualmente en los Llanos Orientales, y ha sido estudiado e investigado a nivel de doctorado y postdoctorado en el Instituto Francés del Petróleo y universidades de Inglaterra y Estados Unidos.

La “combustión in situ” es otra operación que genera sismos y contamina los acuíferos subterráneos, con los gases que genera la combustión (sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono y dióxido de azufre), e hidrocarburos; los cuales migran por el anular de los pozos hasta los acuíferos superiores, al fracturarse el cemento con las altas temperaturas (superiores a 1000 grados centígrados), como ocurrió el piloto del proyecto Star, en el campo Quifa, departamento del Meta.

Otros problemas son: la construcción de oleoductos y gasoductos, donde se intervienen los lechos de los ríos, se hacen cortes con zanjas de hasta tres metros de profundidad, disminuyendo el nivel freático y desviando el flujo de las aguas subterráneas poco profundas; la quema de gas, donde se generan gases tóxicos, se contamina auditivamente y se calienta la atmósfera del entorno; y el polvo que generan las tractomulas en las vías destapadas.

5. CONCLUSIONES

Desde 2004 la ANH es la responsable, y no el Congreso de la República –como ocurre en todos los países petroleros del mundo-, de la formulación del sistema contractual para la exploración y explotación de hidrocarburos, volviendo desde el año 2004 al sistema concesionario, con una pérdida, por parte del país, del 50% de participación en la renta petrolera; pues antes de los gobiernos de Pastrana y Uribe se recibía más del 76% de la renta petrolera (State Take), mientras que con el contrato actual no se recibe más del 40%.

El déficit en la oferta mundial de energéticos, alimentado por el crecimiento exponencial demográfico, el calentamiento global y el cenit de los hidrocarburos convencionales, ha llevado a las multinacionales petroleras a aceptar los cambios que han emprendido en la última década países como Ecuador, Venezuela, Bolivia, Perú, Argentina y Brasil, países donde la participación del Estado en la renta petrolera supera con creces la participación que Colombia tiene con el actual sistema contractual de E&P.

El actual sistema concesionario está poniendo en riesgo la autosuficiencia petrolera, puesto que en más del 80% de los contratos firmados por la ANH, la participación del Estado en la producción (incluidas las regalías), no supera el 12%. Antes, con el contrato de asociación, al país le tocaba más del 60% de participación en la producción de hidrocarburos, sin asumir riesgos; hoy se encarga del calentamiento de las cuencas no petroleras.

Como consecuencia de la política petrolera establecida desde la expedición del Decreto Ley 1760 de 2003, se han generado una serie de problemas con las comunidades, producto, generalmente de los graves impactos que la industria petrolera está generando al medio ambiente, la pérdida de los derechos

constitucionales sobre la soberanía, y la violación al derecho constitucional de las comunidades a la consulta, al consentimiento libre, previo e informado; lo cual ha causado descontento generalizado, llevando al caos social y al desorden público, con enfrentamientos entre la población y las autoridades, simplemente porque la normatividad actual atropella al pueblo y beneficia a las multinacionales.

Lamentablemente cuando se trata de acatar y respetar la Constitución Política, de cumplir los tratados internacionales, o de someterse a los preceptos legales, surge el inevitable conflicto con los terceros interesados, por cuanto ellos esperan políticas flexibles sobre las exigencias ambientales que rodean los proyectos, sin tener en las futuras generaciones, y la urgencia mundial de contener la degradación ambiental del planeta. Igualmente, hay muchísima ausencia de voluntad política por parte de los parlamentarios para legislar con normas más estrictas, porque sencillamente son manipulados por el gobierno nacional y las multinacionales con el cuento de la bonanza petrolera.

El pueblo colombiano hoy es testigo mudo de los recurrentes enfrentamientos entre las empresas petroleras y las comunidades (más de 440 en 2013), generalmente porque las operadoras y sus contratistas aplican malas prácticas o hace mal uso de las tecnologías, acabando o contaminando fuentes de agua, generando derrumbes en las fincas, reventando acuíferos confinados, secando humedales, interviniendo ríos o extrayendo, sin permisos o licencias, las aguas subterráneas poco profundas.

Igualmente, algunas empresas operadoras, sin el debido control y vigilancia de la ANH, amparados en la ley de servidumbres petroleras (Ley 1274 de 2009), y en el hecho de ser una industria de utilidad pública, literalmente abren los broches de las fincas, amenazan con expropiación o multas de miles de millones a sus propietarios, si se oponen al ingreso de la sísmica o los taladros.

6. RECOMENDACIONES

La industria petrolera en Colombia, social y ambientalmente pasa por su peor momento, y es urgente adoptar medidas que reparen el inmenso daño generado con el cambio del sistema contractual en exploración y producción; y ojalá pronto se reencuentre el rumbo de la decencia y la recta aplicación de buenas prácticas, de la cual jamás debería haberse extraviado. El cómo se llegue a esta solución es asunto del Congreso de la República a través de una ley orgánica de hidrocarburos, pero lo urgente e inaplazable es detener, a través de un manual de buenas prácticas, el derrumbe social y ambiental que está al borde del abismo.

En aras de no perder la autosuficiencia en hidrocarburos, la política petrolera debe estar regida por una ley orgánica, que la blinde de los intereses particulares e internacionales, orientándola al interés nacional, para garantizarle a las futuras generaciones, las materias primas indispensables para el desarrollo e industrialización, al cual también tienen derecho. Ante el escenario, donde no se tiene garantizado a futuro el suministro interno de hidrocarburos, así hayan descubrimientos, el Congreso de la República debe tramitar también una reforma a la liquidación de regalías (ley 756 de 2002), volviendo por lo menos al 20 por ciento del contrato de asociación; y un buen porcentaje de éstas debe retornar a las zonas petroleras si se quieren evitar los actuales conflictos sociales que allí se viven.

Se debe propender entonces, por discutir y aprobar una ley orgánica de hidrocarburos, concertada entre la academia, la industria, el gobierno, la clase obrera y el Congreso de la República; pues no se puede seguir con una política petrolera manejada por el gobierno de turno y direccionada a favor de las petroleras privadas. La política petrolera debe ser de interés nacional como lo es en todos los países petroleros.

También es deber del Congreso de la República, legislar para reglamentar y hacer cumplir los artículos 7º y 8º de la CP; ya que la explotación petrolera ha afectado la diversidad étnica y la riqueza cultural y natural (medio ambiente) del territorio nacional; se ha violentado el derecho constitucional a gozar de un ambiente sano (art. 79 de la CP), y se han afectado las reservas naturales y las fuentes de agua, como lo demuestran las secuelas que ha dejado esta industria a lo largo y ancho el país. Esta ley orgánica debe exigir el endurecimiento de la normatividad que reglamenta las áreas protegidas del territorio colombiano, así como las zonas de exclusión y restricción, pues los derechos colectivos están por encima de los intereses particulares y económicos del Gobierno y las multinacionales (existen fallos de la corte constitucional en ese sentido).

Es urgente que el país cuente con una ley ambiental más exigente para la exploración y explotación petrolera, sobre todo en zonas visiblemente sensibles como lo es la Orinoquía y la zona alta de la cordillera oriental; donde se establezcan directrices en pro de mitigar los impactos ambientales, económicos y sociales de las zonas de influencia; pues, desde sus inicios la industria petrolera ha afectado significativamente a las comunidades y al ecosistema, vulnerando algunos derechos, garantías y deberes contemplados en la Constitución Política (CP) y la legislación colombiana. Por ejemplo, para mitigar el impacto del hidrodinamismo el gobierno debe legislar exigiendo cero vertimientos, lo cual obligaría a la industria petrolera a reinyectar el agua; la cual debe hacerse al mismo yacimiento y no a otras formaciones superiores, para evitar otro gravísimo impacto: la contaminación de los acuíferos potables de poca profundidad.

Dentro de otro contexto, hoy la locomotora minero energética es la protagonista de la economía del país, por lo cual es prioritario y esencial establecer una carta de navegación con políticas serias a largo plazo que garanticen, por un lado, los recursos suficientes al fisco nacional y regional, para el desarrollo industrial, económico y social; y por el otro, la seguridad energética con sostenibilidad

ambiental. Igualmente, ante la futura panorámica mundial, con una eventual crisis energética a la vista, los recursos naturales se han convertido en estratégicos para el desarrollo sostenido de los pueblos, por lo cual su explotación sostenible y regulada es clave para enfrentar el futuro. De la misma manera, ante la amenaza de un déficit fiscal profundo, por una muy posible crisis económica futura, es necesario blindar la empresa estatal -Ecopetrol S.A- del muy probable aumento privatizador por parte del Ejecutivo, ya que su función es esencial para garantizar la soberanía y seguridad nacional.

BIBLIOGRAFIA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. (Colombia). Contratos suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Bogotá: A.N.H, 2013. [Documento presentado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos como respuesta a Derecho de Petición instaurado por el Senador Jorge Enrique Robledo]

BENDECK OLIVELLA, Jorge. Ecopetrol, Historia de una gran Empresa: colección temas petroleros. La Universidad de California E.U: ediciones punto llano, 1993

JOHNSTON, Daniel. International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Constrcuts. Tulsa, OK. E.U: Penn Well Publishing Company, 1994.

MENA DE QUEVEDO, Margarita. Jaque Mate a Ecopetrol. Temas Gerenciales, 3R Editores, Bogotá, 2007

PÉREZ, Víctor Eduardo y BUENO SALAZAR, Rafael El Petróleo en Colombia". Ecopetrol 50 años. En: Publicaciones Semana S.A. (SEP. 2005).

VEGA CANTOR, Renán, Conflicto petrolero en Barrancabermeja en 1977: no fue una huelga, fue una guerra. En: Universidad Pedagógica Nacional. Bogotá N° 35(febr, 2008); p. ISSN 0120-2456

VILLEGAS ARANGO, Jorge, Petróleo Colombiano, Ganancia Gringa. Volumen 8 de libros de bolsillo de la Carreta. 3 reimpressa, Universidad de Texas E.U, la carreta, 1973.

ANEXOS

ANEXO A. SOLICITUD DE INFOEMACION



Administrando integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos del país en forma sostenible y con responsabilidad social

PROSPERIDAD
PARA TODOS



Al responder cite: Radicado 20133600036401

Bogotá D.C., lunes, 16 de diciembre de 2013

Doctor
JORGE ENRIQUE ROBLEDO
Senador de la República
Carrera 7 No. 8 – 68
Edificio nuevo del Congreso
Cuidad

SENADO DE LA REPUBLICA

Fecha: 2013-12-17 16:32

No. Radicado: 31850-2013

Documento: Oficio 5 folios

Anexo: 20 folios N°

Destinatarios: 1

Recibe: Lina Maria Diaz Rivera

RECEBIDO
M. CORRESPONDENCIA
2013/12/17

Asunto: Solicitud de información. Radicado 20136240118022 del 5 de diciembre de 2013

Respetado Doctor Robledo,

Me refiero a la comunicación del asunto, mediante el cual se solicita información sobre los contratos petroleros que suscribe la ANH. Las respuestas a las preguntas formuladas son las siguientes:

1. Número de bloques asignados por la ANH desde 2004 para E&P de hidrocarburos, mediante CONTRATACIÓN DIRECTA, indicando el nombre de la empresa contratista, la ubicación del bloque, el área asignada, el estado actual del contrato (vigente o renunciado), año de adjudicación y la participación X en la producción para el Estado, en cada uno de ellos, diferente a las regalías.

Respuesta:

Desde el año 2004 han sido adjudicados 157 Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos mediante Contratación Directa. En el anexo 1 se relacionan los respectivos contratos.

Es del caso aclarar que en estos contratos de exploración y producción de hidrocarburos celebrados bajo el Acuerdo 008 de 2004 mediante asignación directa, no hay porcentaje de participación en la producción para el Estado.

2. Número de bloques asignados por la ANH desde 2004 para E&P de hidrocarburos, mediante PROCESO COMPETITIVO, indicando el nombre de la empresa contratista, la ubicación del bloque, año de adjudicación, el área asignada, el estado actual del contrato (vigente o renunciado), y la participación X en la producción para el Estado, en cada uno de ellos, diferente a las regalías.



Avenida Calle 26 No. 59-65 Piso 2 - PBX: (571) 5931717 - Fax (571) 5931718 - Bogotá, Colombia
www.anh.gov.co | info@anh.gov.co | Código Postal: 111321

1/9



Al responder cite: Radicado 20133600036401

Respuesta:

Desde el año 2004 han sido adjudicados 194 Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos mediante Proceso Competitivo. En el anexo 2 se relacionan los respectivos contratos.

3. Número de bloques asignados por la ANH desde 2004 para E&P de hidrocarburos, mediante PROCESO LICITATORIO o RONDAS, indicando el nombre de la empresa contratista, la ubicación del bloque, año de adjudicación el área asignada, el estado actual del contrato (vigente o renunciado), y la participación X en la producción para el país, en cada uno de ellos, diferente a las regalías.

Respuesta:

Por favor remitirse a la respuesta de la pregunta número dos, teniendo en cuenta que entre los procedimientos de asignación de áreas fijados por el Acuerdo 008 de 2004, posteriormente derogado por el Acuerdo 04 de 2012, no existe propiamente "(...) PROCESO LICITATORIO" mediante el cual se haya adjudicado contratos de exploración y producción de hidrocarburos o de evaluación técnica sino otro tipo de procesos competitivos denominados rondas y minirondas.

En el cuadro anexo 2 se especifica el tipo de proceso mediante el cual se han realizado los procedimientos de asignación de áreas.

4. Número de bloques asignados para EVALUACIÓN TÉCNICA, indicando el nombre de la contratista, el área asignada, año de adjudicación, la ubicación del bloque, el estado actual del contrato (vigente o renunciado), y la participación X en la producción para el país, en cada uno de ellos, diferente a las regalías.

Respuesta:

Desde el año 2004 han sido adjudicados 97 Contratos de Evaluación Técnica de Hidrocarburos. En el anexo 3 se relacionan los respectivos contratos.

5. Listado de bloques asignados donde ya había información previa de descubrimientos marginales no desarrollados por no cerrar financieramente; o mejor, por no haber recibido comercialización por parte de ECOPETROL o no haber sido solicitada la comercialización por el descubridor.

Respuesta:

El siguiente es el listado de bloques asignados por la ANH en la cual ya había información previa de descubrimientos marginales no desarrollados, según la información que actualmente se encuentra en la ANH.





Al responder cite: Radicado 20133600036401

ID	CONTRATO	OPERADORA	CUENCA	ESTADO	TIPO DE AREA
3	PERDICES	HOCOL S.A.	VIM	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
18	BUENAVISTA (BOLIVAR)	TECNICONTROL S.A.	COR	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
18	BUENAVISTA (BOLIVAR)	TECNICONTROL S.A.	COR	AREA DE EXPLOTACION	AREA EN PRODUCCION
19	CABIONA (DOROTEA B)	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION	LLA	AREA DE EXPLOTACION	AREA EN PRODUCCION
20	DOROTEA	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION	LLA	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
20	DOROTEA (DOROTEA B)	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION	LLA	AREA DE EXPLOTACION	AREA EN PRODUCCION
20	DOROTEA (DOROTEA A)	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION	LLA	AREA DE EXPLOTACION	AREA EN PRODUCCION
25	EL TRIUNFO	R3 EXPLORACION Y PRODUCCION S.A.	LLA	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
37	COATI	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA	CAG PUT	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
41	URIBANTE	ECOPEPETROL S.A.	CAT	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
44	MORICHITO	DCX SAS	LLA	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
52	CAÑO SUR	ECOPEPETROL S.A.	LLA	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
88	PLATANILLO	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	CAG PUT	AREA DE EXPLOTACION	AREA EN PRODUCCION
138	FENIX	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LIMITADA	VMM	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
148	TOPOYACO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	VSM	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
173	RC-4	EQUION ENERGIA LIMITED	SIN OFF	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
188	JAGUEYES 3432-A	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	LLA	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
189	JAGUEYES 3432-B	TABASCO OIL COMPANY	LLA	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
199	ALEA-1846-D	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	CAG-PUT	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
241	SSJN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	SIN SJ	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION
368	VIM 2	SK INNOVATION CO LTD	VIM	EXPLORACION CON ANH	AREA EN EXPLORACION

A partir del año 2008, la ANH ha incluido un párrafo en el objeto o en el alcance de los contratos de exploración y producción. Este párrafo excluye los derechos del contratista respecto de yacimientos descubiertos no desarrollados. A continuación transcribimos el párrafo de la Cláusula 2 de la minuta del contrato de la Ronda Colombia 2008:

"Párrafo: Se excluyen del presente contrato los Yacimientos Descubiertos No Desarrollados que se encuentren dentro del Área Contratada, sobre los cuales cualquiera de las partes tenga conocimiento al momento de la firma del contrato. EL CONTRATISTA declara no conocer la existencia de yacimientos descubiertos no desarrollados diferentes a los relacionados en las actas previas a la suscripción de este contrato, de ser el caso".

6. Listado de campos descubiertos (pozos A3) o redescubiertos, dentro de los contratos firmados por la ANH desde 2004, indicando nombre del campo, nombre de la empresa, nombre del contrato, año de adjudicación, reservas OOIP y probadas, fecha de comercialización, producción acumulada a la fecha y producción actual, tanto de petróleo crudo como de gas natural.

[Firma] **Respuesta:**

En el anexo 4 se relaciona el listado de campos descubiertos de contratos E&P con declaración de comerciabilidad, en evaluación, no comerciales, con declaración de





Al responder cite: Radicado 20133600036401

comerciabilidad y en evaluación, de contratos firmados por la ANH desde 2004. Las Reservas certificadas (probadas) por las compañías de campos descubiertos E&P con declaración de comerciabilidad con corte a 31 de diciembre de 2012 ascienden a 149.986.365 Bls.

7. Monto en dólares invertido en exploración reportado por las contratistas en cada uno de los bloques asignados por la ANH desde su creación y entrada en funcionamiento.

Respuesta:

En el anexo 5 se relaciona el monto en dólares invertido en exploración reportado por los contratistas en los bloques asignados por la ANH.

8. Monto en dólares invertido en desarrollo y facilidades de cada uno de los campos descubiertos y declarados comerciales, de los bloques asignados por la ANH desde su creación y entrada en funcionamiento.

Respuesta:

En el anexo.6, se relaciona la inversión presupuestada en evaluación y desarrollo de campos comerciales de Contratos E&P en dólares, de acuerdo a los presupuestos de inversión con corte al año 2013 que informaron las compañías operadoras para llevar a cabo la evaluación y desarrollo de las áreas descubiertas en las cuales se declaró comerciabilidad.

9. Valor en dólares que la ANH ha recibido desde su creación, como derechos económicos, por los siguientes conceptos:

- Derechos por precios altos, indicando el nombre del campo.
- Derechos por uso del subsuelo (global)
- Transferencia de tecnología (global)

Respuesta:

La ANH ha recaudado desde el año 2004 hasta el año 2013 por concepto de Derechos Económicos un monto acumulado de USD\$ 1.499.936.572 discriminado de la siguiente manera:



Al responder cite: Radicado 20133600036401

VALOR RECAUDADO POR CONCEPTO DE DERECHOS ECONÓMICOS
 Cifras en USD.

A Diciembre 31 de 2012

Año	Precios Altos	Uso del subsuelo		Transferencia de Tecnología	Participación en la producción	Totales
		Contratos E&P	Contratos de Evaluación Técnica			
2.004			311.850,00	337.687,00		649.537,00
2.005		364.051,00	1.242.594,00	429.347,00		2.035.992,00
2.006		2.277.406,00	798.361,00	818.216,00		3.893.983,00
2.007		2.368.915,00	333.385,00	1.181.346,00		3.883.646,00
2.008		88.327.988,00	3.510.539,00	2.621.681,00		94.460.208,00
2.009	24.433.889,00	63.959.187,00	2.749.889,00	3.176.489,00		94.319.454,00
2.010	149.041.100,00	46.097.288,00	1.793.021,00	3.528.900,00		200.460.309,00
2.011	218.772.769,00	80.350.456,00	115.005,00	2.720.875,00		301.959.105,00
2.012	306.452.070,73	78.080.837,21	187.529,24	1.713.628,20	3.099.817,04	389.533.882,42
2.013	284.937.698,38	93.427.490,77	3.737.839,07	7.060.135,54	19.577.292,61	408.740.456,38
Totales	983.637.527,11	455.253.618,98	14.780.012,31	23.588.304,74	22.677.109,65	1.499.936.572,79

Fuente: Cálculos ANH

La información del 2013, tiene fecha de corte 09-12-13, la TRM utilizada corresponde al promedio del 2013 (\$1.865,12)

Los Contratos que generan Derechos Económicos por Precios Altos en el 2013, son los siguientes:

Contrato E&P	Empresa Operadora
GUATIQUIA	Petrominerales Colombia
DOROTEA	New Granada Energy
CORCEL	Petrominerales Colombia
CHAZA	Gran Tierra
GUARROJO	Hocol S.A.
LLANOS 16	Parex Resources

Fuente: Cálculos ANH

10. Valor global en dólares de las inversiones hechas por la ANH desde su creación, para el calentamiento de cuencas sedimentarias con fines de E&P de hidrocarburos.

Respuesta:

Ese valor global invertido en adquisición de datos geológicos y geofísicos, corresponde a la ejecución del rubro estudios Regionales para la Exploración de Hidrocarburos, periodo 2004 - nov de 2013, convertidos a dólares con las TRMs promedio de cada año equivale a un total de: US\$ 878.525.200.

11. Actualmente, ¿cuántos barriles por día recibe la ANH a nombre del Estado, por los siguientes conceptos?:





Al responder cite: Radicado 20133600036401

- Por participación en la producción (X) de los contratos firmados por la ANH, indicando el nombre del campo y empresa contratista.

Respuesta:

La Agencia Nacional de Hidrocarburos recibe diariamente a nombre del Estado 538,32 barriles de petróleo por concepto de porcentaje de participación en la producción de los siguientes contratos de exploración y explotación, discriminados así:

Contrato	Campo	Empresa	% según contrato	Volumen diario *
CPO-07	ATARRAYA	Tecpetrol Colombia S.A.S.	47%	322,38
CPO-13	PENDARE	Tecpetrol Colombia S.A.S.	32%	3,66
CPO-17	DORCAS	HOCOL S.A.	12%	0,90
CPO-17	MERLIN	HOCOL S.A.	12%	0,49
CPO-6	PUERTO GAITAN	Tecpetrol Colombia S.A.S.	39%	5,51
E&P LLANOS 16	JAVA	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	2,09
E&P LLANOS 16	KONA	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	48,70
E&P LLANOS 16	MALAWI	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	0,38
E&P LLANOS 16	SULAWESI	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	4,21
E&P LLANOS 19	TORMENTO	GRUPO C&C ENERGÍA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA.	2%	2,91
E&P LLANOS 22	RAMIRIQUI	CEPCOLSA	1%	2,84
E&P LLANOS 23	LABRADOR	CANACOL ENERGY COLOMBIA	3%	49,89
E&P LLANOS 27	FLAMI	NCT-ENERGY GROUP	4%	13,82
E&P LLANOS 30	ADALIA	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	0,97
E&P LLANOS 30	VIVIANA	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	0,05
E&P LLANOS 32	BANDOLA	P1 ENERGY DELTA CORP. SUCURSAL COLOMBIA	1%	10,06
E&P LLANOS 32	MANICEÑO	P1 ENERGY DELTA CORP. SUCURSAL COLOMBIA	1%	10,01
E&P LLANOS 34	MAX	Geopark Colombia PN S.A.	1%	16,59
E&P LLANOS 34	TAROTARO	Geopark Colombia PN S.A.	1%	1,01
E&P LLANOS 34	TUA	Geopark Colombia PN S.A.	1%	34,77
E&P LLANOS 58	LLANOS 58	HUPECOL OPERATING COLLC	1%	0,97
E&P LLANOS 20	CUMBRE	Parex Resources Colombia Ltd.	1%	6,10
Total general				538,32

* El cálculo del volumen diario reportado se realizó con base en la información del primer semestre de 2013

- Por regalías (global, tanto de contratos firmados por la ANH como por Ecopetrol).

Respuesta:

 Avenida Calle 26 No. 59-65 Piso 2 - PBX: (571) 5931717 - Fax (571) 5931718 - Bogotá, Colombia
www.anh.gov.co/ info@anh.gov.co Código Postal: 111321



Al responder cite: Radicado 20133600036401

La Agencia Nacional de Hidrocarburos recibe diariamente a nombre del Estado por concepto de Regalías 168.313,84 barriles de hidrocarburos de los cuales 129.417,70 corresponden a petróleo y 38.715,14 corresponden a gas.

- De campos recibidos por terminación de contratos de asociación firmados por Ecopetrol, indicando el nombre del campo y empresa que actualmente lo opera.

Respuesta:

Se indica que este punto fue trasladado a Ecopetrol por tratarse de un tema de esa sociedad, según radicado número 20133600035111 del 9 de diciembre de 2013, anexo a esta comunicación.

12. En los contratos firmados por la ANH desde 2004, se les está exigiendo a las compañías petroleras operadoras la obligatoriedad de suministrar el petróleo para el consumo interno del país, tal como se lo acostumbraba Ecopetrol en el contrato de asociación, o ellas son libres de disponer de su crudo?
13. Si en los contratos firmados por la ANH desde 2004, las compañías operadoras venden su petróleo, obligatoria o voluntariamente, para garantizar el suministro interno (refinación para la producción de combustibles de consumo nacional), ¿a qué precio se les comprará y en cuál será el punto de entrega?

Respuesta a las preguntas 12 y 13:

La obligación para los contratistas de exploración y explotación de petróleos de vender los crudos que sean requeridos para la refinación con destino al abastecimiento interno está establecida en los Artículos 58 y 215 del Código de Petróleos (Decreto Legislativo 1056 de 1953).

"Artículo 58. La refinación de petróleo es libre dentro del territorio nacional.

Los concesionarios de explotación atenderán de preferencia las necesidades del país, debiendo ofrecer en venta, cuando el consumo de derivados del Petróleo lo exija, la materia prima necesaria para atender a dicho consumo, de acuerdo con la reglamentación que haga el Gobierno.

El Gobierno podrá conceder permisos, por un término que no exceda de treinta (30) años, para el establecimiento de estaciones de abasto de combustibles en los terrenos constituidos en reserva de la Nación, por el artículo 20 de este Código. La remuneración y demás condiciones del permiso se determinarán en los respectivos contratos que al efecto se celebren.

El Gobierno podrá establecer y explotar refinerías o contratar su construcción o explotación para beneficiar los petróleos crudos que le correspondan por concepto de regalías o que adquiriera a cualquier título. Deberá hacer uso de esta autorización tan pronto como las circunstancias indiquen la conveniencia de regularizar los precios de los refinados en beneficio de la economía del país y de los intereses de la colectividad."





Al responder cite: Radicado 20133600036401

"Artículo 215. Cuando las regalías, percibidas en esa especie por el Gobierno no fueren suficientes para abastecer el consumo interno de derivados del petróleo, previa solicitud del Gobierno, los contratistas de exploración y explotación estarán obligados a ofrecer en venta una cantidad tal, que sumada a la regalía, no exceda durante cualquier mes del 50% de la producción de la concesión. Pero cada contratista tendrá derecho a imputar a dicha cantidad el petróleo crudo que esté destinado, directa o indirectamente, a la refinación dentro del país para atender a las necesidades del consumo interno.

La solicitud de compra, así como la cantidad requerida, de acuerdo con lo antes previsto, se comunicarán al contratista con no menos de tres (3) meses de anticipación y éste tendrá un plazo de dos (2) semanas para formular su oferta definitiva de venta, o para hacer las observaciones que estime del caso; la cantidad acordada se entregará y pagará de la siguiente manera: la cantidad vendida será entregada en el centro de recolección del respectivo campo de producción al mismo precio que sirva como base para liquidar la regalía en dinero; deducidas las tarifas vigentes de transportes entre el centro de recolección de la concesión y el puerto de embarque, y su pago se hará mensualmente así:

a) El Gobierno pagará al contratista en moneda legal colombiana la materia prima entregada hasta una cantidad que equivalga al 25% de la producción después de deducir la regalía tomada por el Gobierno en especie; pero el contratista tendrá derecho a deducir de la cantidad así pagable en moneda legal el precio de la materia prima que esté destinando, directa o indirectamente a satisfacer el consumo interno.

Es entendido que las ventas en moneda legal colombiana reemplazan para el contratista la obligación de reintegrar hasta el 25% del producto de sus exportaciones, establecida en el artículo 9º del Decreto 568 de 1946 e inciso 3º del artículo 16 de este Código.

b) Cualquier cantidad de petróleo adicional a la venta de que trata el ordinal a) anterior, hasta completar el 50% a que se refiere el inciso 1º de este artículo, será pagada por el Gobierno en la misma moneda en que el contratista haya vendido la mayor cantidad del petróleo de su concesión en el mismo mes, y

c) Los pagos que se hagan en desarrollo de estas ventas están exentos de toda clase de impuestos indirectos, tales como los de giros, timbre y similares.

Para los efectos de este artículo, entiéndese por "producción de la concesión" la totalidad del producto bruto explotado, después de descontar el petróleo crudo que se consuma en beneficio de la misma concesión dentro de los linderos de ésta, de conformidad con el artículo 41. Entiéndese, además, que cuando se trate de crudos de distintas clases procedentes de la misma concesión, la obligación de ofrecer materia prima en venta se fijará proporcionalmente a los volúmenes de las distintas clases de petróleo crudo en el centro de recolección del respectivo campo de producción."

Adicionalmente, conforme a lo dispuesto en el Artículo 154 del Decreto Ley 444 de 1967, al Ministerio de Minas y Energía le corresponde, al determinar los volúmenes de producción que los explotadores de petróleo deben vender para la refinación en el país y fijar los precios correspondientes, para cuyo efecto expidió la Resolución 18 1709 de diciembre 23 de 2003 "Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios de petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno", que se anexa a esta comunicación.

En el Artículo 4º ibídem, se establece expresamente que:





Al responder cite: Radicado 20133600036401

"ARTÍCULO 4º. Nuevos contratos de compraventa y de E&P. Sin perjuicio de lo estipulado en el párrafo del artículo 1º de la presente resolución, en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos a suscribir y/o en los de compra de crudos que a partir de la fecha de vigencia de la presente Resolución suscriban ECOPEPETROL S.A, los refinadores privados o la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), según sea el caso, para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, se establecerá en forma expresa como cláusula del respectivo contrato la aplicación de los precios en la forma establecida en esta resolución."

En todo caso, la ANH a través de los Contratos E&P y dando cumplimiento a las disposiciones establecidas en los artículos 58 y 215 del Decreto Legislativo 1056 de 1953 (Código de Petróleos), podrá solicitar a los productores de hidrocarburos del país que se suministre el crudo producido en el país en eventos de desabastecimiento interno.

En cumplimiento de lo anterior, en los contratos suscritos por la ANH está incluida la Cláusula de "PRECIOS PARA ABASTECIMIENTO INTERNO" en los siguientes términos:

"Cuando EL CONTRATISTA sea requerido para vender su crudo para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, los precios se calcularán con base en el precio internacional, en la forma establecida en la Resolución N° 18-1709 del 23 de diciembre de 2003 proferida por el Ministro de Minas y Energía, o en cualquier disposición legal o reglamentaria que la modifique o sustituya."

En los anteriores términos atendemos su solicitud.

Cordial saludo,

LUÍS ALEJANDRO DÁVILA MOJICA
Vicepresidente Administrativo y Financiero (E)

Consolidó: Javier Jiménez Valderrama
Aprobó: Héctor Galindo Vanegas

Anexo lo anunciado





Al responder cite: Radicado 20133600035111

Bogotá D.C., lunes 9 de diciembre de 2013

Doctor
ENRIQUE VELASQUEZ CONVERS
Vicepresidente de Exploración
Ecopetrol S.A.
Calle 37 No.8-43
Cuidad

Asunto: Traslado comunicación 20136240118022 del 05 de diciembre de 2013 Artículo 243 de la Ley 5 de 1992

Apreciado doctor Velásquez,

Por tratarse de un tema de competencia de esa compañía, de manera atenta damos traslado de la siguiente pregunta contenida en la comunicación del asunto, remitida por el Senador de la República Jorge Enrique Robledo, a fin de que se responda en los términos de la ley 5 de 1992 y se remita copia a esta Agencia:

Pregunta número 11, tercer ítem:

"De campos recibidos por terminación de contratos de asociación firmados por Ecopetrol, indicando el nombre del campo y empresa que actualmente lo opera".

Cordialmente,

Javier Alberto Jimenez Valderrama
Experto
Atención al Ciudadano y Comunicaciones

Anexo: (3) folios



ANEXO B. RESOLUCION N° 18 1706 DE DICIEMBRE 23 DE 2003

RESOLUCION No. 18 1709 DE DICIEMBRE 23 DE 2003

Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno

EL MINISTRO DE MINAS Y ENERGÍA

En ejercicio de la facultad otorgada en el Artículo 154 del Decreto Ley 444 de 1967; y,

CONSIDERANDO:

Que los artículos 58 y 215 del Decreto Legislativo 1056 de 1953 (Código de Petróleos) establecen, para los contratistas de exploración y explotación de petróleos, la obligación de vender los crudos que sean requeridos para la refinación con destino al abastecimiento interno.

Que conforme a lo dispuesto en el Artículo 154 del Decreto Ley 444 de 1967 le corresponde al Ministerio de Minas y Energía determinar los volúmenes de producción que los explotadores de petróleo deben vender para la refinación en el país y fijar los precios correspondientes.

Que se hace necesario fijar la fórmula para determinar el precio del crudo proveniente de contratos de exploración y explotación, destinado a la refinación para el abastecimiento interno.

RESUELVE:

ARTÍCULO 1°. El petróleo crudo de producción nacional que le corresponda a los explotadores de hidrocarburos en desarrollo de contratos de exploración y explotación y que se destine a la refinación para el abastecimiento interno, se pagará tomando como base el precio internacional de exportación de crudos en términos FOB, puerto colombiano, con aplicación del Precio Internacional de Referencia establecido como se indica en el artículo siguiente. Para cada crudo en particular, el precio sólo variará dependiendo de la calidad medida en su ASSAY (grados API y porcentaje de Azufre (%S)) y de los contenidos en porcentaje (%) de agua, sedimento en el crudo y sal.

PARÁGRAFO. El presente artículo no se aplicará al petróleo crudo proveniente de la propiedad privada, ni de las concesiones, ni de los contratos de asociación especial Carare, Las Monas y Opón, los cuales se seguirán rigiendo por las normas especiales expedidas para el efecto. Así mismo, se respetarán las cláusulas contractuales sobre determinación del precio del petróleo para el abastecimiento interno suscritas en contratos de asociación vigentes a la fecha de publicación de la presente resolución.

No obstante lo anterior, en el evento en que se suscriban nuevos contratos sobre las áreas relacionadas con los contratos antes mencionados o las extensiones de los mismos, al petróleo crudo que se produzca se le aplicará lo señalado en la presente resolución, a partir de la fecha de iniciación del nuevo contrato o de la fecha en que se inicie la extensión.

ARTÍCULO 2°. El Precio Internacional de Referencia indicado en el Artículo 1° de la presente resolución corresponderá al promedio aritmético de la cotización diaria del crudo WTI, en dólares de los Estados Unidos de América, "prompt month" del valor "Nymex Settlement" para el mes en que se produzcan las entregas, entendiéndose que las entregas son continuas y,

en caso de que sean por baches, será el promedio ponderado de las cotizaciones en las fechas de entrega, según la publicación del Platts Crude Oil Market Wire y de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$PX = PWTID - FL \pm AC \pm TST - TC$$

En donde:

- PX = Precio del crudo X en dólares por barril (US\$/B).
- PWTID = Promedio diario de las cotizaciones WTI en dólares por barril (US\$/B).
- FL = Tarifa de transporte entre la Costa del Golfo de los Estados Unidos y puerto colombiano (FL) en dólares por barril (US\$/B), calculada de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 2° del presente Artículo.
- AC = Ajuste de Calidad del crudo a comprar en dólares por barril (US\$/B); calculado de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 1° del presente artículo.
- TST = Tarifa de transporte al sitio de entrega con respecto al puerto colombiano en dólares por barril (US\$/B), calculada de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 3° del presente Artículo.
- TC = Tarifa de comercialización en dólares por barril (US\$/B), calculada de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 4° del presente Artículo.

Cuando el crudo sea de un grado API menor de 19, se utilizará la siguiente fórmula:

$$PX = PFOD - FL \pm AC \pm TST - TC$$

En donde:

- PX = Precio del crudo X en dólares por barril (US\$/B).
- PFOD = Promedio diario de las cotizaciones FUEL OIL 1%S (Azufre) según la publicación del Platt's Oilgram U.S. Marketscan en dólares por barril (US\$/B).
- FL = Tarifa de transporte entre la Costa del Golfo de los Estados Unidos y puerto colombiano (FL) en dólares por barril (US\$/B), calculada de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 2° del presente Artículo.
- AC = Ajuste de calidad del crudo a comprar (Interpolación por el porcentaje de azufre entre el 1% S y el 3%S en la costa del Golfo de los Estados Unidos) en dólares por barril (US\$/B); calculado de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 1° del presente Artículo.
- TST = Tarifa de transporte al sitio de entrega con respecto al puerto Colombiano en dólares por barril (US\$/B), calculada de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 3° del presente Artículo.
- TC = Tarifa de comercialización en dólares por barril (US\$/B), calculada de acuerdo con lo señalado en el Parágrafo 4° del presente Artículo.

PARÁGRAFO 1º. Ajuste de Calidad (AC): Se definirá como el delta en dólares por barril (US\$/B) entre el promedio diario del WTI menos el promedio diario de una canasta de crudos definida entre las partes, con cotización internacional mensual que cubra el rango de API y porcentaje de Azufre del crudo comprado, según corresponda, así:

Rango API

19º – 23º API.
>23º – 27º API.
>27º – 33º API.
>33º API.

Para crudos con API menor a 19 grados se hará una interpolación entre el precio del Fuel Oil del 1% y del 3% de azufre, según la publicación del Platt's Oilgram U.S. Marketscan.

Cuando no existan cotizaciones de crudos, las partes acordarán usar una de las Fórmulas de Compensación que se aplican actualmente en los sistemas de transporte del país, observando la corriente de la cual es componente y se usará el precio promedio mensual obtenido de los "spot".

PARÁGRAFO 2º. Transporte entre la Costa del Golfo de los Estados Unidos y puerto colombiano (FL): Será el costo de los fletes y demás costos incurridos para transportar un barril de crudo desde la Costa del Golfo de los Estados Unidos de América hasta el puerto colombiano de exportación local, expresado en dólares por barril (US\$/B). Dicho valor será el que resulte de aplicar la siguiente fórmula:

$$FL = (Ws/b) * (STR/100)$$

En donde:

- FL= Valor del transporte entre la Costa del Golfo de los Estados Unidos y puerto colombiano en dólares por barril (US\$/B).
- Ws= Valor del flete de referencia de la ruta Houston - puerto colombiano publicado anualmente por el Worldwide Tanker Nominal Freight Scale "Worldscale" vigente para el respectivo mes, expresado en dólares por tonelada métrica.
- b= Factor de conversión de toneladas métricas a barriles. Para cada caso se tomará el factor de conversión a 60°F del crudo a comprar.
- STR= Promedio aritmético de las cotizaciones diarias publicadas para el respectivo mes del factor de corrección de mercado para el flete de los tanqueros de 70.000 Toneladas Métricas para la ruta CARIB/USG de la publicación PLATT's, expresado en unidades de Worldscale (WS Assess).

PARÁGRAFO 3º. Transporte al sitio de entrega (TST): Las partes acordarán el sitio de entrega del crudo objeto de la negociación y se descontarán o sumarán, según sea el caso, las tarifas de transporte entre el sitio acordado de la entrega y el puerto colombiano de exportación. Para el efecto, se tomarán las tarifas vigentes publicadas por el Ministerio de Minas y Energía para el o los tramos correspondientes.

Cuando no existan facilidades de transporte se usará el sistema de oleoductos más cercano de salida del crudo al puerto colombiano exportador.

PARÁGRAFO 4°. Tarifa de comercialización (TC): Se entiende como la tarifa para remunerar los costos en que incurriera un comercializador para la exportación, la cual será acordada entre las partes.

ARTÍCULO 3°. Cláusulas contractuales relativas a precios de crudo. Cuando en las cláusulas contractuales relativas al precio de los crudos se haga referencia a la aplicación de las disposiciones legales o las reglamentaciones vigentes, o las que las reemplacen, se entenderá que deben aplicarse las disposiciones contenidas en los artículos 1° y 2° de la presente resolución:

ARTÍCULO 4°. Nuevos contratos de compraventa y de E&P. Sin perjuicio de lo estipulado en el parágrafo del artículo 1° de la presente resolución, en los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos a suscribir y/o en los de compra de crudos que a partir de la fecha de vigencia de la presente Resolución suscriban ECOPEPETROL S.A, los refinadores privados o la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), según sea el caso, para atender las necesidades de refinación para el abastecimiento interno, se establecerá en forma expresa como cláusula del respectivo contrato la aplicación de los precios en la forma establecida en esta resolución.

ARTÍCULO 5°. Vigencia. La presente resolución rige a partir de la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE


Dado en Bogotá, D.C., a los

LUIS ERNESTO MEJÍA CASTRO

Ministro de Minas y Energía

JCVD/MCD/JJS

ANEXO C. INFORMACION DETALLADA SOBRE LOS CONTRATOS PETROLEROS QUE SUSCRIBE LA ANH

 Administración Nacional de Hidrocarburos <small>Administración Nacional de Hidrocarburos del país de forma independiente y con responsabilidad social</small>												PROSPERIDAD PARA TODOS	
No.	TIPO DE PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Hs)	AÑO FIRMA CONTRATO		
1	Contratación Directa E&P	E&P	DOROTEA	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	9006,8123	2.004		
2	Contratación Directa E&P	E&P	JOROPO	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Hato Corozal, Paz de Ariporo	En Explotación	Uanos Orientales	28995,9541	2.004		
3	Contratación Directa E&P	E&P	YAMU	WINCHESTER OIL AND GAS SA	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Para, Trinidad	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	2833,4348	2.004		
4	Contratación Directa E&P	E&P	LA LOMA	DRUMMOND LTD	NA	Cesar	Beceñil, Agustín Codazzi, La Paz, La Jagua de Ibirico, Chiriguano, Salos, Pallitas	En periodo Exploratorio y en Explotación	Cesar - Ranchería	158816,9614	2.004		
5	Contratación Directa E&P	E&P	CUBIRO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Casanare	Orocue, San Luis de Palenque	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	23770,0067	2.004		
6	Contratación Directa E&P	E&P	GUASIMO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Tolima	Guamo, Saldafia, San Luis, Ortega	En Explotación	Valle Superior del Magdalena	2209,7901	2.004		
7	Contratación Directa E&P	E&P	OROPENDOLA	PERENCO COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Orocue, San Luis de Palenque	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	10698,2084	2.004		
8	Contratación Directa E&P	E&P	TALORA	PETROSOUTH ENERGY CORPORATION	NA	Tolima, Cundinamarca	Piedras, Coello	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena	23838,3808	2.004		
9	Contratación Directa E&P	E&P	BUENAVISTA	TECNICONTROL SA	NA	Boyacá	Corrales, Sogamoso, Monguí, Busbanza, Gámeza, Mongua, Noboa, Floreza, Topaga	En periodo Exploratorio y en Explotación	Corfilcara Oriental	8046,0072	2.004		
10	Contratación Directa E&P	E&P	CARBONA	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta	Puerto Galván	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	15046,3306	2.004		
11	Contratación Directa E&P	E&P	RIO VERDE	ENERGY DEVELOPMENT CO	NA	Casanare	San Luis de Palenque, Yopal	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	1601,4839	2.004		
12	Contratación Directa E&P	E&P	ESPERANZA	GEO PRODUCTION OIL AND GAS COMPANY LLC	NA	Córdoba, Sucre	Sahagún, Pueblo Nuevo, San Marcos, La Unión	En periodo Exploratorio y en Explotación	Valle Inferior del Magdalena	21690,7788	2.004		
13	Contratación Directa E&P	E&P	PERDICES	HOCOL SA	NA	Cesar, Magdalena, Atlántico	El Copey, Chivolo, Clénaga, Aracataca, Fundación, Plato, Tenerrfe, Pedraza, El Pifón, Saldafia, Remolino, Sibonuevo, Pueblo Viejo, Pivijay, Ariguani, Campo de la Cruz, Ponedera, Santo Tomás, Sabanagrande, Malambo, Soledad, Barranquilla, Puerto Colombia, Tabapa, Galapa, Baranos, Polonuevo, Usiacuri, Juan de Acosta	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	543532,4192	2.004		
14	Contratación Directa E&P	E&P	EL TRIUNFO	R3 EXPLORACION Y PRODUCCION SA	NA	Casanare	Aguzul	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	10199,5264	2.004		
15	Contratación Directa E&P	E&P	LOS HATOS	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	NA	Casanare	Maní	En Explotación	Uanos Orientales	119,2859	2.004		
16	Contratación Directa E&P	E&P	LA CRECIENTE	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Sucre	Buenavista, Los Palmitos, Ovejás, San Pedro, Sinoe	En periodo Exploratorio y en Explotación	Valle Inferior del Magdalena	12566,9928	2.004		
17	Contratación Directa E&P	E&P	TAYRONA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Agua Territoriales Mar Caribe	Agua Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Gujira Offshore, Colombia	1657882,287	2.004		
18	Contratación Directa E&P	E&P	GUACHIRIA NORTE	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad, Hato Corozal	Contrato Terminado	Uanos Orientales	41204,5257	2.004		
19	Contratación Directa E&P	E&P	MACARENAS	ECOPETROL SA	NA	Meta	Lejanías, Maestras, San Juan de Arama	Contrato Terminado	Uanos Orientales	16674,4402	2.004		
20	Contratación Directa E&P	E&P	MAPUIRO	PETROCOLOMBIA SA	NA	Casanare	Nunchia, Para, San Luis de Palenque, Trinidad	Contrato Terminado	Uanos Orientales	16676,0906	2.004		
21	Contratación Directa E&P	E&P	PARADIGMA	CONSORCIO PETROTESTING - COLIBESTRO	NA	Santander	Cimitarra, Bolívar	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	49962,5	2.004		
22	Contratación Directa E&P	E&P	ARRENDAJÓ	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad	En periodo Exploratorio	Uanos Orientales	31605,8126	2.005		

No.	TIPO DE PROCESO	TIPO DE CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	ESTADO DE OBRAS	VALOR DE OBRAS	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
23	Contratación Directa E&P	E&P	CARBONERA	WELL LOGGING LTDA	NA	Norte de Santander	Tibú, Sardinata	En periodo Exploratorio y en Explotación	Catatumbo	25056,9582	2.005
24	Contratación Directa E&P	E&P	CASANARE ESTE	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Orocue, San Luis de Palenque	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	31893,8693	2.005
25	Contratación Directa E&P	E&P	GUACHIRIA SUR	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	NA	Casanare	Paz de Aripero, Trinidad, San Luis de Palenque	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	36618,8719	2.005
26	Contratación Directa E&P	E&P	LAS AGUILAS	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Putumayo	Orto	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	13096,7522	2.005
27	Contratación Directa E&P	E&P	CORDEL	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta, Casanare	Barranca de Uplá, Caboyaro	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	30079,3717	2.005
28	Contratación Directa E&P	E&P	CAÑO SUR	ECOPETROL SA	NA	Meta	Castilla La Nueva, El Castillo, Fuente de Oro, Granada, Lejanías, Mapiripán, Mesetas, Puerto Concordia, Puerto Galán, Puerto López	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	811396,8259	2.005
29	Contratación Directa E&P	E&P	GARIBAY	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	NA	Casanare	Tauramena, Maní	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	30730,3533	2.005
30	Contratación Directa E&P	E&P	CATIGUAS	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Norte de Santander	El Tarrá, Tibú, Sardinata	En periodo exploratorio	Catatumbo	133680,7557	2.005
31	Contratación Directa E&P	E&P	MORICHE	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Casanare	Orocue, Yopal, Maní	En Explotación	Llanos Orientales	1577,4618	2.005
32	Contratación Directa E&P	E&P	PAJARO PINTO	GRUPO C&C ENERGIA (BARBADOS) SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Maní	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	24312,3885	2.005
33	Contratación Directa E&P	E&P	CASIMENA	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Orocue, Maní	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	42764,7413	2.005
34	Contratación Directa E&P	E&P	CRAVOVIEJO	GRUPO C&C ENERGIA (BARBADOS) SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Orocue, Yopal	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	21151,4437	2.005
35	Contratación Directa E&P	E&P	COATI	GRUPO C&C ENERGIA (BARBADOS) SUCURSAL COLOMBIA	NA	Putumayo	Orto, Valle del Guamuéz, San Miguel	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	25003,3567	2.005
36	Contratación Directa E&P	E&P	LAS GARZAS	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	NA	Vichada, Meta	Santa Rosalia, Puerto Galán	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	40456,5856	2.005
37	Contratación Directa E&P	E&P	VILLARRICA NORTE	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Tolima, Huila	Dolores, Prado, Villarrica, Colombia	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	44554,1777	2.005
38	Contratación Directa E&P	E&P	MORICHITO	DCX S.A.S.	NA	Casanare, Meta	Maní, Orocue, Puerto Galán	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	23161,3784	2.005
39	Contratación Directa E&P	E&P	URIBANTE	ECOPETROL SA	NA	Norte de Santander	Cucuta, El Zulia, Sardinata	En periodo Exploratorio	Catatumbo	54641,8643	2.005
40	Contratación Directa E&P	E&P	PALMA	ERAZO VALENCIA & CIA S EN C	NA	Bolívar, Cesar	Arenal, Morales, Rio Viejo, Gamarra, La Gloria	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	29989,673	2.005
41	Contratación Directa E&P	E&P	CHAZA	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	NA	Putumayo, Cauca	Villagarzón, Mocoa, Piamonte	En Explotación	Valle Superior del Magdalena, Caguán - Putumayo	29605,7571	2.005
42	Contratación Directa E&P	E&P	SURIMENA	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	NA	Casanare	Orocue, Maní	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	27993,345	2.005
43	Contratación Directa E&P	E&P	ALHUCEMA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Antioquia	Puerto Barrio, Yendo	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	65671,8186	2.005
44	Contratación Directa E&P	E&P	CARACOJ	HARKEN DE COLOMBIA LIMITED	NA	Santander	Cucuta, El Zulia, Santiago, San Cayetano	Contrato Terminado	Catatumbo	36193,735	2.005
45	Contratación Directa E&P	E&P	COUBRI	ALPHA CONSULTORES LTDA	NA	Antioquia	Puerto Triunfo	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	38000	2.005
46	Contratación Directa E&P	E&P	LUNA LLENA	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO	NA	Casanare	Paz de Aripero	Contrato Terminado	Llanos Orientales	149900	2.005



ANH
AUTORIDAD NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Administración de los recursos naturales y energéticos de Colombia
Autoridad Nacional de Hidrocarburos con sede en Bogotá, Colombia

PROSPERIDAD PARA TODOS

No.	TIPO DE PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
47	Contratación Directa E&P	E&P	MANDARINA	C & C ENERGY GROUP SA	NA	Caqueta	Albania, Belén de Los Andaques, San José Del Fraque	Contrato Terminado	Caguán - Putumayo	27466,3	2.005
48	Contratación Directa E&P	E&P	PARAISO	MERCANTILE COLOMBIA OIL AND GAS MCOG	NA	Tolima	Venadillo, Iboque, Piedras	Contrato Terminado	Valle Superior del Magdalena	5277,6203	2.005
49	Contratación Directa E&P	E&P	PECHUI	ECOPETROL SA	NA	Tolima	Carmen de Apicalá, Cunday, Melgar, Purificación, Saldasá, Suarez	Contrato Terminado	Cordillera Oriental, Valle Superior del Magdalena	31993,88	2.005
50	Contratación Directa E&P	E&P	RIO CABRERA	HOCOL SA	NA	Tolima	Alpujarra	Contrato Terminado	Valle Superior del Magdalena	26895,08	2.005
51	Contratación Directa E&P	E&P	RIO CRAVO	RANCHO HERMOSO SA	NA	Casanare	San Luis de Palenque	Contrato Terminado	Uanos Orientales	5305,469	2.005
52	Contratación Directa E&P	E&P	VILLANUEVA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Cundinamarca	Paratebuena	Contrato Terminado	Uanos Orientales	57313,4841	2.005
53	Contratación Directa E&P	E&P	CANAGUARO	CONSORCIO CANAGUARO	NA	Casanare	Tauramena, Monterrey	En periodo Exploratorio	Uanos Orientales	9754,0055	2.005
54	Contratación Directa E&P	E&P	PLATANILLO	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA	NA	Putumayo	Puerto Asís	En Explotación	Caguán - Putumayo	11047,8542	2.006
55	Contratación Directa E&P	E&P	MARANTA	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Cauca, Putumayo	Pisimonte	En periodo Exploratorio y en Explotación	Caguán - Putumayo	35617,246	2.006
56	Contratación Directa E&P	E&P	MIDAS	PETROLATINA ENERGY PLC	NA	Cesar	Río de Oro, San Martín, San Alberto	En periodo Exploratorio y en Explotación	Valle Medio del Magdalena	14882,8075	2.005
57	Contratación Directa E&P	E&P	CASTOR	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Nunchía, Trinidad, San Luis de Palenque	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	44005,9252	2.006
58	Contratación Directa E&P	E&P	SAMAN	HOCOL SA	NA	Bolívar, Magdalena, Sucre	El Guamo, San Juan Nepomuceno, San Jacinto, El Carmen de Bolívar, Zambrano, Córdoba, Magangué, Talagüa Nuevo, Cicuco	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena, Sinú, San Jacinto	240239,4097	2.006
59	Contratación Directa E&P	E&P	NASHIRA	SOGOMI ENERGY CORP	NA	Casanare	Orocue	En Explotación	Uanos Orientales	24252,4297	2.006
60	Contratación Directa E&P	E&P	LA POLA	VAROSA ENERGY LIMITADA	NA	Cundinamarca, Tolima	Guaduas, Chaguaní, San Juan de Río Seco	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	33317,2452	2.006
61	Contratación Directa E&P	E&P	AZAR	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	NA	Caquetá, Cauca, Putumayo	San José Del Fraque	Contrato Terminado	Caguán - Putumayo, Valle Superior del Magdalena	19111,5885	2.006
62	Contratación Directa E&P	E&P	NISCOTA	HOCOL SA	NA	Boyacá, Casanare	Payá	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental, Uanos Orientales	62313,6596	2.006
63	Contratación Directa E&P	E&P	TIBURON	OMIMEX OIL & GAS LTD	NA	Guzajira	Uribí	En periodo exploratorio	Guajira, Guajira Offshore	99492,037	2.006
64	Contratación Directa E&P	E&P	LA PALOMA	PETRONORTE SA	NA	Santander	Puerto Wilches, Rionegro, Sabana de Torres	En periodo Exploratorio y en Explotación	Valle Medio del Magdalena	7149,9953	2.006
65	Contratación Directa E&P	E&P	LEONA	NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Paz de Ariporó	En Explotación	Uanos Orientales	16282,1163	2.006
66	Contratación Directa E&P	E&P	OMBU	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá, Meta	San Vicente Del Caguán, La Macarena	En periodo Exploratorio y en Explotación	Caguán - Putumayo	12801,0878	2.006
67	Contratación Directa E&P	E&P	GUARROJO	HOCOL SA	NA	Meta	Puerto Galbán	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	15593,3289	2.006
68	Contratación Directa E&P	E&P	MAPACHE	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Orocue, San Luis de Palenque	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	42626,1069	2.006
69	Contratación Directa E&P	E&P	CACHICAMO	ENERGIA (BARBADOS) SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Orocue	En periodo Exploratorio y en Explotación	Uanos Orientales	31737,112	2.006
70	Contratación Directa E&P	E&P	FUERTE NORTE	ANADARKO	NA	Aguas Territoriales Mar Caribe	Aguas Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Sinú Offshore, Colombia	480560,6626	2.006
71	Contratación Directa E&P	E&P	FUERTE SUR	ANADARKO	NA	Aguas Territoriales Mar Caribe	Aguas Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Sinú Offshore, Colombia	329791,9848	2.006
72	Contratación Directa E&P	E&P	MECAYA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Putumayo	Puerto Guzmán	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	29998,5108	2.006
73	Contratación Directa E&P	E&P	ANDINO SUR	CARBONES Y PETROLEOS COLOMBIANOS	NA	Tolima	Prado, Natagaima	Contrato Terminado	Valle Superior del Magdalena	6689,85	2.006



ANH
Asociación Nacional de Hidrocarburos

Administración Instrumental de Recursos y
energía hidrocarburos del país en forma
socializada y con responsabilidad social

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

No.	TIPO DE PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANHP	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
74	Contratación Directa E&P	E&P	BOSQUES	MAXIM WELL SERVICES LTDA MWS	NA	Santander	Puerto Wilches, Sabana de Torres, Barrancabermeja	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	8478,5182	2.006
75	Contratación Directa E&P	E&P	CASCABEL	OCCIDENTAL ANDINA-LLC	NA	Cundinamarca	Agua de Dios, Tocaima, Girardot, Nilo, Risarzte	Contrato Terminado	Cordillera Oriental, Valle Superior del Magdalena	46782,56	2.006
76	Contratación Directa E&P	E&P	CHICUACO	COMPETROL LTDA	NA	Meta	Puerto Gaitán	Contrato Terminado	Llanos Orientales	7484,9274	2.006
77	Contratación Directa E&P	E&P	GABAN	HUPECOL OPERATING CO LLC	NA	Meta	Puerto Gaitán	Contrato Terminado	Llanos Orientales	17411,84	2.006
78	Contratación Directa E&P	E&P	HELEN	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Putumayo	Puerto Asís, Valle Delguamuez, San Miguel	Contrato Terminado	Caguán - Putumayo	21256,25	2.006
79	Contratación Directa E&P	E&P	LINCE	HOCOLSA	NA	Casanare	Croque	Contrato Terminado	Llanos Orientales	44676,45	2.006
80	Contratación Directa E&P	E&P	LOS SAUCES	HARKEN DE COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Yopal, San Luis de Palenque	Contrato Terminado	Llanos Orientales	24992,5	2.006
81	Contratación Directa E&P	E&P	MACAUREL	OCCIDENTAL ANDINA LLC	NA	Cundinamarca	Cabrera	Contrato Terminado	Cordillera Oriental	49424,87	2.006
82	Contratación Directa E&P	E&P	PRIMAVERA	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	NA	Vichada	La Primavera	Contrato Terminado	Llanos Orientales	145317,36	2.006
83	Contratación Directa E&P	E&P	PUERTO LOPEZ OESTE	UNION TEMPORAL E&CC	NA	Meta	Cabuyaro, Puerto López	Contrato Terminado	Llanos Orientales	35700	2.006
84	Contratación Directa E&P	E&P	CEBUCAN	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Aguzul, Taturamena, Maní	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	44185,5219	2.007
85	Contratación Directa E&P	E&P	EL REMANSO	COMPANIA DE TRATAMIENTO DE LODOS SA - COLOMBIA	NA	Antioquia, Boyacá	Puerto Berrio, Puerto Nare, Puerto Trifunfo	En periodo Exploratorio y en Explotación	Valle Medio del Magdalena	29277,9938	2.007
86	Contratación Directa E&P	E&P	GUATIQUIA	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta	Cabuyaro	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	10339,4567	2.007
87	Contratación Directa E&P	E&P	SILVESTRE	ECOPETROL SA	NA	Guajira	Dibulla, Rohacha, Manaure	En periodo exploratorio	Guajira Offshore, Guajira	133601,4519	2.007
88	Contratación Directa E&P	E&P	FENIX	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA	NA	Norte de Santander, Santander	Cachira, La Esperanza	En periodo Exploratorio y en Explotación	Valle Medio del Magdalena	23848,9556	2.007
89	Contratación Directa E&P	E&P	EL PORTON	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	NA	Casanare	Yopal, Aguzul	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	44309,2395	2.007
90	Contratación Directa E&P	E&P	COCLI	HOCOLSA	NA	Meta	Puerto Gaitán	Contrato Terminado	Llanos Orientales	44729,0308	2.007
91	Contratación Directa E&P	E&P	ANTORCHA	PAK ANDEAN COLOMBIA	NA	Antioquia, Boyacá, Santander	Puerto Berrio	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	35362,5952	2.007
92	Contratación Directa E&P	E&P	CHIGUIRO OESTE	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta	Puerto López, San Martín	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	50971,4117	2.007
93	Contratación Directa E&P	E&P	CERRERO	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Cundinamarca, Meta	Paratebueno	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	44222,0658	2.007
94	Contratación Directa E&P	E&P	SIERRA NEVADA	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Cesar, Magdalena	Astrea, Bosconia	En periodo Exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	84926,6451	2.007
95	Contratación Directa E&P	E&P	SALTARIN	HOCOLSA	NA	Vichada	Cumaribo, La Primavera, Santa Rosalia	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	179271,1185	2.007
96	Contratación Directa E&P	E&P	EL EDEN	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	NA	Casanare	Yopal, Aguzul, Maní	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	44211,4874	2.007
97	Contratación Directa E&P	E&P	LOS OCARROS	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	NA	Casanare	Pore, Nunchia, Trinidad, San Luis de Palenque	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	44691,7706	2.007
98	Contratación Directa E&P	E&P	TOPOYACO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Caquetá, Cauca	San José Del Fragua, Curillo, Piamonte	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena, Caguán - Putumayo	24295,3976	2.007

No.	TIPO DE PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
99	Contratación Directa E&P	E&P	ANTARES	PETROLEOS DEL MAR	NA	Hulla	Villavieja, Baraya, Tello	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental	16888,7842	2.007
100	Contratación Directa E&P	E&P	CHIGUARO ESTE	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta	Puerto López, San Martín	Contrato Terminado	Llanos Orientales	72544,6405	2.007
101	Contratación Directa E&P	E&P	RIO ARARI	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta	Maplipón, Puerto Concordia, Puerto Upar, Puerto Rico, San Juan de Arama, Vista Hermosa	En periodo exploratorio	Llanos Orientales, Vaupés - Amazonas	208180,9185	2.007
102	Contratación Directa E&P	E&P	TIPLE	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	NA	Casanare	Maní, Taucamena	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	46235,953	2.007
103	Contratación Directa E&P	E&P	SABANERO	MAUREL&FROM COLOMBIA BV	NA	Meta	Puerto Gaitán	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	43376,5497	2.007
104	Contratación Directa E&P	E&P	JAGUAR	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Arauca, Casanare	Puerto Rondón, Hato Corozal	Contrato Terminado	Llanos Orientales	26292,0795	2.007
105	Contratación Directa E&P	E&P	GUAMA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Cesar, Magdalena	Astrea, Ariguani, Nueva Granada, Santa Ana, Pijillo Delacarmen	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	74345,2678	2.007
106	Contratación Directa E&P	E&P	BAMBU COLORADO	TEDEXAN OIL LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caldas	La Dorada	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	45594,7237	2.007
107	Contratación Directa E&P	E&P	BAMBUCCO	OCCIDENTAL ANDINA LLC	NA	Nariño, Cundinamarca	Nariño, Girardot	Contrato Terminado	Valle Superior del Magdalena	25539,65	2.007
108	Contratación Directa E&P	E&P	BORJO NORTH	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC	NA	Agua Territoriales Océano Pacífico	Agua Territoriales Océano Pacífico	Contrato Terminado	Chocó Offshore	402417,0176	2.007
109	Contratación Directa E&P	E&P	BORJO SOUTH	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC	NA	Agua Territoriales Océano Pacífico	Agua Territoriales Océano Pacífico	Contrato Terminado	Offshore, Tumaco Offshore	402986,8865	2.007
110	Contratación Directa E&P	E&P	CAPORAL	OCCIDENTAL ANDINA LLC	NA	Arauca	Araquita, Fortul, Tame	Contrato Terminado	Llanos Orientales	44325,32	2.007
111	Contratación Directa E&P	E&P	COLONIA	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Hato Corozal	Contrato Terminado	Llanos Orientales	48880,13	2.007
112	Contratación Directa E&P	E&P	GAITA	PETRONORTE S.A.	NA	Meta	San Martín	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	3607,12	2.007
113	Contratación Directa E&P	E&P	GUADUAL	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Tolima	Alpejarra, Prado, Dolores, Natagaima	Contrato Terminado	Cordillera Oriental, Valle Superior del Magdalena	44588,8166	2.007
114	Contratación Directa E&P	E&P	JACARANDA	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Meta	Puerto López, San Carlos Georco	Contrato Terminado	Llanos Orientales	23462,28	2.007
115	Contratación Directa E&P	E&P	ROSABLANCA	GOLD OIL PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Cesar	Jamalameque, Aguachica, Pelaya, La Gloria, Gamarra	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	44392,1759	2.007
116	Contratación Directa E&P	E&P	JABALI	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Hato Corozal	Contrato Terminado	Llanos Orientales	2182,6374	2.007
117	Contratación Directa E&P	E&P	SAN PABLO	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad	Contrato Terminado	Llanos Orientales	42303,58	2.007
118	Contratación Directa E&P	E&P	MAJAGUAL	ECOPETROL SA	NA	Antioquia	Yondé	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	44222,0658	2.007
119	Contratación Directa E&P	E&P	CAMPOS TELLO Y LA JAGUA	ECOPETROL SA	NA	Hulla	Nelva, Tello, Baraya, Villavieja	En Exploración	Valle Superior del Magdalena	3690,0316	2.008
120	Contratación Directa E&P	E&P	TURPIAL	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Antioquia, Boyacá, Cundinamarca	Puerto Nara, Puerto Trirufó, Sonson	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	44946,7158	2.008
121	Contratación Directa E&P	E&P	SERRANHA	HUPECOL OPERATING CO LLC	NA	Meta	Urbo, La Macarena	En periodo exploratorio	Capuán - Putumayo	44846,9693	2.008
122	Contratación Directa E&P	E&P	MERECURE	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	NA	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad, San Luis de Palenque	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	238928,169	2.008

Nº	TIPO DE PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO INICIO CONTRATO
123	Contratación Directa E&P	E&P	MUSCA	MAUREL&PROM COLOMBIA BV	NA	Boyacá, Cundinamarca	Sogamoso, Monguí, Tota, Firavlobo, Toca, Ica, Pesca, Cúbita, Tunja, Tota, Guadalupe, Lenguaque, Villapinzón, Cuzamá, Choontá, Susca, Cagua, Nemocón, Zipaquirá, Macheta, Samacá, Sibatobá, Soraca, Viracacha, Rondón, Boyacá, Ventagapenas, Ramiriquí, Ciénega, Jeneseno, Aquitania, Nueve Colón, Turmeque, Tibana, Zetaquirá, Umbita, Chinavita, Sesquile, Gachandaja, Tocandaja, Guatavita	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	236792,7235	2.008
124	Contratación Directa E&P	E&P	PUNTERO	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	NA	Casanare	Tauramena, Maní	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	45766,3775	2.008
125	Contratación Directa E&P	E&P	ODISEA	ECOPETROLSA	NA	Boyacá, Casanare	Labranzagrande, Pajarito, Páez, San Luis de Gaceno, Yopal, Recoator, Aguazul, Chameza, Tauramena, Monterrey, Sabanalarga	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental, Llanos Orientales	111073,117	2.008
126	Contratación Directa E&P	E&P	SANTACRUZ	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Norte de Santander	Tibú, Cúcuta, Puerto Santander	Contrato Terminado	Catatumbo	16211,6699	2.008
127	Contratación Directa E&P	E&P	AGERATO	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Putumayo	Leguízamo	Contrato Terminado	Caguan - Putumayo	17111,3281	2.008
128	Contratación Directa E&P	E&P	BADEA	ECOPETROLSA	NA	Hulla	Tersuel, Iquirá, Nataga, Tersilla	Contrato Terminado	Valle Superior del Magdalena	21308,2729	2.008
129	Contratación Directa E&P	E&P	CHIQUINQUIRA	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Boyacá, Cundinamarca	Maripí, Muza, Raquíra, San Miguel de Sema, Buenavista, Coper	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	119189,2724	2.009
130	Contratación Directa E&P	E&P	MARIA CONCEITA	TURKISH PETROLEUM INTERNATIONAL COMPANY LIMITED	NA	Guajira	Manauare, Mochacha	En periodo exploratorio	Guajira	24312,85	2.009
131	Contratación Directa E&P	E&P	PUTUMAYO PIEDEMONTE SUR	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	NA	Putumayo, Nariño	Orto	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	29905,3658	2.009
132	Contratación Directa E&P	E&P	RUMIYACO	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	NA	Nariño, Putumayo	Ipsales	Contrato Terminado	Caguan - Putumayo	33436,8644	2.009
133	Contratación Directa E&P	E&P	SUEVA	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Cundinamarca, Bogotá D.C.	Ciquiza, Chipaque, Choachi, Fomeque, Guadalupe, Gama, Guasca, Guatavita, Junín, La Calera	Contrato Terminado	Cordillera Oriental	96106,1825	2.009
134	Contratación Directa E&P	E&P	ARAUCA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Arauca	Crovo Norte, Puerto Rondón	Contrato Terminado	Llanos Orientales	173584,7258	2.009
135	Contratación Directa E&P	E&P	TAMARIN	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	NA	Caquetá	Puerto Rico, San Vicente Del Caguan	Contrato Terminado	Caguan - Putumayo	27487,1495	2.009
136	Contratación Directa E&P	E&P	TINGUA	PETRONOVA COLOMBIA	NA	Meta	Uribé	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	42680,6826	2.009
137	Contratación Directa E&P	E&P	TERECAY	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Putumayo	Puerto Guzmán, Leguízamo, Puerto Asís	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	237399,0186	2.009
138	Contratación Directa E&P	E&P	PUTUMAYO PIEDEMONTE NORTE	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	NA	Putumayo	Sandiego, San Francisco, Mocoa, Villagarzón	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	31865,8878	2.009
139	Contratación Directa E&P	E&P	TACACHO	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	NA	Caquetá, Putumayo	Solano, Solita, Puerto Guzmán, Leguízamo	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	238363,7835	2.009
140	Contratación Directa E&P	E&P	DURILLO	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá, Meta	San Vicente del Caguan, La Macarena	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	10679,1465	2.009
141	Contratación Directa E&P	E&P	MAGDALENA	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Cesar, Magdalena	El Copey, Bosconia, Astrea, Chiriguana, Chimichagua, Algarmelo, Sabanas de San Angel, Algimón, Santa Ana, Pijillo Delcarmen, San Sebastián de Buenavista, Guamal, El Banco	Contrato Terminado	Valle Inferior del Magdalena	240708,3076	2.009
142	Contratación Directa E&P	E&P	PORTOFINO	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	NA	Caquetá	El Panjil, El Doncello, Puerto Rico, San Vicente Del Caguan	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	104682,4311	2.010
143	Contratación Directa E&P	E&P	CEIBA	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá	San Vicente Del Caguan, Puerto Rico	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	40588,431	2.010
144	Contratación Directa E&P	E&P	SANTA ISABEL	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	NA	Solívar, Cesar, Santander	Morales, Gamarrá, Aguachica, Puerto Wilches	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	41082,5785	2.010



Administración Integralmente la prestación y
mantenimiento de los servicios de
energía y gas natural en el país.

PROSPERIDAD
PARA TODOS

No.	TIPO DE PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
145	Contratación Directa E&P	E&P	CAÑO LOS TOTUMOS	ADVANTAGE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Hato Corozal, Paz de Arípore	En periodo exploratorio	Uluas Orientales	8400,8302	2010
146	Contratación Directa E&P	E&P	CEDRELA	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	NA	Caquetá	San Vicente Del Caguan, Puerto Bico, El Donsollo, El Paujil, La Montaña, Cartagena Del Chalra	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	129419,7859	2010
147	Contratación Directa E&P	E&P	ANDAQUIES	GRUPO C&C ENERGIA (BARBADOS) SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá	Florencia, Belén de Los Andaquies, Morella, San José Del Fraque, Albarita, Carrillo	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	46489,8887	2010
148	Contratación Directa E&P	E&P	LA MONA	AZABACHE ENERGY INC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Magdalena	Ciénega, Zona Bananeros, Aracataca, El Retan, Pivijay, Fundación	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	44497,4239	2010
149	Contratación Directa E&P	E&P	BARBOSA	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Boyacá, Cundinamarca, Santander	Aracataca, Bricíoño, Buenavista, Celdas, Chiquiquira, Chitarque, Cooper, Gachantiva, Maripí, Monquirá	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	238078,4265	2011
150	Contratación Directa E&P	E&P	MACAYA	HUPECOL OPERATING CO LLC	NA	Meta	La Macarena	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	79016,7208	2011
151	Contratación Directa E&P	E&P	SANGRETORO	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	NA	Caquetá, Meta	San Vicente Del Caguan	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	155933,7499	2011
152	Contratación Directa E&P	E&P	LOS PICACHOS	HUPECOL OPERATING CO LLC	NA	Caquetá, Meta	San Vicente Del Caguan	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	21355,9539	2011
153	Contratación Directa E&P	E&P	SAMICHAY A	ECOPETROL SA	NA	Caquetá, Putumayo	Cartagena Del Chalra, La Montaña, Solano	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	230816,247	2011
154	Contratación Directa E&P	E&P	GARAGOA	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	NA	Boyacá, Cundinamarca	Almeida, Aquitania, Berbeo, Campohermoso, Chinavita, Garagoa, Guatape, Guayana, La Capilla, Macanal, Miraflores, Pachavita, Pérez, San Eduardo, Somondoco, Sitatzena, Tenta, Zetaquirá, Gacheta, Sama, Jimli, Macheta, Martín, Tibirita, Ubaa	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	146383,9009	2011
155	Contratación Directa E&P	E&P	SAMICHAY B	ECOPETROL SA	NA	Caquetá	Cartagena Del Chalra, San Vicente Del Caguan	En periodo exploratorio	Caguan - Putumayo	215802,0209	2011
156	Contratación Directa E&P	E&P	PURPLE ANGEL	ANADARKO	NA	Aguas Territoriales Mar Caribe	Aguas Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Guajira Offshore, Colombia	8302,0666	2012
157	Contratación Directa E&P	E&P	BERRIO	COCPAN OIL GAS, LTD	NA	Antioquia, Santander	Yondo, Puerto Berrio, Cimitarra	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	17369,0447	2012

No.	PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
1	Minironda 2007	E&P	ALEA-1846-D	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	NA	Cauca	Flamante	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo, Valle Superior del Magdalena	7119,9824	2.008
2	Minironda 2007	E&P	LA MAYE	NEW HORIZON EXPLORATION INC	NA	Magdalena	San Sebastián de Buenavista, San Zenón	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	29929,9208	2.008
3	Minironda 2007	E&P	JAGUEYES 3492-B	TABASCO OIL COMPANY	NA	Casanare	Paz de Aríporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	24397,0907	2.008
4	Minironda 2007	E&P	ALEA-1947-C	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	NA	Putumayo	Puerto Calcedo, Puerto Asís, Puerto Guzmán	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	23499,4483	2.008
5	Minironda 2007	E&P	ALTAIR	INTEROIL COLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION	NA	Casanare	San Luis de Palenque, Orocué	En periodo Exploratorio y en Explotación	Ulanos Orientales	15423,8508	2.008
6	Minironda 2007	E&P	LA CUERVA	GEOPARK CUERVA SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Paz de Aríporo	En periodo Exploratorio y en Explotación	Ulanos Orientales	18257,9196	2.008
7	Minironda 2007	E&P	JAGUEYES 3432-A	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Hato Corozal, Paz de Aríporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	24702,4566	2.008
8	Minironda 2007	E&P	ALEA-1849-A	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	NA	Putumayo	Puerto Calcedo, Puerto Asís, Orto	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	30660,4055	2.008
9	Minironda 2007	E&P	ALTAMIRA-3431-B	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Puerto Rondón	Contrato Terminado	Ulanos Orientales	15782,3011	2.008
10	Minironda 2007	E&P	ALTAMIRA-3431-D	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	NA	Casanare	Paz de Aríporo, Hato Corozal	Contrato Terminado	Ulanos Orientales	25561,8794	2.008
11	Minironda 2007	E&P	JAGUEYES 3432-A	TETHYS PETROLEUM COMPANY LIMITED	NA	Casanare	Paz de Aríporo	Contrato Terminado	Ulanos Orientales	24702,4565	2.008
12	Minironda 2007	E&P	SIERRA	RANCHO HERMOSO SA	NA	Tolima	Ambalema, Lerida, Venadillo	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	13020,5672	2.008
13	Minironda 2008	E&P	COR-14	YPF COLOMBIA S.A.S	1%	Huila	Baraya, Tello, Villavieja	Contrato Terminado	Cordillera Oriental, Valle Superior del Magdalena	34502,178	2.009
14	Minironda 2008	E&P	LLA-22	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	1%	Casanare	Yopal, Aguazul, Tauramena	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales, Cordillera Oriental	34292,9919	2.009
15	Minironda 2008	E&P	LLA-26	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	1%	Casanare	Yopal, Aguazul, Tauramena, Maní	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	74486,9618	2.009
16	Minironda 2008	E&P	LLA-31	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	1%	Casanare, Cundinamarca, Meta	Monterrey, Sabanalarga, Villanueva	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	66329,2852	2.009
17	Minironda 2008	E&P	VMM-12	INGENIERIA CONSTRUCCIONES Y EQUIPOS CONEQUIPOS ING LTDA	1%	Antioquia, Boyacá, Caldas	Puerto Nare, Puerto Triunfo, Sponson	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	28046,1104	2.009
18	Minironda 2008	E&P	LLA-24	BD PRODUCTION CO INC	1%	Casanare	Orocué, San Luis de Palenque	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	59921,1083	2.009
19	Minironda 2008	E&P	LLA-04	ECOPETROL SA	1%	Arauca, Casanare	Tame	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales, Cordillera Oriental	58310,1586	2.009
20	Minironda 2008	E&P	LLA-36	MONTEC SA	3%	Cundinamarca, Meta	Guayabetal	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales, Cordillera Oriental	33356,0059	2.009
21	Minironda 2008	E&P	LLA-21	OMEGA ENERGY COLOMBIA	3%	Casanare	Trinidad, Paz de Aríporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	7108,2775	2.009
22	Minironda 2008	E&P	COR-12	YPF COLOMBIA S.A.S	3%	Huila, Tolima	Colombia, Baraya	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental, Valle Superior del Magdalena	76807,042	2.009
23	Minironda 2008	E&P	LLA-25	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	1%	Casanare	Aguazul, Tauramena, Monterrey, Sabanalarga	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	68747,5943	2.009
24	Minironda 2008	E&P	LLA-17	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare	Paz de Aríporo, Pore, Trinidad	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	44027,7349	2.009
25	Minironda 2008	E&P	VMM-02	EXON MOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	3%	Cesar, Santander	Aguachica, Gamarra, San Martín, Río de Oro	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	30596,2641	2.009
26	Minironda 2008	E&P	LLA-09	ECOPETROL SA	1%	Casanare	Hato Corozal, Paz de Aríporo, Pore	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	69932,8489	2.009
27	Minironda 2008	E&P	LLA-14	ECOPETROL SA	1%	Casanare	Hato Corozal, Paz de Aríporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	74834,1563	2.009
28	Minironda 2008	E&P	LLA-18	LDH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	7%	Casanare	Paz de Aríporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	45178,2482	2.009
29	Minironda 2008	E&P	LLA-34	GEOPARK COLOMBIA P.N SA SUCURSAL COLOMBIA	1%	Casanare, Meta	Tauramena, Villanueva	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	39258,1075	2.009
30	Minironda 2008	E&P	VMM-03	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH	2%	Cesar, Santander	Aguachica, San Martín, San Alberto	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	33714,8905	2.009
31	Minironda 2008	E&P	LLA-30	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare, Meta	Orocué, San Luis de Palenque	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	47478,8169	2.009
32	Minironda 2008	E&P	PUT-01	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	5%	Putumayo	Santiago, Villagarzón, Orto, Puerto Calcedo	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	46400,4952	2.009
33	Minironda 2008	E&P	PUT-02	PETRONOVA COLOMBIA	2%	Putumayo, Cauca	Mocoa, Villagarzón, Puerto Guzmán, Puerto Calcedo, Flamante	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	39119,3535	2.009
34	Minironda 2008	E&P	LLA-29	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare	Orocué	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	28293,9273	2.009
35	Minironda 2008	E&P	VMM-06	ECOPETROL SA	1%	Santander	Símacota, Puerto Parra, Cimarrá, Landairú, Velez	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	64194,1169	2.009
36	Minironda 2008	E&P	VMM-01	LEVIS ENERGY COLOMBIA INC	5%	Cesar, Norte de Santander	La Gloria, Gamarra, Aguachica, Río de Oro, El Carmen, Ocaña	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	52086,5843	2.009

**ANH**

AJAN

Administración Integrada de los Recursos y
Activos Hidrocarburos del país con base
estratégica y en sostenibilidad social**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

No.	PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
37	Minironda 2008	E&P	VMM-17	MORICHAL SINOCO S.A SUCURSAL COLOMBIA	1%	Cundinamarca, Tolima	Guaduas, Chaguaní, Honda, Mariquita, Armero	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	39927,2019	2.009
38	Minironda 2008	E&P	LLA-16	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare	Nunchía, Paz de Ariporo, Para, San Luis de Palenque, Trinidad	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	63783,1027	2.009
39	Minironda 2008	E&P	LLA-20	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare	Trinidad, San Luis de Palenque	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	58393,6538	2.009
40	Minironda 2008	E&P	LLA-23	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	3%	Casanare	Yopal, Maní, San Luis de Palenque, Orocué	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	46580,2594	2.009
41	Minironda 2008	E&P	VSM-32	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	2%	Caquetá, Huila	El Paujil, La Montaña, Florencia, Agrado, Pital, Garzon, Tarqui, Altamira, Guadalupe	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	66542,8565	2.009
42	Minironda 2008	E&P	LLA-19	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	2%	Casanare	Nunchía, Yopal, San Luis de Palenque	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	40695,0417	2.009
43	Minironda 2008	E&P	VMM-04	LOH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	7%	Cesar, Norte de Santander	Río de Oro, San Martín, San Alberto, Ocaña, La Esperanza	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	62690,3035	2.009
44	Minironda 2008	E&P	VMM-15	LOH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	7%	Cundinamarca, Tolima, Caldas	Guaduas, Puerto Salgar, Honda, La Dorada, Victoria	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	24088,8955	2.009
45	Minironda 2008	E&P	LLA-32	PI ENERGY DELTA CORP	15%	Casanare	Tauramena, Maní	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	40606,1058	2.009
46	Minironda 2008	E&P	PUT-04	PETRONORTE S.A.	1%	Putumayo	Orto, Puerto Asís, Valle Delguamuz, Puerto Calcedo	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	51338,5312	2.009
47	Minironda 2008	E&P	LLA-10	PETROLERA MONTERROCÓ SA SUCURSAL COLOMBIA	3%	Arauca, Casanare	Tame, Hato Corozal	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	76702,3956	2.009
48	Minironda 2008	E&P	LLA-27	NCT ENERGY GROUP CA COLOMBIA	4%	Casanare	Maní	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	16470,0261	2.009
49	Minironda 2008	E&P	SAN ANTONIO	THORNELOE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	3%	CASANARE	MANI	Contrato Terminado	Llanos Orientales	17275,3251	2.009
50	Minironda 2008	E&P	VMM-09	PETROLEOS COLOMBIANOS LIMITED	3%	Santander	Cimitarra	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	102373,2738	2.009
51	Minironda 2008	E&P	VMM-13	DCX S.A.S.	2%	Boyaca	Puerto Boyacá, Otanche, Pauna, San Pablo Borbur	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena, Cordillera Oriental	48083,1464	2.009
52	Minironda 2008	E&P	VMM-14	OPICA BLC SA	2%	Antioquia	Sonson	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	11166,4927	2.009
53	Minironda 2008	E&P	VSM-10	HOCOL S.A.	6%	Tolima	Suzaré, Espinal, Guamo, Purificación, Saldaña, Coyaima, Pradó	Contrato Terminado	Valle Superior del Magdalena	43275,9701	2.009
54	Nominación de Áreas	E&P	CABRETERO	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	NA	Casanare, Meta	Tauramena, Villanueva	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	21963,4968	2.008
55	Nominación de Áreas	E&P	BALAY	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	NA	Casanare	Monterrey, Tauramena, Villanueva	En periodo Exploratorio y en Explotación	Llanos Orientales	45238,4815	2.008
56	Nominación de Áreas	E&P	CLARINERO	HOCOL S.A.	NA	Casanare, Vichada	Paz de Ariporo, Trinidad, San Luis de Palenque, Orocué, Santa Rosalia	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	229795,386	2.008
57	Nominación de Áreas	E&P	EL SANCY	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	NA	Casanare	Para, Nunchía, Yopal, San Luis de Palenque	Contrato Terminado	Llanos Orientales	45341,3056	2.008
58	Nominación de Áreas	E&P	NOGAL	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá	Albania, Belén de los Andaquíes, El Paujil, Florencia, Misón, Montaña, Morella y Valparaiso	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	239414,8487	2.012
59	Nominación de Áreas	E&P	CARDON	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá	El Doncello, El Paujil, Montaña y Puerto Rico	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	113259,8024	2.012
60	Nominación de Áreas	E&P	MANZANO	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	NA	Caquetá, Meta	Puerto Rico, San Vicente del Caguán, La Macarena	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	70483,8567	2.012
61	Nominación de Áreas	E&P	ACHAPO	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	NA	Caquetá	Puerto Rico, El Doncello y El Paujil	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	21367,5057	2.012
62	Proceso de Crudos Pesados	E&P	CPE-06	META PETROLEUM CORP	NA	Meta	Puerto Galán, San Martín, Napitipán, Puerto Coferencia	En periodo exploratorio	Llanos Orientales	368260,6212	2.011
63	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-07	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	11%	Agua Territoriales Mar Caribe, Atlántico, Bolívar	Tubará, Juan de Acosta, Plojo, Usiacuri, Luruaco, Sabanalarga	En periodo exploratorio	Sinú Offshore, Sinú San Jacinto	117599,0138	2.007
64	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-11	ECOPETROL SA	3%	Agua Territoriales Mar Caribe, Guajira	Malaco, Urbía	En periodo exploratorio	Guajira Offshore, Guajira	186895,9846	2.007
65	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-09	ECOPETROL SA	5%	Agua Territoriales Mar Caribe, Guajira	Urbía, Manaure	En periodo exploratorio	Guajira Offshore, Guajira	103662,9769	2.007
66	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-10	ONGC VIDESPR LTD SUCURSAL COLOMBIANA	2%	Agua Territoriales Mar Caribe	Agua Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Guajira Offshore	133827,1103	2.007
67	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-06	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	2%	Agua Territoriales Mar Caribe	Agua Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Sinú Offshore, Colombia	134384,7486	2.007
68	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-05	EQUION ENERGÍA LIMITED	12%	Agua Territoriales Mar Caribe, Bolívar	Santa Catalina, Cartagena, Clemencia, Santa Rosa, Villanueva, Turbaco	En periodo exploratorio	Sinú Offshore, Sinú San Jacinto	134540,8804	2.007
69	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-12	REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA	15%	Agua Territoriales Mar Caribe, Guajira	Urbía	En periodo exploratorio	Guajira Offshore, Guajira	135235,5208	2.007

No.	PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Há)	AREAFIRMA CONTRATO
70	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-04	EUROON ENERGÍA LIMITED	16%	Agua Territoriales Mar Caribe	Agua Territoriales Mar Caribe	En período exploratorio	Sin Offshore, Colombia	176748,9628	2.007
71	Ronda Caribe 2007	E&P	RC-08	ONGC VIOESH LTD SUJURSAL COLOMBIANA	4%	Agua Territoriales Mar Caribe	Agua Territoriales Mar Caribe	En período exploratorio	Guajira Offshore, Guajira	138440,4207	2.007
72	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-04	SK INNOVATION CO LTD	91%	Cundinamarca, Meta	Paratebueno, Cabuyaro, Restrepo, Puerto López, Cumará, Villagrande	En período exploratorio	Ulanos Orientales	139959,1885	2.008
73	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-12	META PETROLEUM CORP	28%	Meta	San Martín, Puerto López, Puerto Galtán	En período exploratorio	Ulanos Orientales	286826,8507	2.008
74	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-17	HOCOLSA	12%	Meta	Puerto Unera, Magripán, Puerto Rico, Puerto Concordia	En período exploratorio	Ulanos Orientales, Vaupés - Amazonas	210384,6502	2.008
75	Ronda Colombia 2008	E&P	CR-01	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	22%	Guajira	Mataco, Ritchocho, Albania, Hatanteveo, Barrancas, Fonseca	En período exploratorio	Cesar - Randvenia	124394,0573	2.008
76	Ronda Colombia 2008	E&P	SSIN-5	SK INNOVATION CO LTD	23%	Bolívar, Magdalena	El Guamo, San Juan Nepomuceno, Zambrano, Córdoba	Contrato Terminado	Valle Inferior del Magdalena, Sin San Jacinto	230854,3323	2.008
77	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-11	ECOPETROL SA	19%	Meta	San Martín, Puerto López	En período exploratorio	Ulanos Orientales	258738,4692	2.008
78	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-03	PLUSPETROL COLOMBIA CORPORATION	25%	Vichada, Meta	Cumaribo, Santa Rosalia	En período exploratorio	Ulanos Orientales	64719,1432	2.008
79	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-07	TECPETROL COLOMBIA SAS	47%	Meta, Casanare	Puerto Galtán	En período exploratorio	Ulanos Orientales	254059,4277	2.009
80	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-08	ECOPETROL SA	24%	Meta, Vichada	Puerto Galtán	En período exploratorio	Ulanos Orientales	149759,2928	2.008
81	Ronda Colombia 2008	E&P	SSIN-9	MAUREL & PROM COLOMBIA BV	18%	Bolívar, Cesar, Magdalena	Mompes, San Fernando, Margarita, Hatillo de Loba	Contrato Terminado	Valle Inferior del Magdalena	264767,1699	2.008
82	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-14	META PETROLEUM CORP	2%	Meta, Vichada	Puerto Galtán	En período exploratorio	Ulanos Orientales	209461,1026	2.008
83	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-02	PLUSPETROL COLOMBIA CORPORATION	25%	Casanare, Meta	Orocue, Puerto Galtán	En período exploratorio	Ulanos Orientales	70254,2406	2.008
84	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-10	ECOPETROL SA	20%	Meta	Villavieco, Acacias, Castilla La Nueva, San Martín, Puerto López, San Carlos Guazaca	En período exploratorio	Ulanos Orientales	157423,9368	2.008
85	Ronda Colombia 2008	E&P	SSIN-3	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	2%	Atlántico, Bolívar, Magdalena	Ponedera, Candelaria, Campo de la Cruz, Santa Lucía, San Manuel, Calamar, Arroyohondo, El Guano, Pivijay, Salamina, El Píñon, Cerro San Antonio, Concordia, Zapayán, Pedraza, Chivolo, Tenerife	En período exploratorio	Sin San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena	256718,3508	2.098
86	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-06	TECPETROL COLOMBIA SAS	39%	Meta, Casanare	Puerto López, Puerto Galtán, Maní	En período exploratorio	Ulanos Orientales	213887,1905	2.009
87	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-01	META PETROLEUM CORP	6%	Casanare, Meta	Orocue, Maní, Puerto Galtán	Contrato Terminado	Ulanos Orientales	61775,821	2.008
88	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-09	ECOPETROL SA	17%	Meta	Villavieco, Acacias, Guama, San Luis de Cubarral, Carilla La Nueva, San Martín, Lenín, Carillas, El Dorado, El Castillo, Gonzaga	En período Exploratorio y en Explotación	Ulanos Orientales, Cordillera Oriental	208248,9014	2.009
89	Ronda Colombia 2008	E&P	SSIN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	20%	Atlántico, Bolívar, Magdalena	Barranquilla, Puerto Colombia, Tubara, Galapá, Malambo, Juan de Acosta, Barranos, Poloneuvo, Uluacur, Santo Tomás, Palmar de Varela, Lurizaco, Sabanalarga, Manatí, Santa Catalina, Cartagena, Clemencia, Santa Rosa, Villanueva, Salamina	En período exploratorio	Sin San Jacinto, Sin Offshore	167273,7349	2.008
90	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-05	ONGC VIOESH LTD SUJURSAL COLOMBIANA	23%	Meta	Cabuyaro, Barranca de Uplá, Puerto López	En período exploratorio	Ulanos Orientales	199247,7957	2.008
91	Ronda Colombia 2008	E&P	SSIN-7	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	14%	Córdoba, Sucre	San Andrés Sabavento, Chind, Sabagán, Ovejas, Santiago de Tolu, Chalao, Tolu Viejo, Coloso, Los Palmitos, San Pedro, Morroa, Sincelajo, Palmito, Sincó, San Juan Betulia, Corozal, Sampues, Galeras, El Roble, San Benito Abad	En período exploratorio	Sin San Jacinto, Valle Inferior del Magdalena	270702,2613	2.008
92	Ronda Colombia 2008	E&P	CPO-13	TECPETROL COLOMBIA SAS	32%	Meta	Puerto Galtán	En período exploratorio	Ulanos Orientales	188947,0916	2.009
93	Ronda Colombia 2008	E&P	SSIN-4	ECOPETROL SA	14%	Bolívar	El Guamo, San Juan Nepomuceno, María La Baja, San Jacinto, El Carmen de Bolívar	Contrato Terminado	Sin San Jacinto	194886,6088	2.008
94	Ronda Colombia 2010	E&P	COR-04	AUSTRALIAN DRILLING ASSOCIATES PTY LTD SUJURSAL COLOMBIA	1%	Cundinamarca	Anapolfo, Arhelés, El Colegio, Fusagasuga, Granada, Nilo, Pasca, Sibate, Silvania, Soncha	En período exploratorio	Cordillera Oriental	78719,2889	2.011
95	Ronda Colombia 2010	E&P	COR-06	INTERCOLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION	1%	Cundinamarca, Tolima	Ricavate, Nilo	En período exploratorio	Cordillera Oriental	39993,5068	2.011
96	Ronda Colombia 2010	E&P	COR-32	YFF COLOMBIA S.A.S	1%	Bogotá D.C., Cundinamarca, Tolima	Bogotá D.C.	En período exploratorio	Cordillera Oriental	43429,3005	2.011
97	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-05	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	2%	Arauca	Tame	En período exploratorio	Ulanos Orientales	75682,7725	2.011



ANH
Asociación Nacional de Hidrocarburos

Administración encargada de las reservas y recursos hidrocarbúricos del país en forma venturosa y con responsabilidad social

PROSPERIDAD
PARA TODOS

Nº	PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
98	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-40	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare	Hato Corozal, Paz de Ariporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	66067,1059	2.011
99	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-41	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	1%	Arauca	Arauca, Arauquita, Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	72262,6387	2.011
100	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-45	PERENCO COLOMBIA LIMITED	1%	Casanare	San Luis de Palenque, Trinidad	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	18174,2026	2.011
101	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-47	INTEROIL COLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION	15%	Meta, Casanare	Puerto Galván	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	44676,2134	2.011
102	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-52	ECOPETROL SA	1%	Arauca	Arauquita, Fortul, Tame	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	35327,2631	2.011
103	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-56	TABASCO OIL COMPANY	1%	Arauca, Casanare	Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	41353,8955	2.011
104	Ronda Colombia 2010	E&P	PUT-03	VAST EXPLORATION INC	1%	Cauca, Putumayo	Plamonte	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	59895,3832	2.011
105	Ronda Colombia 2010	E&P	PUT-08	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S.	2%	Putumayo	Puerto Asís	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	41601,6219	2.011
106	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-22	TELPICO COLOMBIA LLC	2%	Hulla	Iquira, Nataga, Tesalia, Yaguara	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	34451,5617	2.011
107	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-08	ECOPETROL SA	1%	Arauca, Casanare	Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	73229,29	2.011
108	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-15	FLAMINGO OIL SA	3%	Hulla	Alcedras, Campoalegre, Gigante, Hobo, Yaguara	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	42789,9336	2.011
109	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-13	HOCOLS.A.	3%	Arauca, Casanare	Cravo Norte, Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	51239,1902	2.011
110	Ronda Colombia 2010	E&P	CAG-06	META PETROLEUM CORP	2%	Cauca, Caquetá, Putumayo	San José Del Fraguas, Curillo, Puerto Guzmán	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	48177,0039	2.011
111	Ronda Colombia 2010	E&P	PUT-07	PETROCARIBBEAN RESOURCES LTD	1%	Putumayo	Puerto Asís, San Miguel, Valle Delguamuez	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	52684,5344	2.011
112	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-07	META PETROLEUM CORP	2%	Arauca, Casanare	Tame, Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	61785,4106	2.011
113	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-11	STETSON OIL AND GAS LTD	1%	Arauca, Casanare	Tame	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	51190,4721	2.011
114	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-37	ECOPETROL SA	1%	Cundinamarca, Meta	Guayabeta	Contrato Terminado	Ulanos Orientales	69463,6426	2.011
115	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-58	HUPECOL OPERATING CO LLC	1%	Meta	Puerto López	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	19349,0568	2.011
116	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-71	GEO TECHNOLOGY LA CA	7%	Casanare	Maní, Orocué	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	14845,7292	2.011
117	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-11	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	1%	Boyacá, Santander	Puerto Boyacá	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	47277,5468	2.011
118	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-18	MONTAJES JM LTD	1%	Cundinamarca, Tolima	Ancelma, Beltrán, Bitulma, Chaguani, Guaduas, Guayabal de Siquima, Pull, Quipile, San Juan de Río Seco, Viro	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	63949,815	2.011
119	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-27	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SPEIC)	1%	Bolívar, Santander	Simití, Puerto Wilches	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	67730,9954	2.011
120	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-35	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	1%	Antioquia, Boyacá, Santander	Puerto Berrio	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	7074,3969	2.011
121	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-37	EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED	1%	Antioquia, Santander	Yondo, Puerto Wilches	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	17465,4374	2.011
122	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-12	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	1%	Hulla, Tolima	Alpe, Neiva, Palermo	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	56729,9206	2.011
123	Ronda Colombia 2010	E&P	COR-39	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	1%	Cundinamarca, Tolima	Agua de Dios, Girardot, Nilo, Ricaurte, Tocaima	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	38490,0782	2.011
124	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-32	ECOPETROL SA	1%	Caldas, Cundinamarca	La Dorada	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	64647,7091	2.011
125	Ronda Colombia 2010	E&P	PUT-10	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	1%	Putumayo	Orto, Puerto Calcedo, Santiago, Villagarzón	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	46173,5384	2.011
126	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-39	ECOPETROL SA	1%	Arauca	Arauquita, Fortul	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	60550,7247	2.011
127	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-09	HOCOLS.A.	3%	Hulla, Tolima	Alpe, Neiva	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	64696,7454	2.011
128	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-62	GEOPARK CUERVA LLC	1%	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	17809,5285	2.011
129	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-57	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTDA	1%	Casanare	Paz de Ariporo, Trinidad	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	42303,578	2.011
130	Ronda Colombia 2010	E&P	PUT-06	PETROCARIBBEAN RESOURCES LTD	1%	Putumayo	San Miguel, Valle Delguamuez	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	16748,6585	2.011
131	Ronda Colombia 2010	E&P	COR-11	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	1%	Cundinamarca, Huila, Meta, Tolima	Cabrera, Colombia, Uribe, Alpujarra, Doleres, Villarica	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	71595,489	2.011
132	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-06	ECOPETROL SA	1%	Arauca, Casanare	Tame, Puerto Rondón, Hato Corozal	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	76628,5159	2.011
133	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-15	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	1%	Casanare	Nunchía, Fore	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	25541,2535	2.011
134	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-61	SUELOPETROL CA SA CA	2%	Casanare	Paz de Ariporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	14709,8265	2.011
135	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-14	TÉCNICA VIALS EN CA	3%	Cauca, Huila	Páez, Iquira, Yaguara, Nataga, Tesalia, La Plata, Palcol	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	56319,5518	2.011
136	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-13	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	1%	Hulla	Campoalegre, Neiva, Palermo, Rivera, Tello	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	58693,6816	2.011
137	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-38	ECOPETROL SA	1%	Arauca	Arauquita, Fortul, Saravena	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	47577,2277	2.011

No.	PROCESO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACIÓN EN PRODUCCIÓN ANH	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CUENCA	ÁREA (Ha)	AÑO FIRMA CONTRATO
138	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-55	META PETROLEUM CORP	2%	Arauca	Cravo Norte, Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	41601,8807	2.011
139	Ronda Colombia 2010	E&P	PUT-09	META PETROLEUM CORP	2%	Putumayo	Puerto Añá, Puerto Guzmán	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	49150,4975	2.011
140	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-59	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	1%	Cundinamarca, Meta	Paratebuena, Medina, Restrepo, Cumará, Villavicendo	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	53130,8896	2.011
141	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-28	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (SEPCO)	1%	Bolívar, Santander	Similit, San Pablo, Puerto Wilches, Sabana de Torres	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	54551,9802	2.012
142	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-42	TELPECO COLOMBIA LLC	1%	Arauca	Arauca	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	46829,3785	2.011
143	Ronda Colombia 2010	E&P	VSM-03	TELPECO COLOMBIA LLC	1%	Cundinamarca, Tolima	Tocaima, Nariño, Girardot, Ricaurte, Alvarado, Itaque, Piedras, Coello, Flandes, Espinal	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	42087,6167	2.011
144	Ronda Colombia 2010	E&P	COR-23	KINETIX SUCURSAL COLOMBIA	1%	Hulla	Colombio, Baraya, Tello	Contrato Terminado	Cordillera Oriental	72757,1273	2.011
145	Ronda Colombia 2010	E&P	LLA-48	SERVIOLEDA COMPANIA ANONIMA	1%	Arauca	Tarne	Contrato Terminado	Uanos Orientales	30616,2606	2.011
146	Ronda Colombia 2010	E&P	VMM-26	OGX PETROLEO E GAS LTDA	2%	Santander	Bolívar, Omitarra, El Peñon, Landuzzi, Sucre	Contrato Terminado	Valle Medio del Magdalena	40554,3667	2.011
147	Ronda Colombia 2010	E&P	VIM-05	OGX PETROLEO E GAS LTDA	2%	Córdoba, Sucre	Chinó, Ciénega de Oro, Pueblo Nuevo, Sahagún	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	258392,8515	2.011
148	Ronda Colombia 2010	E&P	SSIS-1	ECOPETROL SA	2%	Antioquia, Córdoba	Arboletes, San Juan de Urabá, Necolí, San Pedro de Urabá	En periodo exploratorio	Sinó San Jacinto	287874,4384	2.011
149	Ronda Colombia 2010	E&P	CPO-16	HOCOL SA	1%	Meta	El Castillo, Puente de Oro, Granada, Lejanías, Mesetas, San Juan de Arama, Vista Hermosa	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	123331,1566	2.011
150	Ronda Colombia 2010	E&P	TUM OFF-3	ECOPETROL SA	2%	Agua Territoriales Oceano Pacifico	Agua Territoriales Oceano Pacifico	En periodo exploratorio	Tumaco Offshore	186271,1706	2.011
151	Ronda Colombia 2010	E&P	VIM-02	SK INNOVATION CO LTD	2%	Bolívar, Magdalena	Córdoba, Magangué, Yalaguá Nuevo, Mompos	Contrato Terminado	Valle Inferior del Magdalena	60100,7816	2.011
152	Ronda Colombia 2010	E&P	VIM-06	HOCOL SA	2%	Bolívar, Sucre	Achí, Magangué, Pinillos, Guaranda, Majagual, San Benito	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	304272,6324	2.011
153	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-49	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.	25%	Meta, Cundinamarca	Abad, Quere, Cumará, El Galvino, Restrepo, Villavicendo, Medina	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	22650,1272	2.012
154	Ronda Colombia 2012	E&P	AGUA OFF-2	ONGXVIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA	2%	Agua Territoriales Mar Caribe	Agua Territoriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Guajira Offshore	117134,5563	2.012
155	Ronda Colombia 2012	E&P	PUT-12	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA	29%	Putumayo	Puerto Añá, Puerto Legutamo	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	54443,9591	2.012
156	Ronda Colombia 2012	E&P	PUT-24	PETROLEOS SUDAMERICANOS	3%	Putumayo	Orto, Valle del Guamez (La Hormiga)	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	7596,599	2.012
157	Ronda Colombia 2012	E&P	VIM-19	OGX PETROLEO E GAS LTDA	15%	Sucre, Bolívar	Buenavista, Galeras, San Pedro, Sincé, Magangué	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	25120,8878	2.012
158	Ronda Colombia 2012	E&P	VIM-21	GEO PRODUCTION OIL AND GAS COMPANY LLC	3%	Córdoba	Sahagún	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	20682,2831	2.012
159	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-65	HOCOL SA	15%	Meta	San Martín	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	16930,7813	2.012
160	Ronda Colombia 2012	E&P	GUA-02	HOCOL SA	21%	Guajira	Albania, Malcao, Manure, Urbía	En periodo exploratorio	Guajira	125807,5775	2.012
161	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-01	PETRONORTE SA	31%	Arauca	Arauca, Fortul, Tame, Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	54209,1221	2.012
162	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-53	PETRONORTE SA	33%	Casanare	Paz de Arípore	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	27398,44	2.012
163	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-70	PETRONORTE SA	31%	Arauca	Arauca, Fortul, Tame	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	44325,3229	2.012
164	Ronda Colombia 2012	E&P	PUT-25	PETRONORTE SA	18%	Putumayo	Orto, Valle del Guamez (La Hormiga)	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	16598,1989	2.012
165	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-02	INTEGRA OIL	11%	Meta	Puerto Galván	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	7649,2243	2.012
166	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-03	INTEGRA OIL	2%	Arauca	Arauca, Arauca, Puerto Rondón	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	37089,2909	2.012
167	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-12	INTEGRA OIL	11%	Arauca, Casanare	Puerto Rondón, Hato Corozal, Paz de Arípore	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	51301,1316	2.012
168	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-28	INTEGRA OIL	9%	Meta	Puerto Galván	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	17411,8363	2.012
169	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-49	INTEGRA OIL	9%	Casanare	Hato Corozal, Paz de Arípore	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	53158,6317	2.012
170	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-51	INTEGRA OIL	13%	Arauca	Saravén, Fortul, Tame	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	33481,013	2.012
171	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-79	INTEGRA OIL	15%	Casanare	San Luis de Pienquete	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	13879,1533	2.012
172	Ronda Colombia 2012	E&P	VMM-08	INTEGRA OIL	10%	Bolívar	Cantagallo, San Pablo	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	13049,1333	2.012
173	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-93	BC EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	34%	Meta	Fuente de oro, Granada, San Martín	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	14199,6955	2.012
174	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-43	BC EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	24%	Arauca	Arauca, Arauca	En periodo exploratorio	Uanos Orientales	57288,7821	2.012

No. Contrato	PROYECTO	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	PORCENTAJE PARTICIPACION EN PRODUCCION ANI	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	CIENCIA	AREA (Ha)	ANO FIRMA CONTRATO
175	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-66	EC EXPLORACION Y PRODUCCION	15%	Meta	Puerto López, San Carlos de Guaroa	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	11590,4322	2.012
176	Ronda Colombia 2012	E&P	VMM-39	CLEAN ENERGY	18%	Santander	Puerto Wilches, Sabana de Torres	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	20552,458	2.012
177	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-64	VEYRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	22,43%	Casanare	Maní, Yopal	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	35605,343	2.012
178	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-78	VEYRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA S.A.S	22,21%	Casanare	Croquié	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	12627,3762	2.012
179	Ronda Colombia 2012	E&P	PUT-05	RANGE	22%	Caquetés	Belen de los Andaques, Albania, San Jose del Fragua	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	17952,073	2.012
180	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-83	GRUPO CAC ENERGIA (BARBADOS) SERVICES COLOMBIA	25%	Meta	Puerto Gallán	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	14469,5259	2.012
181	Ronda Colombia 2012	E&P	VMM-07	RANGE	15%	Santander, Norte de Santander	Rionegro, Sabana de torres, La Esperanza	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	10888,6684	2.012
182	Ronda Colombia 2012	E&P	VSM-01	RANGE	18%	Huila	Alpe, Tello, Neiva	En periodo exploratorio	Valle Superior del Magdalena	13307,51	2.012
183	Ronda Colombia 2012	E&P	URA-04	ANADARRO	8%	Aguas Terrioriales Mar Caribe	Aguas Terrioriales Mar Caribe	En periodo exploratorio	Urabá	191154,5753	2.012
184	Ronda Colombia 2012	E&P	PUT-13	ECOPETROL SA	7%	Putumayo	Puerto Asís, Puerto Leguízamo	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	55559,3905	2.012
185	Ronda Colombia 2012	E&P	SN-3	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	17%	Antioquia, Córdoba	San Pedro de Urabá, Arboletes, Montería, Valencio, Tierra Alta	En periodo exploratorio	Jirón San Jacinto	195407,8834	2.012
186	Ronda Colombia 2012	E&P	PUT-14	GULFSANDS PETROLEUM PLC	5%	Putumayo	Puerto Leguízamo	En periodo exploratorio	Caguán - Putumayo	46361,2038	2.013
187	Ronda Colombia 2012	E&P	LLA-50	GULFSANDS PETROLEUM PLC	6%	Casanare	Hato Corozal, Paz de Ariporo	En periodo exploratorio	Ulanos Orientales	51371,3938	2.013
188	Ronda Colombia 2012	E&P	VIM-15	HOCOL SA	21%	Bolívar, Antioquia, Córdoba	San Benito Abad, Majagual, Guaranda, San Jacinto del Cauca, Nariño, Caucasia, Aracataca	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	131964,6167	2.012
189	Ronda Colombia 2012	E&P	VIM-08	HOCOL SA	13%	Sucre, Antioquia, Córdoba	San Marcos, Ciénaga, Pueblo Nuevo, Planeta Rica, Buenavista, La apartada, Montalbano, Ayapel	En periodo exploratorio	Valle Inferior del Magdalena	152070,6069	2.012
190	Ronda Colombia 2012	E&P	CDR-62	EXXON MOBIL	1%	Tolima	Cundey, Villavieja, Purificación, Melgar, Iconozo, Carmen de Acaica, Dolores Prado	En periodo exploratorio	Cordillera Oriental	81863,7392	2.012
191	Ronda Colombia 2012	E&P	CAT-03	ECOPETROL SA	1%	Norte de Santander	Chinacota, Ragonvalla	En periodo exploratorio	Catatumbo	153875,9287	2.012
192	Ronda Colombia 2012	E&P	VMM-05	ECOPETROL SA	1%	Antioquia, Santander	Puerto Berrio, Yondó, Barrancabermeja, Cimitarra, Puerto Parra	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	146485,189	2.012
193	Ronda Colombia 2012	E&P	VMM-16	ECOPETROL SA	1%	Antioquia, Boyacá, Caldas, Cundinamarca, Tolima	Sonsón, Puerto Boyacá, Norcasia, Visoña, La Dorada, Puerto Salgar, Mariquita, Lérida, Honda, Armero, Falan	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	116565,5387	2.012
194	Ronda Colombia 2012	E&P	VMM-29	ECOPETROL SA	1%	Cundinamarca, Tolima	Agua de Dios, Anapolima, Anolaima, Apulo, Arbeléx, Beltrán, Cachipay, Pazaguasquí, Guataquí, Jerusalén, La Mesa, Pilo, Pailé, Quijito, San Juan de Riosucio, Tibacuy, Tocaima, Vistá, Alvarado, Ambalema, Armero, Coello, Icononzo, Lérida, Melgar, Piedras, Venadillo	En periodo exploratorio	Valle Medio del Magdalena	177813,4129	2.012

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
1	TEA	ALCATRAZ	OCCIDENTAL ANDINA LLC.	Sinó San Jacinto	Córdoba, Antioquia	Canalete, Los Córdoba, Montería, Tierra Alta, Valencia, Arboletes, Apartado, Necoclí, San Juan de Urabá, San Pedro de Urabá, Turbo	Contrato Terminado	602318,4665	2.004
2	TEA	ALEA	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA S.A.	Caguán - Putumayo	Cauca, Caquetá, Putumayo	Santa Rosa, San José Del Fragua, Orto, Villagarzón, Mocoa, Puerto Guzmán, Laguilasmo, Puerto Asís, Puerto Caicedo, San Miguel, Valle Delguarnuez	Contrato Terminado	532416,2856	2.004
3	TEA	ALTAMIRA	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA: 100%	Llanos Orientales	Arauca, Casanare	Puerto Rondón, Hato Corozal, Paz de Arjopo	Contrato Terminado	284814,7199	2.004
4	TEA	GUAIMARAL	HOCOLSA	Valle Inferior del Magdalena	Sucre, Bolívar, Magdalena	Buenavista, Los Palmitos, ovejas, San Pedro, Simoa, San Juan Betulia, San Jacinto, El Carmen de Bolívar, Zambrano, Córdoba, Magangué, Mompos, Santa Ana	Contrato Terminado	275011,7725	2.004
5	TEA	LUSIA	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA	Valle Inferior del Magdalena	Cesar, Magdalena	Astres, Ariguaní, Plato, Santa Ana, San Sebastian de Buenavista, Guamaí, San Zenon	Contrato Terminado	270687,9302	2.004
6	TEA	MANTECAL	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Arauca, Casanare	Tame, Puerto Rondón, Hato Corozal, Paz de Arjopo	Contrato Terminado	185228,0081	2.004
7	TEA	TOLEDO	ECOPETROL SA	Catatumbo, Cordillera Oriental	Boyacá, Norte de Santander	Cubara, chitaga, pampelona, toledo, Labateca, Herran, Pamplonita, chinacota, Ragonvalia, Bochalema, durania, San cayetano, Villa del Rosario, el zulia, Lourdes, Cucuta	Contrato Terminado	199649,2279	2.004
8	TEA	ARPA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Llanos Orientales	Arauca	Arauca, Aratiquita, Cravo Norte, Fórtul, Puerto Rondón, Tame	Contrato Terminado	399420,3232	2.005
9	TEA	BOROJO	RELIANCE INDUSTRIES LIMITED	Tumaco Offshore, Colombia Pacifico Profundo	Cauca, Chocó, Narino, Valle del Cauca	López, Tmbiquí, Guapi, Bajo Baido, El Litoral Del San Juan, Santa Barbara, El Charco, La Tola, Olaya Herrera, Mosquera, Buenaventura	Contrato Terminado	1571775,102	2.005
10	TEA	CACHAMA	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Meta	Puerto López, Villaviecnico, Acaclá, San Carlos Guaroa, Castilla La Nueva, San Martín	Contrato Terminado	240063,8233	2.005
11	TEA	CAIMAN	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Valle Superior del Magdalena	Hulla, Caquetá	Neiva, Palarmo, Rivera, Campoalegre, Yaguara, Algeciras, Hobo, Gigante, Agrado, Pital, Garzon, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Florencia	Contrato Terminado	239566,1092	2.005
12	TEA	CHICAGO	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Casanare	Nunchia, Trinidad, San Luis de Palenque, Crocuta	Contrato Terminado	175754,7523	2.005
13	TEA	CHIGUIRO	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Meta	Puerto López, San Martín	Contrato Terminado	218491,0803	2.005
14	TEA	COMADRE NORTE	OCCIDENTAL ANDINA LLC	Valle Superior del Magdalena	Cundinamarca, Tolima	Jerusalén, Tocaima, Aptio, Anapoima, Viotá, Tibacuy, Fusagasuga, Nilo, Agua de Dios, Riocurto, Guendol, El Colegio, Flaudes, Melgar, Espinal, Carmen de Apicalá, Suarez, Cunday	Contrato Terminado	103222,75	2.005
15	TEA	CORALES	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD	Guajira	Guajira	Uribia, Manure, Malcao	Contrato Terminado	549451,1307	2.005

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
16	TEA	EL BONGO	INTEROIL COLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION	Valle Inferior del Magdalena, Sinó San Jacinto	Atlántico, Bolívar, Magdalena	Baranóa, Polonuevo, Plojo, Usiacurí, Santo Toribá, Palmor de Varela, Ponedera, Sabanaarga, Lunaco, Repelón, Candelaria, Manatí, Campo de la Cruz, Santa Lucía, Soán, San Cristóbal, Soplaviento, Calamar, Salamina, El Piñon, Cerro San Antonio	Contrato Terminado	134994,1803	2.005
17	TEA	EL CALICHO	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD	Llanos Orientales	Casanare	Fore, Nunchia, Trinidad, Yopal, San Luis de Palenque, Aguazul, Tauramena, Maní	Contrato Terminado	267263,2235	2.005
18	TEA	EL CONCHAL	TEPMA	Llanos Orientales	Casanare	Fore, Nunchia	Contrato Terminado	14070,1886	2.005
19	TEA	EL QUESO NORTE	MEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Valle Superior del Magdalena	Tolima	Cheparal, Rioblanco	Contrato Terminado	37461,9225	2.005
20	TEA	EL TIGRE	HOCOLSA 100%	Llanos Orientales	Meta	Puerto Gaitán	Contrato Terminado	210540,1038	2.005
21	TEA	FUERTE	BHP BILLITON PETROLEUM AMERICAS INC	Sinó Offshore	Aguas Terrestres Océano Pacífico		Contrato Terminado	473490,0412	2.005
22	TEA	GUEPARDO	HOCOLSA	Llanos Orientales	Casanare, Meta, Vichada	Paz de Ariporo, Trinidad, Orocué, San Luis de Palenque, Puerto Gaitán, La Primavera, Cumariño, Santa Rosalía	Contrato Terminado	870840,3408	2.005
23	TEA	HUMADEA	HOCOLSA	Llanos Orientales	Cundinamarca, Meta	Medina, Guayabetal, Restrepo, El Calvario, Cumará, Villavicencio, Asoas, Guarnal, San Luis de Cubarral, Castilla La Nueva, San Martín, El Castillo, El Dorado	Contrato Terminado	214649,554	2.005
24	TEA	JAGUEYES	HUPECOL CARACARA LLC	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Ariporo, Hato Corozal	Contrato Terminado	102893,9712	2.005
25	TEA	LAS BRISAS	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Meta, Casanare	Puerto López, Puerto Gaitán, Tauramena	Contrato Terminado	239753,0925	2.005
26	TEA	MARE MARE	PERENCO COLOMBIA LIMITED	Llanos Orientales	Casanare	Orocué, Maní	Contrato Terminado	38156,0988	2.005
27	TEA	PALACIO	OCCIDENTAL ANDINA LLC	Cordillera Oriental	Tolima, Huila, Meta	Alpujarra, Natagalma, Prado, Dolores, Villarrica, Baraya, Colombia, Villavieja, Uribe	Contrato Terminado	219130,8932	2.005
28	TEA	RIO ARIARI-TEA	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	Vaupés - Amazonas	Meta, Guaviare	San Juan de Arama, Puerto Lleras, Magipipán, Vista Hermosa, Puerto Rico, Puerto Concordia, San José del Guaviare	Contrato Terminado	245668,7617	2.005
29	TEA	RIO TUA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Llanos Orientales	Casanare, Cundinamarca, Meta	Yopal, Aguazul, Tauramena, Maní, Monterrey, Villanueva, Paratebueno, Barranca de Upiá, Cabuyaro	Contrato Terminado	303854,3458	2.005
30	TEA	SAN BERNARDO	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental	Cundinamarca, Bogotá D.C.	San Antonio de Tequendam, Anapolima, soacha, El colegio, Granada, Sibate, Viota, Chiquaque, Silvanía, Una, fuzagasuga, pasca, tibacuy, Arbeláez, pantil, san bernardo, veneda, cabrera, Bogotá D.C.	Contrato Terminado	208738,5671	2.005
31	TEA	SANTA MARIA	PERENCO COLOMBIA LIMITED	Llanos Orientales	Casanare, Meta	oroecué, maní, Puerto Gaitán, Puerto López	Contrato Terminado	138116,8763	2.005
32	TEA	SIMON	HUPECOL CARACARA LLC	Llanos Orientales	Meta, Casanare	Puerto Gaitán, Orocué	Contrato Terminado	67273,8284	2.005
33	TEA	VALLE LUNAR	HARKEN DE COLOMBIA LIMITED	Llanos Orientales	Casanare, Vichada	Paz de Ariporo, La Primavera, Santa Rosalía	Contrato Terminado	692191,4536	2.005
34	TEA	YAVI	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental	Cundinamarca, Huila, tolima	Venedo, Cabrera, Villavieja, cunduy, Icononzo, Purificación, Villavieja, Dolores, prado, natagalma, alpujarra	Contrato Terminado	161728,7084	2.005

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
35	TEA	ZETA	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Llanos Orientales	Arauca, Casanare	Tame, Hato Corozal, Paz de Arripo, Pora, Nuncha	Contrato Terminado	302583,7698	2.005
36	TEA	CANDILEAS	OCCIDENTAL ANDINA LLC	Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental	Cundinamarca, Tolima	Nerpio, Girardot, Alvarado, Ibague, Piedras, Cello, Flandes	Contrato Terminado	25399,6489	2.006
37	TEA	CARIOCA	ECOPETROL SA	Guajira	Guajira	Manaua, Malcao, Flochacha, Dibula, Albaná	Contrato Terminado	187368,7654	2.006
38	TEA	CORDILLERA DE FLOR COLORADA	TEXICAN OIL LTD SUCURSAL COLOMBIA	Valle Medio del Magdalena	Caldas, Cundinamarca, Tolima	La Dorada, Victoria, Puerto Saigra, Caparrpi, Guaduas, Chaguaní, Honda, Mariquita, Armero	Contrato Terminado	122794,3227	2.006
39	TEA	CORITO	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Arripo, Trinidad	Contrato Terminado	69695,24	2.006
40	TEA	FENIX-TEA	FENIX OIL & GAS SA	Valle Medio del Magdalena	Norte de Santander, Santander	Cachira, La Esperanza, Rionegro, Sabana de Torres, Lebrija	Contrato Terminado	24116,5275	2.006
41	TEA	GUACARAMO	LUKOIL OVERSEAS COLOMBIA LTDA	Llanos Orientales	Casanare	Tauramena, Monterrey, Sabanalarga	Contrato Terminado	22777,1249	2.006
42	TEA	GUATQUIA-TEA	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Cundinamarca, Meta, Casanare	Paratebuena, Barranca de Uplá, Cabuyaro, Restrepo, Puerto López, cumaral, Villavieja, Villanueva	Contrato Terminado	158479,6196	2.006
43	TEA	LA INDIA	PETROLEOS DEL NORTE SA	Valle Medio del Magdalena	Santander, Boyacá	climitarra, Bolívar, Sucre, La Belleza, Puerto Boyacá, Otanche	Contrato Terminado	53674,9851	2.006
44	TEA	LA UNION	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	Valle Superior del Magdalena, Cordillera Oriental	Cundinamarca	Villeta, La Vega, San Francisco, Sasaima, Chaguaní, San Juan de Río Seco, Vianí, Alban, Guayabal de Siquima, El Rosal, Sibatima, Facatativa, Madrid, Anolima, Zipacón, Guajibó, Cajibío, Bojaca, Puli, Mosquera, La Mesa, Tena, Jerusalén, San Antonio de Tequendam, Anapolma, Soacha, Apulo, El cologio, Tocaima	Contrato Terminado	164577,9789	2.006
45	TEA	RIO GUAYABITO	PETROLEOS DEL NORTE SA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Simaacha, Puerto Parra, Cimbitara, Landazuri	Contrato Terminado	55811,8676	2.006
46	TEA	RIO YAYA	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Valle Superior del Magdalena	Hulla, Tolima	Villavieja, alpe, neiva, palermo, Coyaima, natagalma, ataco, planadas	Contrato Terminado	169790,5287	2.006
47	TEA	TISQUIRAMA OCCIDENTAL	PETROLEOS DEL NORTE SA	Valle Medio del Magdalena	Cesar	San Martín	Contrato Terminado	3607,1271	2.006
48	TEA	AGUA VERDE	CEPCOLSA	Llanos Orientales	Casanare	Paz de Arripo, Trinidad, San Luis de Palenque	Contrato Terminado	289625,4641	2.007
49	TEA	ARAUCA-TEA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	Llanos Orientales	Arauca	Arauca, Cravo Norte, Puerto Rondón	Contrato Terminado	293992,3553	2.007
50	TEA	COMUNEROS	CONSTRUCTORA NORBERTO ODEBRECHT SA	Valle Medio del Magdalena	Santander	Cimitarra, Landazuri, Bolívar, El Peñón, Sucre	Contrato Terminado	51535,1598	2.007
51	TEA	CUATRO	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA	Llanos Orientales	Casanare, Meta	Orbecue, Tauramena, Maní, Villanueva, Cabuyaro	Contrato Terminado	117413,2353	2.007
52	TEA	LA MONA-TEA	ARGENTA OIL & GAS SUCURSAL COLOMBIA	Valle Inferior del Magdalena	Magdalena	Cienaga, Pueblo Viejo, Zona Bananera, Aracataca, El Reten, Pivijay, Fundación	Contrato Terminado	92053,584	2.007

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
53	TEA	MUSCA-TEA	HOCOLSA	Cordillera Oriental	Boyacá, Cundinamarca	Palpa, Sotaquirá, Arcabuco, Tibasosa, Combita, Mongua, Sogamoso, Mojigá, tuta, Flavitoba, chiquiza, Motavita, Olata, toca, Iza, Pesca, Aquitanía, chivata, Sachá, cultiva, sora, Raquíra, tunja, Tota, Cucalta, Samacá, Sicheque, soraca, Vimecha, Rondón, Boyacá, Ventanillita, Ramiriquí, Ciénega, Jenesano, Nuevo colón, turmeque, tibana, Zetaquirá, Uribía, chivata, Pachavita, La Capilla, Guacheta, Lenguaque, Villapinzón, Cucunuba, Sutatausa, Tausa, Checocha, Soesca, Cogua, Nemocón, Zipaquirá, Machetá, Tibritá, Sesquile, Gachancipá, tocandá, Tablo, guatavita, Cajica, sopo, Gacheta, guasca, chía, Tenjo, Cota, La calera, Bogotá D.C.	Contrato Terminado	584985,5798	2.007
54	TEA	PUTUMAYO WEST A	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Caguán - Putumayo	Nariño, Putumayo	Puerres, Ipiales, Córdoba, Potosí, Mocoa, Santiago, San Francisco, Villagarzón, Orto, Puerto calcedo	Contrato Terminado	140935,8725	2.007
55	TEA	SIERRA NEVADA 2	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Valle Inferior del Magdalena	Cesar, Magdalena	valledupar, el copey, bosconia, el paso, azarea, chiriguana, chimichagua, Algarrobo, Sabanas de San Ángel, Adiquen, Santa Ana, Pijillo Delcampan, San Sebastián de Buenavista, Guarnal, El Banco	Contrato Terminado	84926,6438	2.007
56	TEA	TINGUA	REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA	Valle Medio del Magdalena	Bolívar, Cesar, Santander	Río Viejo, arenal, morales, simití, san pablo, Aguachica, gamarra, puerto wilches	Contrato Terminado	220921,8189	2.007
57	TEA	TURPIAL-TEA	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Valle Medio del Magdalena	Antioquia, Boyacá, Cundinamarca	Puerto Nare, Puerto Triunfo, Sonso, Puerto Boyacá, Yacopi, Puerto Salgar	Contrato Terminado	45846,8112	2.007
58	TEA	ANDAQUIES-TEA	EMPRESA PETROLERA DE SERVICIOS Y ASESORIAS SA EMPESA SA,	Caguán - Putumayo	Caquetá	Florencia, Belén de Los Andaquies, Morella, San José Del Fragua, Albania, Curillo	Contrato Terminado	46489,8337	2.008
59	TEA	BERILO	OPEN CHOKE EXPLORATION LLC	Valle Medio del Magdalena	Boyacá, Cundinamarca	Otanche, Pauna, San Pablo Borbur, Quipama, Maripí, Muzo, La Victoria, Yacopi, Caparrapi, Palme, La Palma, Topalol	Contrato Terminado	131881,5585	2.008
60	TEA	BOGOTA	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Cordillera Oriental	Boyacá, Cundinamarca	Maripí, Muzo, Raquíra, San Miguel de Sema, Copar, Simijaca, Caparrapi, Susa, Fuquene, Guacheta, Palmo, Carmen de Carupa, Guaduas, La Palma, San Cayetano, Topalpi, Ubate, Villagomez, El Peñon, Pacho, La Peña, Sutatausa, Tausa, Ujica, Nimaíma, Vergara, Quebradanegra, Supata, Nocalma, La vega, Villata, San Francisco, Sasaima, Vianí, Alban, Guayabal de Siquima, Bitulma, Macheta, Guatavita, Gacheta, Guasca, Madrid, Cota, Junin, La Calera, Gama, Finza, Bojacá, Mosquera, Fomeque, Choachi, Soacha, Ubaque, Chipaque, Caqueza, Santafe de Bogotá	Contrato Terminado	506621,7811	2.008



Administración integrada de los recursos y
energía hidrocarburo del país en forma
socializada y por conveniencia del estado

PROSPERIDAD
PARA TODOS

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
61	TEA	CPE-01	META PETROLEUM CORP	Llanos Orientales	Arauca, Casanare, Vichada	Arauca, Cravo Norte, Hato Corozal, Paz de Ariporo, La Primavera	En Período Exploratorio	989963,5682	2.008
62	TEA	CPE-02	ECOPETROL SA	Llanos Orientales	Casanare, Vichada	Trinidad, Paz de Ariporo, La Primavera, Santa Rosalía	Contrato Terminado	760652,7051	2.008
63	TEA	CPE-03	EXXON MOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA VICHADA LIMITED	Llanos Orientales	Casanare, Vichada	Paz de Ariporo, Puerto Carreño, La Primavera, Cumaribo	En Período Exploratorio	2621717,924	2.008
64	TEA	CPE-04	ECOPETROL SA	Llanos Orientales	Vichada	Santa Rosalía, La Primavera, Cumaribo	En Período Exploratorio	964340,854	2.008
65	TEA	CPE-05	BHP BILLITON PETROLEUM COLOMBIA CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA	Llanos Orientales	Vichada, Guainía	La Primavera, Cumaribo, Inírida	Contrato Terminado	3136669,413	2.008
66	TEA	CPE-06	META PETROLEUM CORP	Llanos Orientales	Meta, Guaviare	Puerto Galtán, San Martín, Mapripán, Puerto Concordia, San José del Guaviare	Contrato Terminado	608246,5978	2.008
67	TEA	CPE-07	PLUSPETROL COLOMBIA CORPORATION SUCURSAL COLOMBIANA	Llanos Orientales	Meta, Guaviare, Vichada	Puerto Galtán, Mapripán, San José del Guaviare, Cumaribo	En Período Exploratorio	1231782,671	2.008
68	TEA	CPE-08	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD	Llanos Orientales	Guainía, Guaviare, Vichada	Inírida, Barranco Mins, Mapripán, San José del Guaviare, Cumaribo	En Período Exploratorio	2392424,328	2.008
69	TEA	EGORO	ECOPETROL SA	Tunaco Offshore, Colombia Pacifico Profundo	Aguas Territoriales Oceano Pacifico		Contrato Terminado	731833,0916	2.008
70	TEA	MERAYANA	ECOPETROL SA	Choed Offshore, Colombia Pacifico Profundo	Aguas Territoriales Oceano Pacifico		Contrato Terminado	658111,0733	2.008
71	TEA	SAMICHAY	ECOPETROL SA	Caguán - Putumayo	Caquetá, Putumayo	San Vicente Del Caguán, Puerto Rico, El Doncello, El Pañil, La Montanita, Cartagena Del Chirra, Solano, Leguizamó	Contrato Terminado	980854,8732	2.008
72	TEA	TACACHO-TEA	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	Caguán - Putumayo	Caquetá, Putumayo	Solano, Solita, Puerto Guzmán, Leguizamó, Puerto Asís	Contrato Terminado	588956,8233	2.008
73	TEA	VICTORIA	HUNT OIL COMPANY OF COLOMBIA LLC SUCURSAL DE COLOMBIA	Valle Medio del Magdalena	Caldas, tolíma	La Dorada, norcasia, samana, victoria, honda, mariquita, filan, Armero	Contrato Terminado	88766,5295	2.008
74	TEA	BERRIO	OMNIMEX OIL & GAS LTD SUCURSAL COLOMBIANA	Valle Medio del Magdalena	Antioquia, Santander	Yondó, Puerto Berrio, Cimitarra	Contrato Terminado	44520,6276	2.009
75	TEA	FOMEQUE	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Cordillera Oriental	Boyacá, Cundinamarca	Aquitania, Zetaquirá, San Eduardo, Barbo, Chivavita, Mireflores, Páez, Pachavita, La Capilla, Garagos, Tenza, Camposhermoso, macanal, sustanza, Guataque, Somondoco, almeida, Guayata, Macheta, Tibiritá, Manta, Gacheta, Ubalá, Junín, Gama, Fomeque, Choachi, Ubaque, Caqueza	Contrato Terminado	162363,7838	2.009
76	TEA	LOS PICACHOS - TEA	HUPECOL OPERATING CO LLC	Caguán - Putumayo	Meta, Caquetá	Uribe, La Macarena, San Vicente Del Caguán	Contrato Terminado	34913,3806	2.009

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
77	TEA	LOWER VILLET	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED	Cordillera Oriental	Boyacá, Cundinamarca, Santander	Santana, Chitarrique, San José de Pare, Togui, Monquirá, Arcabuco, Pauna, Gachantrá, Santa Sofía, Saboya, Tunungua, Chiquinquirá, Briceño, sutamarchan, Mariño, Tinjica, Caldas, Raquira, San Miguel de Sembr, Buenavista, Copez, Simijaco, Susa, Velez, Chima, Palmas del Socorro, Confinas, El Guacamayo, Guapota, Oiba, Contratación, Guadalupe, Bolívar, Aguada, Suaita; Sucre; San Benito, Chipatá, Guepsa, Gámbita, Barbosa, Guavatá, Puente Nacional, Jesús María, Florián y Albania	Contrato Terminado	354967,4871	2.009
78	TEA	MONACO	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED	Caguán - Putumayo	Meta, Caquetá	La Macarena, San Vicente Del Caguan, Puerto Rico, El Doncello, El Paujil, La Montaña, Milán, Valparaiso, Solita, Curriño, Albania, Belén de Los Andaquíes, Morella, Florencia	Contrato Terminado	914805,9282	2.009
79	TEA	PACARANA	RANCHO HERMOSO SA	Caguán - Putumayo	Caquetá, Meta	Cartagena Del Chaira, San Vicente Del Caguan, La Macarena	Contrato Terminado	469434,2845	2.009
80	TEA	MACAYA-TEA	HUPECOL OPERATING CO LLC	Caguán - Putumayo	Meta	La Macarena	Contrato Terminado	79016,7208	2.010
81	TEA	CAG-5	META PETROLEUM CORP	Caguán - Putumayo	Caquetá, Putumayo	Curriño, El Paujil, Milán, La Montaña, Solano, Solita, Valparaiso, Puerto Guzmán	En Periodo Exploratorio	372085,9826	2.011
82	TEA	CAUCA-6	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Cauca - Patía	Cauca	Almaguer, Balboa, Bolívar, Patía, El Tambo, La Sierra, La Vega, Sotara, Popayan, Rosas, Sucre, Timble	En Periodo Exploratorio	231155,32	2.011
83	TEA	CAUCA-7	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Cauca - Patía	Cauca, Narifio	Patía, Balboa, La Vega, Sucre, Bolívar, Almaguer, San Sebastián, Mercedes, Florencia, Leiva, El Rosario, Polcarpa, Los Andes, San Pablo, Taminiango, La Unión, San Lorenzo, Colón, La Cruz, Belén, El Penol, San Pedro de Cartago, San Bernardo, El Tambo, Arboleda, Chachagui, Alban, El Tablon de Gomez, Unares, Buessaco, La Florida	En Periodo Exploratorio	317860,5897	2.011
84	TEA	COR-15	MAUREL&PROM COLOMBIA BV	Cordillera Oriental	Boyacá, Santander	Belén, Betetiva, Cerinza, Duitama, Firavitoba, Paz de Rio, San Rosa Viterbo, Socha, Sogamoso, Tasco, Tibasosa, Endino	En Periodo Exploratorio	119356,3255	2.011
85	TEA	COR-24	META PETROLEUM CORP	Cordillera Oriental	Boyacá, Casanare, Santander	Gulcan, Covarechia, El Espino, Panqueba, Guacamayas, Tipacoque, San Mateo, Boavita, El Cocuy, Soata, La Uvita, Chita, Susacon, Jeredó, Sativanorte, Tutaza, Socota, Belén, Sativesur, Paz de Rio, Socha, Cerinza, La Salina, Capitanejo, Macaravita, Onzaga, Endino	En Periodo Exploratorio	250831,4702	2.011
86	TEA	CR-02	OGX PETROLEO E GAS LTDA	Cesar - Ranchería	Cesar, Guajira	Valledupar, Barrancas, Diktracolon, El Molino, Fonseca, La Jagua Del Pilar, San Juan Del Cesar, Urumita, Villanueva	En Periodo Exploratorio	268938,3008	2.011
87	TEA	CR-03	OGX PETROLEO E GAS LTDA	Cesar - Ranchería	Cesar, Guajira	Agustín Codazzi, Bosconio, La Paz, Mansueto, San Diego, Valledupar, La Jagua Del Pilar, Urumita	En Periodo Exploratorio	256517,1897	2.011



Administración única para la explotación y producción hidrocarburos del país en forma transparente y con responsabilidad social

PROSPERIDAD PARA TODOS

No.	TIPO CONTRATO	CONTRATO	OPERADOR	CUENCA	DEPARTAMENTO	MUNICIPIOS	ESTADO	ÁREA (Ha)	AÑO
88	TEA	CR-04	OGX PETROLEO E GAS LTDA	Cesar - Ranchería	Cesar	Becerril, Bosconie El Paso, La Jagua de Ibírico, La Paz, San Diego, Valledupar	En Período Exploratorio	338652,0886	2.011
89	TEA	GUA OFF-3	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH (REPC)	Guajira Offshore	Aguas Territoriales Mar Caribe		En Período Exploratorio	949350,5638	2.011
90	TEA	GUA OFF-1	REPSOL	Guajira Offshore	Aguas Territoriales Mar Caribe		En Período Exploratorio	1228357,826	2.012
91	TEA	COR-46	ECOPETROL SA	Cordillera Oriental	Santander, Norte de Santander	El Playón, Sabana de Torres, Rionegro, Bucaramanga, Floridablanca, Piedecuesta, Girón, Lebrija, Cáchira,	En Período Exploratorio	129513,2558	2.012
92	TEA	SN-1	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD	Sinó San Jacinto	Antioquia, Córdoba	Nacoel, San Pedro de Uraba, Turbo, Apartadó, Arboletes, Tierra Alta, Valencia	En Período Exploratorio	203564,2792	2.012
93	TSA	COL-05	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	Colombia	Aguas Territoriales Mar Caribe	Aguas Territoriales Mar Caribe	En Período Exploratorio	741473,4535	2.012
94	TEA	COL-02	ANADARKO COLOMBIA COMPANY	Colombia	Aguas Territoriales Mar Caribe	Aguas Territoriales Mar Caribe	En Período Exploratorio	1206618,088	2.012
95	TEA	COL-03	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA GMBH	Colombia	Aguas Territoriales Mar Caribe	Aguas Territoriales Mar Caribe	En Período Exploratorio	741473,4535	2.012
96	TEA	PUT-17	ECOPETROL	Caguitán - Putumayo	Caquetá	El Doncello, Puerto Rico, San Vicente del Caguán	En Período Exploratorio	98809,9689	2.012
97	TEA	AMA-04	ECOPETROL	Ulanos Orientales	Meta	Puerto Rico, Vista Hermosa	En Período Exploratorio	87294,1183	2.012

URBANTE	EN EVALUACION	CONTRATO ESP	COMPAÑIA	ESQUEMA	No aplica	197,869	0	0
VARO-2	EN EVALUACION	CONTRATO ESP	MINDA MATIAS	ESQUEMA	No aplica	0	0	0
VARO	EN EVALUACION	CONTRATO ESP	POUILLO	WINCHESTER	No aplica	58,824	244	10,0
LA POLA	PENDIENTE	CONTRATO ESP	Quintero	VAROSA	No aplica	0	0	0
LLA-16	DECLARACION	CONTRATO ESP	Subwest	U.T. PAREX, COLUMBIUS	No aplica	411,379	423,5	0
LLA-16	DECLARACION	CONTRATO ESP	Mellaw	U.T. PAREX Y COLUMBIUS	No aplica	137,226	0	0
NISCOYA	DECLARACION	CONTRATO ESP	Huron	U.T. TERMA, TALISMAN Y HOCOL	No aplica	24,166	336,403	0
SIERRA NEVADA	PENDIENTE	CONTRATO ESP	Brillante	PETROLIFERA	No aplica	2,171	465,148	0
TALORA	DECLARACION	CONTRATO ESP	Verdial	PETROSCOUTH ENERGY	No aplica	0	0	0
TIPLE	DECLARACION	CONTRATO ESP	Cobarrro	CEPCOLSA - PETROBRAS	No aplica	2,893	0	0

ANEXO F. CONTRATO E INVERSION



ANH
Administración Nacional de Hidrocarburos

Administración Nacional de Hidrocarburos
Administración Nacional de Hidrocarburos del país, en forma
autónoma y con personería jurídica propia

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

CONTRATO	INVERSION US\$
ACHAPO	\$ 840.000
AGERATO	\$ 1.760.000
AGUA VERDE	\$ 500.000
ALCATRAZ	\$ 360.000
ALEA	\$ 550.000
ALEA-1846-D	\$ 8.480.000
ALEA-1848-A	\$ 9.900.000
ALEA-1947-C	\$ 3.000.000
ALHUCEMA	\$ 1.989.000
ALTAIR	\$ 18.000.000
ALTAMIRA	\$ 200.000
ALTAMIRA 3431B	\$ 1.060.000
ALTAMIRA 3431D	\$ 1.000.000
ANDAQUIES	\$ 8.000.000
ANDAQUIES-TEA	\$ 185.000
ANTARES	\$ 4.020.000
ANTORCHA	\$ 5.417.000
ARAUCA	\$ 9.000.000
ARAUCA-TEA	\$ 2.500.000
ARPA	\$ 800.000
ARREDAJO	\$ 5.909.437
AZAR	\$ 12.800.000
BALAY	\$ 24.980.000
BAMBU COLORADO	\$ 2.000.000
BAMBUCO	\$ 2.000.000
BERILO	\$ 490.000
BERRIO	\$ 265.500
BOGOTA	\$ 316.800
BOROJO	\$ 1.260.000
BOSQUES	\$ 4.055.000
BUENAVISTA	\$ 12.390.000
CABIONA	\$ 12.761.000
CABRESTERO	\$ 9.400.000
CACHAMA	\$ 234.000
CACHICAMO	\$ 10.300.000
CAG-06	\$ 21.100.000
CAIMAN	\$ 180.000
CAMPOSTELLO Y LAJAGUA	\$ 2.000.000
CANAGUARO	\$ 6.900.000
CANDILEJAS	\$ 500.000
CAÑO LOS TOTUMOS	\$ 1.275.000
CAÑO SUR	\$ 74.577.000
CAPORAL	\$ 3.600.000
CARBONERA	\$ 8.959.000
CARIJICA	\$ 500.000
CASANARE ESTE	\$ 18.680.000
CASCABEL	\$ 6.400.000
CASIMENA	\$ 18.950.000
CASTOR	\$ 18.110.000
CATGUAS	\$ 22.055.090
CEBUCAN	\$ 12.900.000
CEDEÑA	\$ 5.400.000
CEIBA	\$ 3.588.000
CERRERO	\$ 11.500.000
CHAZA	\$ 36.400.000
CHICAGO	\$ 555.000
CHICUACO	\$ 2.740.000
CHIGUIRO	\$ 238.750
CHIGUIRO ESTE	\$ 16.508.734
CHIGUIRO OESTE	\$ 14.438.000
CHIGUINGUIRA	\$ 4.100.000
CLARINERO	\$ 13.100.000
COATI	\$ 5.330.000
COCLI	\$ 14.518.160
COL-03	\$ 15.232.063
COL-05	\$ 14.722.443
COMADRE NORTE	\$ 280.000
COMUNEROS	\$ 1.018.380
COR-11	\$ 12.200.000
COR-15	\$ 11.186.544
COR-23	\$ 17.000.320
COR-39	\$ 3.600.000
CORALES	\$ 500.000
CORCEL	\$ 25.140.000
CORDILLERA DE FLOR COLORADA	\$ 500.000
CORITO	\$ 500.000
CPE-01	\$ 26.617.057
CPE-02	\$ 77.972.000
CPE-03	\$ 16.500.000
CPE-04	\$ 15.202.255
CPE-05	\$ 31.062.350
CPE-06	\$ 62.220.130
CPE-07	\$ 57.984.000



ANH
Asociación Nacional de Inversores

Administración de Ingresos y Recursos Públicos de la Nación
Ministerio de Hacienda y Crédito Público

PROSPERIDAD PARA TODOS

CONTRATO	INVERSION US\$
CPE-08	\$ 18.015.300
CPD-01	\$ 8.600.000
CPD-02	\$ 26.300.000
CPD-03	\$ 12.800.000
CPD-04	\$ 36.100.000
CPD-05	\$ 20.000.000
CPD-06	\$ 16.360.000
CPD-07	\$ 16.360.000
CPD-08	\$ 18.200.000
CPD-09	\$ 20.000.000
CPD-10	\$ 29.300.000
CPD-11	\$ 45.400.000
CPD-12	\$ 20.974.500
CPD-13	\$ 15.800.000
CPD-16	\$ 7.166.000
CPD-17	\$ 18.506.000
GRAVOSIEJO	\$ 15.500.000
CUATRO	\$ 1.500.000
CUBIRO	\$ 14.787.060
DOROTEA	\$ 17.725.892
DURILLO	\$ 6.100.000
EGORO	\$ 1.200.000
EL BONGO	\$ 500.000
EL CAUCHO	\$ 440.000
EL CONCHAL	\$ 250.000
EL EDEN	\$ 13.500.000
EL PORTON	\$ 13.500.000
EL QUESO NORTE	\$ 100.000
EL REMANSO	\$ 4.000.000
EL SANCY	\$ 2.900.000
EL TIGRE	\$ 130.000
EL TRIUNFO	\$ 13.000.000
ESPERANZA	\$ 10.000.000
FENIX	\$ 8.809.000
FENIX-TEA	\$ 500.000
FOMEQUE	\$ 200.000
FUERTE	\$ 1.250.000
FUERTE NORTE	\$ 18.000.000
FUERTE SUR	\$ 18.000.000
GABAN	\$ 7.188.000
GAITA	\$ 600.000
GARAGOA	\$ 5.000.000
GARIBAY	\$ 19.860.000
GUA OFF-2	\$ 19.088
GUA OFF-3	\$ 9.569.475
GUACHIRIA NORTE	\$ 6.000.000
GUACHIRIA SUR	\$ 14.860.000
GUADUAL	\$ 2.500.000
GUACARAMO	\$ 500.000
GUAJMARAL	\$ 700.000
GUAMA	\$ 13.905.000
GUARROJO	\$ 29.600.000
GUATIQUEA	\$ 17.780.000
GUATIQUEA-TEA	\$ 500.000
GUEPARDO	\$ 1.050.000
HUMADEA	\$ 200.000
JACARANDA	\$ 1.500.000
JAGUAR	\$ 660.000
JAGUEYES	\$ 130.000
JAGUEYES 3432-A	\$ 7.600.000
JAGUEYES 3432-B	\$ 11.600.000
JAGUEYES 3433-A	\$ 3.024.000
JAGUEYES 3433A	\$ 3.024.000
JOROPO	\$ 9.800.000
LA CRECIENTE	\$ 18.935.020
LA CUERVA	\$ 17.500.000
LA INDIA	\$ 500.000
LA LOMA	\$ 18.957.000
LA MATE	\$ 1.574.500
LA MONA-TEA	\$ 650.000
LA PALOMA	\$ 10.820.000
LA POLA	\$ 1.500.000
LA UNION	\$ 500.000
LAS AGUILAS	\$ 9.090.000
LAS BRISAS	\$ 234.000
LAS GARZAS	\$ 16.915.000
LEONA	\$ 18.529.000
LIGIA	\$ 240.000
LLA-04	\$ 5.060.000
LLA-09	\$ 6.000.000
LLA-10	\$ 3.100.000
LLA-14	\$ 10.600.000
LLA-16	\$ 38.899.998



ANH
Asociación Nacional de Inversionistas

Asociación de Inversionistas que promueve y desarrolla el desarrollo del país en forma responsable y con transparencia social

PROSPERIDAD PARA TODOS

CONTRATO	INVERSION US\$
LLA-17	\$ 19.600.000
LLA-18	\$ 9.818.836
LLA-19	\$ 4.000.000
LLA-20	\$ 64.661.000
LLA-21	\$ 10.983.750
LLA-22	\$ 28.526.000
LLA-23	\$ 2.700.000
LLA-24	\$ 7.846.577
LLA-25	\$ 9.700.000
LLA-26	\$ 32.881.000
LLA-27	\$ 7.355.531
LLA-30	\$ 13.600.000
LLA-31	\$ 23.920.000
LLA-32	\$ 36.463.633
LLA-34	\$ 38.653.571
LLA-36	\$ 8.368.014
LLA-40	\$ 12.261.000
LLA-45	\$ 1.000.000
LLA-47	\$ 14.000.000
LLA-56	\$ 5.800.000
LLA-57	\$ 4.100.000
LLA-58	\$ 23.000.000
LLA-59	\$ -12.120.000
LLA-61	\$ 6.200.000
LOS HATOS	\$ 1.500.000
LOS OCHARROS	\$ 15.500.000
LOS PICACHOS-TEA	\$ 500.000
LOWER VILLET	\$ 300.000
MACAYA-TEA	\$ 354.900
MAGDALENA	\$ 9.025.000
MANTECAL	\$ 200.000
MAPACHE	\$ 21.800.000
MARANTA	\$ 13.276.000
MARE MARE	\$ 100.000
MARIA CONCHITA	\$ 5.400.000
MECAYA	\$ 8.200.000
MERAYANA	\$ 1.200.000
MERECURE	\$ 17.950.000
MIDAS	\$ 13.520.000
MONACO	\$ 400.000
MORICHE	\$ 10.429.100
MORICHITO	\$ 7.610.000
MUSCA	\$ 35.380.000
MUSCA-TEA	\$ 849.700
NASHIRA	\$ 9.070.050
NISCOTA	\$ 234.000.000
ODSEA	\$ 16.000.000
OMBU	\$ 19.788.090
OROBEODOLA	\$ 6.877.880
PACARANA	\$ -405.480
PAJARO PINTO	\$ 18.030.000
PALACIO	\$ 350.000
PALMA	\$ 24.654.100
PARADIGMA	\$ 3.000.000
PECHUI	\$ 13.097.082
PERDICES	\$ 24.228.000
PLATANILLO	\$ 21.800.000
PORTOFINO	\$ 6.008.000
PTO LOPEZ	\$ 1.406.000
PUNTERO	\$ 19.108.000
PURPLE ANGEL	\$ 9.551.000
PUT-01	\$ 2.700.000
PUT-02	\$ 2.175.000
PUT-03	\$ 6.000.000
PUT-04	\$ 4.690.000
PUT-08	\$ 14.904.000
PUT-10	\$ 6.000.000
PUTUMAYO PIEDEMONTE NORTE	\$ 2.350.000
PUTUMAYO PIEDEMONTE SUR	\$ 3.600.000
PUTUMAYO WEST A	\$ 408.000
RC-04	\$ 11.000.000
RC-05	\$ 11.600.000
RC-06	\$ 10.300.000
RC-07	\$ 10.300.000
RC-08	\$ 10.300.000
RC-09	\$ 10.300.000
RC-10	\$ 10.300.000
RC-11	\$ 10.000.000
RC-12	\$ 5.000.000
RIO ARIARI	\$ 19.250.000
RIO ARIARI-TEA	\$ 238.750
RIO CRAVO	\$ 1.500.000
RIO GUAYABITO	\$ 500.000



ANH Asociación Nacional de Inversores de Negocios Agrarios

Administración de Ingresos y Recursos Fiscales del Poder Ejecutivo y del Poder Judicial

PROSPERIDAD PARA TODOS

CONTRATO	INVERSION US\$
RIO TUA	\$ 220.000
RIO VERDE	\$ 14.243.413
RIO YAYA	\$ 500.000
ROSABLANCA	\$ 1.990.000
RUMINYACO	\$ 10.375.000
SABANERO	\$ 20.114.000
SALTARIN	\$ 18.960.000
SAMAN	\$ 23.320.000
SAMICHAY	\$ 675.000
SAN BERNARDO	\$ 150.000
SANTA ISABEL	\$ 4.630.000
SANTA MARIA	\$ 130.000
SANTACRUZ	\$ 4.927.000
SERRANIA	\$ 1.930.000
SIERRA	\$ 3.250.000
SIERRA NEVADA	\$ 22.800.000
SIERRA NEVADA 2	\$ 195.000
SIMON	\$ 30.000
SSIN-1	\$ 5.700.000
SSIN-4	\$ 14.300.000
SSIN-5	\$ 11.700.000
SSIN-8	\$ 20.656.000
SUEVA	\$ 4.100.000
SURIMENA	\$ 10.000.000
TACACHO-TEA	\$ 3.000.000
TALORA	\$ 16.775.000
TAYRONA	\$ 54.030.000
TIBURON	\$ 3.600.000
TINGUA	\$ 400.000
TINGUA	\$ 3.712.000
TIPLE	\$ 20.675.000
TISQUIRAMA OCCIDENTAL	\$ 500.000
TOLEDO	\$ 300.000
TOPOYACO	\$ 9.554.000
TURPIAL	\$ 6.640.000
TURPIAL-TEA	\$ 500.000
URA-04	\$ 1.752.575
URIBANTE	\$ 19.500.000
VALLE LUNAR	\$ 280.000
VICTORIA	\$ 636.000
VILLANUEVA	\$ 7.669.000
VIM-05	\$ 24.587.650
VIM-06	\$ 21.299.250
VMM-01	\$ 5.910.000
VMM-02	\$ 1.900.000
VMM-03	\$ 1.100.000
VMM-04	\$ 3.200.000
VMM-06	\$ 15.724.000
VMM-12	\$ 5.300.000
VMM-17	\$ 1.457.282
VMM-27	\$ 5.000.000
VMM-28	\$ 8.600.000
VSM-09	\$ 4.800.000
VSM-10	\$ 7.390.000
YAMU	\$ 11.949.000
YAVI	\$ 120.000
ZETA	\$ 500.000

