



Regalías

Política Pública Exploración de Hidrocarburos

Actividad exploratoria y confiabilidad
en los sistemas de aprovechamiento
sostenible de los recursos

**Política de exploración
de hidrocarburos,
actividad exploratoria y confiabilidad
en los sistemas de aprovechamiento
sostenible de los recursos**



REPÚBLICA DE COLOMBIA
Contraloría General de la República

Contralor General de la República
Sandra Morelli Rico

Vicecontralor General de la República
Ligia Helena Borrero Restrepo

*Contralor Delegado para Minas y Energía
con delegación de funciones en la planta temporal*
Leonardo Arbelaez Lamus

Director de Vigilancia Fiscal (E)
Juanita de la Hoz Guerra

Supervisor encargado
Jorge Iván Torres Gutiérrez

Responsable de auditoría
Carlos Eduardo Espinosa Velásquez

Equipo de trabajo
Aureliano Serna Valencia (*Geólogo*)

Edición
Carlos Eduardo Espinosa Velásquez

Diseño de portada
Magda Betsabe Briceño Muñoz

Diagramación
Andrea Artunduaga Acosta

Impresión
Imprenta Nacional de Colombia

Contraloría General de la República
Avenida La Esperanza No. 60-50
Teléfono: 647 7000
Bogotá D.C., Colombia
Octubre de 2014
www.contraloria.gov.co

Contenido

Presentación	5
Resultados de la auditoría a la política pública de exploración de hidrocarburos, actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas de aprovechamiento sostenible de los recursos	7
Síntesis de la política pública examinada	7
Información general de la política	8
Actores	11
Resultados de la evaluación de la política pública	12
Cumplimiento de metas y análisis de los indicadores definidos para la Política Pública	14
Análisis de los indicadores definidos para la Política Pública	20
Gestión y Resultados de la Política Pública	20
Relación Beneficio/Costo	22
Análisis de Alternativas	23
Efectividad de la Política	24
Pronunciamiento sobre Derechos y Fines fundamentales del Estado relacionados con la Política Pública evaluada	24
Posible contracción de la industria petrolera	24
Presencia de ecopetrol en la ronda 2014	25
Autosuficiencia Petrolera	27
Trabajos Citados	27



Presentación

La Contraloría General de la República, en cumplimiento del artículo 119 de la Constitución Política y con fundamento en las facultades otorgadas por el artículo 267 de la citada Carta, en pro de la defensa de los intereses patrimoniales del Estado, practicó Auditoría a los resultados de la Administración en el desarrollo de la Política Pública, política de exploración de hidrocarburos, actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas de aprovechamiento sostenible de los recursos, contenida en el Plan Nacional de Desarrollo “Prosperidad para todos”, 2010-2014, a través de la evaluación de los principios de la gestión fiscal: economía, eficiencia y eficacia, con que se ha realizado la inversión y disposición de los recursos públicos para la protección de los derechos fundamentales de los colombianos, en el marco de un Estado Social de Derecho y en cumplimiento de los fines esenciales del Estado.

El presente informe se realizó sobre aspectos, entidades, periodos de ejecución, programas o proyectos representativos de la Política Pública de exploración de hidrocarburos, actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas de aprovechamiento sostenible de los recursos y se limitó al análisis de la ejecución de la Política Pública en la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dado que dicha entidad es la directamente responsable; para tal fin, se tomaron como base las auditorías realizadas a dicha entidad para las vigencias 2010-2013, y se realizó un análisis de contratos para la vigencia 2010-2014, circunscritos exclusivamente a la realización de las rondas de hidrocarburos.

Como resultado, la Contraloría General de la República dictamina que la Política Pública analizada cumple con los principios de economía, eficiencia y eficacia en la inversión y disposición de los recursos públicos, a pesar de las observaciones de auditoría que se realizaron en las vigencias 2010-2013, ya que las mismas no son de una materialidad suficiente para comprometer la política pública en su totalidad.

El análisis de los indicadores definidos para evaluar la política pública, número de contratos suscritos y número de pozos perforados, muestran un cumplimiento del 77% y 79%, respectivamente y es especialmente relevante que el número final de contratos pueda ser inferior a la del cuatrienio anterior. Es decir, el análisis de indicadores muestra un cumplimiento medio de la política pública.

De otra parte, se encontró que Colombia tiene reservas de petróleo solo para 6,6 años lo que indica una disminución del horizonte de autoabastecimiento (Relación Reservas/Producción) cuando al comenzar el cuatrienio estaba en 7,2 años. La incorporación de reservas ha sido apenas suficiente para cubrir la producción nacional que ha crecido significativamente y este es el resultado tangible de la Política Pública, que a pesar de cumplirse no necesariamente se traducirá en hallazgos pues tal es la naturaleza del negocio petrolero.

En cuanto a la revisión contractual que se realizó en la ANH, sobre los contratos específicos para adelantar los eventos en los que la ANH suscribe los contratos de Exploración y Producción (E&P) y de Evaluación Técnica (TEA) no mostró observaciones relevantes desde el punto de vista fiscal que afecten el cumplimiento de la política.

Sin embargo, los informes de auditoría realizados a la ANH en las vigencias 2010 a 2013 muestran observaciones que afectan el cumplimiento misional de la ANH, específicamente en los proyectos relacionados con la gestión del conocimiento geocientífico del territorio colombiano, que es la base de conocimiento con el que se promocionan las áreas hidrocarburíferas de la Nación.

Las observaciones a los que se hace referencia tienen que ver, en síntesis, con que la ANH ha mostrado sistemáticamente problemas para la ejecución de los recursos destinados al cumplimiento de sus funciones misionales, y, específicamente, en lo relacionado con los recursos destinados al conocimiento geocientífico del territorio, que es la base de información para vincular inversionistas mediante la suscripción de contratos de E&P y TEA. Los problemas se relacionan con la delegación de sus funciones a entidades como FONADE y la FEN, a la realización de convenios con entidades sin capacidad técnica, caso Fuerzas Militares, a la falta de planeación, como en los contratos realizados con la Universidad Nacional y falta de control y seguimiento en los contratos realizados con universidades.

De igual forma, en la evaluación de la Política Pública se estableció que se respetaron los derechos fundamentales establecidos en la Constitución Política de Colombia y se alcanzaron los fines esenciales del Estado.

Resultados de la auditoría a la política pública de Exploración de hidrocarburos, actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas de aprovechamiento sostenible de los recursos.

Síntesis de la política pública examinada

La política anuncia la continuidad en el fortalecimiento del esquema de incentivos a la inversión privada; el fortalecimiento institucional (pág. 211) que profundiza la separación de roles, aspecto que se viene realizando desde 2003; un esquema competitivo para el desarrollo de yacimientos no convencionales (pág. 212) que amplía las fronteras del sector petrolero; la ampliación de las redes de transporte de hidrocarburos (pág. 212) que va en concordancia con los objetivos macro-estratégicos de Ecopetrol; y la continuación del objetivo de involucrar más actores en el sector downstream (comercialización de derivados) para volverlo un mercado más actualizado, eficiente y seguro (pág. 214) beneficiando al consumidor final a la vez que se reducen los ilícitos relacionados con la venta de combustibles (República de Colombia, 2011).

Particularmente el plan apunta a dar continuidad a los proyectos de ampliación y modernización de las refinerías, y al fortalecimiento de la cadena de distribución y comercialización de combustibles.

En la Ley 1450 aparecen solamente 2 artículos relacionados con el sector hidrocarburos (aparte del sector gas); el Artículo 57 sobre un sistema de información de Combustibles Líquidos creado en 2007 al cual se le da continuidad y a continuación el Artículo 58 menciona que también se le dará continuidad al Fondo de Estabilización de Precios de Combustibles, sin embargo, por estipulación expresa del artículo 2º, de la misma Ley 1450, las “Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 Prosperidad para Todos” hacen parte integrante de la Ley. En este documento, la política pública de “Actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas, con aprovechamiento sostenible de los recursos” se encuentra descrita en el Capítulo III. Crecimiento sostenible y competitividad:

C. Locomotoras para el crecimiento y la generación de empleo.

4. Desarrollo minero y expansión energética (p. 216)

b) Actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas, con aprovechamiento sostenible de los recursos

1. Fortalecimiento institucional (p.222)

2. Aprovechamiento de los recursos hidrocarburiíferos

Tabla 1

Metas definidas en el Plan Nacional de desarrollo relacionadas con la política			
Indicador	Unidades	Base	2014
Número total de contratos suscritos por la ANH	Número	197	205
Nuevos pozos exploratorios (A3)	Número de Pozos	340	570

Fuente: DNP (República de Colombia, 2011).

Como se observará a continuación, en el planteamiento de la política no se establecen las metas que se presentan en el literal “e. Metas” (Tabla 3.21, p. 296. (República de Colombia, 2011)), del capítulo 4, del literal C del Capítulo III, y que corresponden a Nuevos Contratos Suscritos por la ANH y Nuevos Pozos Exploratorios (A-3).

Información general de la política

El documento: Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 Prosperidad para Todos describe así la política de exploración de hidrocarburos (República de Colombia, 2011):

“Capítulo III. Crecimiento sostenible y competitividad.

C. Locomotoras para el crecimiento y la generación de empleo.

La quinta locomotora de crecimiento es el sector minero-energético. Es innegable que este sector es y será en los próximos años uno de los ejes centrales de la economía colombiana. Las actividades de exploración y explotación de petróleo en el país se han disparado en los últimos años y contamos con una inmensa riqueza minera, especialmente carbonífera. En 2009, la participación del sector minero-energético en la inversión extranjera directa total fue de casi 80%, y en las exportaciones totales ésta ya supera el 50%.

La estrategia para potenciar el desarrollo del sector minero-energético colombiano en los próximos años se fundamenta en tres necesidades básicas. En primer lugar, promover la inversión nacional y extranjera en el sector, con reglas de juego claras y un mejoramiento en el entorno de negocios. En segundo lugar, consolidar el desarrollo de clusters basados en bienes y servicios de alto valor agregado en torno a los recursos minero-energéticos. Y en tercer lugar, diseñar e implementar políticas para enfrentar los retos que se derivan de una situación de auge de recursos naturales. Estos retos son: el manejo ambiental, la gestión y el buen uso de los recursos, y las políticas para enfrentar la volatilidad y tendencia revaluacionista de la tasa de cambio. En relación con la gestión de recursos, sobresale la importancia de aprovechar los ingresos de regalías para fomentar el desarrollo y la convergencia regional en el país.

(...)

4. Desarrollo minero y expansión energética (p. 216)

El desarrollo y dinamismo del sector minero energético mostrado durante la última década, ha sido el resultado del incremento en la potencialidad de los recursos del país, de una creciente apertura a la inversión y de la estabilidad en los marcos normativos y regulatorios. Es así como la participación del sector en el Producto Interno Bruto pasó del 8,8% en el 2006 al 9,2% en 2009¹. Así mismo, la inversión extranjera directa pasó de USD\$3.637 a 4.637² millones en el mismo periodo, teniendo un efecto incremental en las exportaciones, las cuales pasaron de USD\$24.391 a 32.853³ millones de 2006 a 2009. Sin embargo, y más allá de que el sector esté generando la mitad de las exportaciones y dos terceras partes de la inversión extranjera directa, su mayor contribución en materia de desarrollo es la generación de recursos para inversión social y productiva. Sólo en 2009 el sector le transfirió al gobierno cerca de \$20 billones⁴ entre impuestos nacionales y locales, regalías y utilidades de las empresas en las que tiene participación.

Estas cifras pueden incrementarse si se aprovecha el potencial que tiene el país en los subsectores de energía eléctrica, hidrocarburos y minería. La figura III-27 muestra el potencial energético estimado, sin contar con los posibles usos de fuentes no convencionales de energía como la eólica, solar y geotérmica.

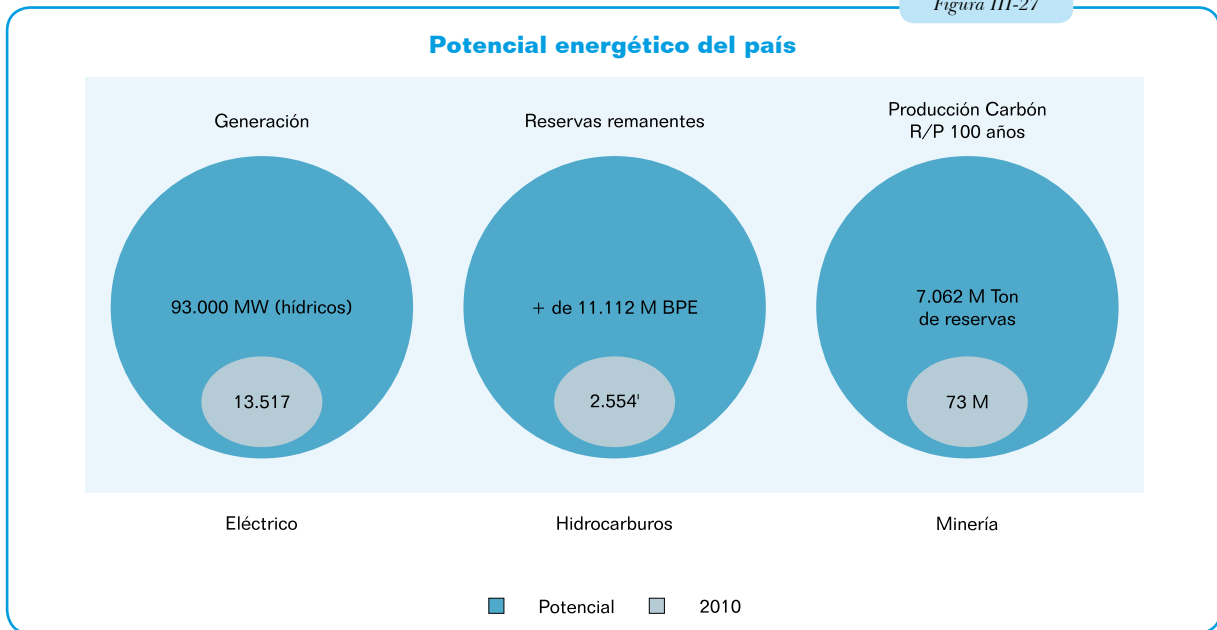
1 Fuente DANE.

2 Fuente Banco de la República.

3 Fuente DANE.

4 Fuente DIAN y cálculo Ministerio de Minas y Energía.

Figura III-27



Fuente: Información MINMINAS-UPME-ANH Elaboración DNP.

Los 93.000 MW de potencial hídrico en generación no consideran restricciones ambientales.

*Corresponden a las reservas remanentes de crudo (1.776MBPE) y gas (778MBPE).

(...)

Respecto al sector de hidrocarburos, éste ha crecido considerablemente en los últimos cuatro años gracias a reformas realizadas como la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el año 2003, la cual separó los roles de administración del recurso de las actividades comerciales e industriales de Ecopetrol, la extensión de los contratos de asociación hasta el final de su vida útil, la liberación de las exportaciones de gas y la creación de un esquema contractual atractivo a nivel internacional.

Lo anterior se refleja en el aumento de indicadores sectoriales, por citar sólo algunos de los más relevantes, en el último cuatrienio se suscribieron 229 contratos de exploración y producción, y TEAS⁵, la sísmica aumentó de 48.624 km² equivalentes entre 2002 y 2006 a 64.808 km² equivalentes entre 2006 y 2010, y se logró aumentar la producción de 529.000 BPD⁶ en 2006 a los 785.000 BPD promedio año en 2010.

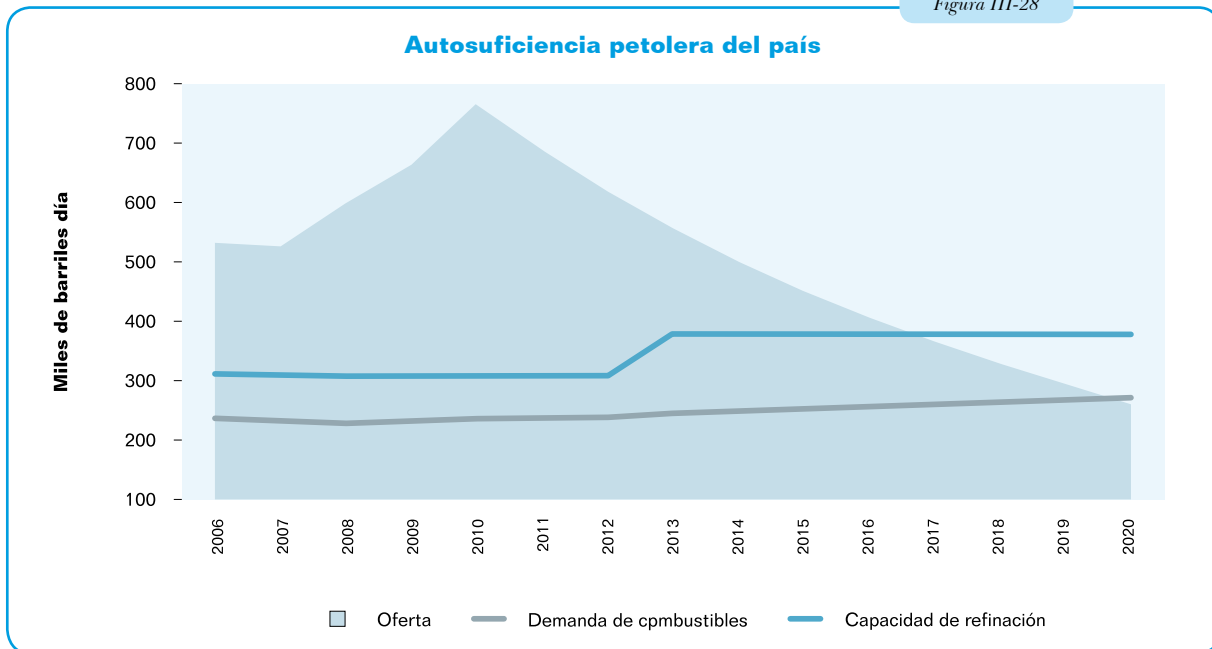
Este incremento en la producción, ha permitido continuar alejando el fantasma de la pérdida de la autosuficiencia petrolera, incorporando reservas por 1.381 Mbbl⁷ en los últimos 4 años, y mostrando perspectivas de autosuficiencia hasta el año 2020 (figura III-28).

5 Contratos de Asistencia Técnica por sus siglas en inglés.

6 Barriles por día calendario.

7 Millones de barriles.

Figura III-28



Fuente: Ministerio de Minas y Energía - ANH.

Para que los avances en materia petrolera se consoliden, es preciso continuar fortaleciendo el esquema de incentivos a la inversión privada, mejorando y profundizando los desarrollos regulatorios en los segmentos de transporte, almacenamiento, distribución, y comercialización de crudos y sus derivados, con el fin de garantizar el abastecimiento de manera continua y confiable a los usuarios.

(...)

b) Actividad exploratoria de hidrocarburos y confiabilidad en los sistemas, con aprovechamiento sostenible de los recursos.

1. Fortalecimiento institucional (p.222)

Para avanzar en la consolidación de un modelo institucional competitivo para el sector, el Ministerio de Minas y Energía analizará y revisará la asignación de funciones de definición de política, regulación y fiscalización entre sus diferentes entidades, enfocándose principalmente en establecer las herramientas necesarias para la definición de políticas mediante: (1) fortalecimiento de los sistemas de Información SICOM⁸ y SIGH⁹, y la creación de un sistema de información de transporte; (2) el incremento del volumen de información del sector de Biocombustibles para tener un inventario más actualizado; y (3) la consolidación y el fortalecimiento del área técnica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), con el objeto de responder oportunamente al crecimiento del sector.

(...)

2. Aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos

Es fundamental mantener las condiciones económicas, la seguridad física y las reglas vigentes en materia contractual, con el propósito de consolidar la inversión que está llegando al sector, y de esta manera al-

8 Sistema de información de la cadena de distribución de combustible líquidos derivados del petróleo.

9 Sistemas de información geográfica para el Sector de Hidrocarburos.

canzar las metas trazadas para el cuatrienio. Es también necesario ampliar el nivel de conocimiento del subsuelo, especialmente en aquellas cuencas no exploradas, para conocer su potencial y poderlas entregar a los inversionistas bajo esquemas competitivos.

Dentro del cumplimiento de sus funciones, la ANH ha avanzado satisfactoriamente en la adjudicación de bloques tanto para exploración como producción, lo cual refleja una asignación eficiente del recurso. Sin embargo, es necesario profundizar su fortalecimiento y aumentar su especialización para que sea capaz de desarrollar cada vez un papel más efectivo.

Como parte de este esfuerzo es necesario identificar y materializar el potencial en yacimientos no convencionales, considerando aspectos ambientales y promoviendo la maximización de la explotación del recurso, en concordancia con la situación de abastecimiento energético del país. Para ello, el Gobierno nacional contratará los estudios necesarios para establecer un modelo contractual y elaborará la reglamentación técnica necesaria para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos, dentro de los que se destaca el de gas metano asociado al carbón. (...)

En cuanto a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, esta entidad inscribió ante el Departamento Nacional de Planeación el Plan de Estudios Regionales para la Exploración de Hidrocarburos, que tiene como objetivo: “(...) avanzar en el conocimiento y evaluación del potencial hidrocarburífero de aquellas zonas donde se considera posible que se encuentren nuevas reservas de hidrocarburos, con el fin de disminuir la incertidumbre y tomar decisiones sobre el desarrollo del sector, incentivando la inversión privada en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la nación” (Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, 2009); en resumen, el programa de Estudios Regionales, tiene por objeto hacer el levantamiento de toda la información geológica que servirá de base para la asignación de las áreas con potencial hidrocarburífero en el país.

Con el objeto de dar cumplimiento a estas disposiciones, la ANH trazó un plan de adquisición de información y profundización en el conocimiento geológico y geofísico del país, aspectos que se han adelantado mediante la contratación de estudios técnicos, realizados especialmente a través de la suscripción de diferentes convenios con otras entidades estatales.

Durante el periodo 2004-2012, la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha destinado de su presupuesto de inversión la suma de \$1,632 billones (más del 83 % del total) al Programa de Estudios Regionales para la Exploración de Hidrocarburos¹⁰. De este valor, la ANH ha ejecutado en promedio, el 88% de los recursos apropiados.

Actores

Desde la Constitución de 1991 se estableció un esquema en el cual el Estado no interviene directamente en la actividad económica pero establece las normas y reglas de participación de los agentes privados. En este sentido los principales responsables de conducir a buen término los lineamientos de la política pública de Exploración de Hidrocarburos son el Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Ecopetrol S. A.

El Ministerio de Minas y Energía era hasta el año 2003 el regulador y promotor de la política pública en materia minero-energética, sin embargo con la creación de la unidad administrativa especial Agencia Nacional de Hidrocarburos, el ministerio cede su función directa de regulación y control y se encarga más de la política macro del tema.

¹⁰ Para el año 2012 se ejecutaron a través de este programa cerca del 90% del total de los recursos de inversión de la entidad.

La ANH es creada en 2003 como parte de la escisión de Ecopetrol, empresa que tenía de facto parte de la regulación en materia petrolera por ser el ente técnico del Estado. A partir de 2003 la ANH es la encargada de la implementación y control de la política con el apoyo de los otros dos órganos y en concurso con el sector privado; se encarga de administrar el recurso hidrocarburífero de la Nación y es el ente técnico directamente dependiente del Ministerio de Minas y Energía.

Ecopetrol S. A. era la empresa industrial y comercial del estado hasta 2003 y aunque su rol sigue siendo acorde con esta denominación, ahora tiene una parte privada, resultado de la capitalización de Ecopetrol en 2007, la cual fue posible gracias a la escisión de 2003 y es netamente una empresa comercial sin funciones de regulación o intervención en la política pública y sujeta a los mismos requerimientos que cualquier otra empresa de índole privada, tiene a su cargo, la ejecución de los compromisos exploratorios adquiridos ante la ANH y por eso también forma parte de los actores acá analizados.

Resultados de la evaluación de la política pública

Las política pública de exploración de hidrocarburos se materializa en la suscripción de los contratos de exploración y producción (E&P) y de evaluación técnica (TEAS), los medios por los cuales el sector privado se involucra en el hallazgo de reservas de hidrocarburos de la Nación. La suscripción de este tipo de contratos se materializa con la realización de las de llamadas “Rondas” eventos que ocurren de manera bianual y ha sido escogido por la ANH como el mecanismo para promocionar y otorgar bloques con probabilidad de tener recursos hidrocarburíferos en el país, en función de la cantidad de información técnica que se tengan de dichos bloques y su potencial. Tal mecanismo es totalmente legal, de acuerdo a las funciones legales de la ANH¹¹ y la suscripción de contratos que de este se deriva será analizada en el capítulo de indicadores.

El proceso de realización de las rondas está compuesto por dos eventos principales, los “Road Shows” en los que se promociona el país a los posibles inversionistas y la ronda como tal, en la que se realiza el procesos de oferta y suscripción final de los contratos E&P y los TEA.

El proceso de realización de las rondas fue objeto de auditoría dentro de la presente actuación especial, debido a que las auditorías anteriores ya profundizaron en el proceso de recolección y publicación de las investigaciones geológicas y geofísicas, de las que se extraen las siguientes observaciones:

1. Informe de auditoría gubernamental con enfoque integral, modalidad regular. ANH, vigencia 2010 (Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía, 2011).

En esta vigencia la CGR analizó uno de los programas del proyecto de inversión, el denominado Programa Integrado e Interdisciplinario de Investigaciones Sísmicas de Colombia PIISCO XXI. Este, que es uno de los programas realizados dentro del proyecto, viene siendo ejecutado desde 2009 e incluye Contratos y Convenios con la Universidad Nacional de Colombia (027, 033, 035 de 2009) y con la Agencia Logística de las Fuerzas Militares (031, 032 de 2009), entre otros.

Los convenios 031 y 032 de 2009, realizados con las fuerzas militares de Colombia, fueron cuestionados por la CGR ante la imposibilidad de las fuerzas militares para cumplir con el objeto

¹¹ El Decreto Ley 1760 de 2003 y el 4137 de 2011 son claros en las funciones de la ANH para cumplir con el objetivo de administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación: “2. Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos... 3. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos...” (Resaltado fuera de texto). El mecanismo de Ronda se adscribe a la promoción.

pactado en el Convenio Marco No. 032 de 2009 (Adquisición de sísmica), pues éstas no cuentan con la experiencia necesaria para la adquisición de sísmica.

Ante el cuestionamiento de estos convenios, que alcanzan un valor de cerca de 50 mil millones de pesos, las fuerzas militares reintegraron a la ANH, a principios de 2013, cerca de \$28,000 millones de pesos que no fueron ejecutados y los restantes \$22,000 millones que fueron ejecutados en actividades que no apuntan directamente a la realización de sísmica, se acordó su devolución mediante acuerdo conciliatorio de diciembre 2013, ante la Procuraduría General de la Nación. Esta diligencia está pendiente de aprobación por parte del Tribunal Superior de Cundinamarca.

En los convenios con la Universidad Nacional, en el marco del Programa PIISCO, la CGR encontró que *“los Convenios en cuestión cuentan con una ineficiente planeación evidenciada principalmente en el hecho de que pasados más de 18 meses desde su suscripción, no se han adelantado de manera eficiente los productos y obligaciones inicialmente establecidas en Cabeza del contratista”*.

2. Informe de auditoría gubernamental con enfoque integral, modalidad especial. ANH, vigencia 2006-2010. (Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía, 2010)

La CGR encontró que los contratos analizados y evaluados se hicieron bajo la modalidad de contratos o convenios interadministrativos que pese a no cumplir con este requisito se adjudicaron por contratación directa, el valor de los contratos no resultó de un análisis de mercado, ni de una licitación pública y, pese a lo anterior no se prestó suficiente atención al seguimiento de la ejecución presupuestal.

La CGR verificó la ejecución presupuestal de estos contratos y comprobó que algunos de ellos se realizaron con menores recursos de los que estableció el contratista en su propuesta y que la ANH no solicitó ni cuentas de la ejecución presupuestal ni devolución de las cifras de dinero no invertidas en la ejecución del contrato.

La CGR insistió en que la opción escogida por la ANH de contratar el cumplimiento de su gestión misional a través de convenios con entidades como la Financiera Eléctrica Nacional – FEN - y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – FONADE *“deslegitiman la autonomía administrativa y financiera otorgada por la ley y que a su vez impide que la entidad construya una cultura organizacional que le permita atender las necesidades administrativas y logísticas propias de su objeto misional”*; además estas entidades no cuentan con profesionales con experiencia en los temas propuestos, para cumplir en forma óptima el cabal cumplimiento del objeto contractual.

3. Informe de auditoría gubernamental con enfoque integral, modalidad especial. ANH, vigencia 2011. (Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía, 2012):

“De conformidad con la verificación realizada al plan de acción de la entidad para la vigencia 2011, la Agencia Nacional de Hidrocarburos presenta baja ejecución de los recursos destinados para desarrollar los proyectos misionales, es así que para el programa 04 “Visualización de la estructura del subsuelo” su ejecución física fue 0, (...)” De igual forma el Programa 5 “Muestreos del subsuelo” tubo una ejecución del 18%.

4. Informe de auditoría Estudios Regionales de exploración de Hidrocarburos. (Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía, 2013):

En cuanto al proyecto de estudios regionales e exploración de hidrocarburos, el informe menciona: *“Algunos proyectos de estudios regionales de exploración de hidrocarburos presentaron incumplimientos debido a la falta de planeación, supervisión y control oportuno de los mismos e igualmente, la poca capacidad técnica y financiera del contratista para cumplir con el objeto contratado, situación que afecta los intereses económicos de la ANH ya que los recursos invertidos, para dichos estudios de conocimiento del subsuelo, no han reportado beneficio alguno a la Entidad en perjuicio de su objeto misional”*.

Y agrega: “Debilidades respecto a los Convenios suscritos por la ANH con otras entidades del estado para el desarrollo de proyectos regionales de estudios de exploración de hidrocarburos como quiera que, en algunos de ellos, se observa falta de gestión y oportunidad en el desarrollo de dichos estudios geofísicos, lo que ha obligado a adiciones y prórrogas interminables (por más de seis 6 años).

Respecto a los contratos analizados en la presente Actuación Especial, correspondientes a las Rondas, se escogieron los que se relacionan a continuación:

Tabla 2

Contratos Analizados de la Ronda 2014		
TIPO	Número	VALOR
OS	37	\$ 44.964.519
C	51	\$ 958.802.873
C	168	\$ 684.997.500
C	238	\$ 1.519.600
C	241	\$ 1.606.920.877
C	91	\$ 754.002.320

Todos estos contratos son específicamente para la organización de los procesos de Ronda 2012 y 2014, de un total de 12 contratos para ambos eventos, todos calificados como Satisfactorios por la ANH.

En la revisión de los contratos la CGR no encontraron observaciones ni hallazgos, pues los contratos seleccionados en la muestra se ajustan a los procedimientos y normas que rigen la contratación en la materia.

Respecto a si la realización de las rondas es el mejor mecanismo para promover las áreas con potencial hidrocarburífero, la CGR considera que ha resultado efectivo en el incremento de contratos E&P así como el aumento de la actividad exploratoria en el país.

Cumplimiento de metas y análisis de los indicadores definidos para la Política Pública

El análisis de los indicadores definidos para evaluar la política pública, número de contratos suscritos y número de pozos perforados, muestran un cumplimiento del 64% y 79%, respectivamente, aunque se espera que con la realización de la Ronda 2014, el porcentaje de cumplimiento de la primera meta aumente. **Es decir, el análisis de indicadores muestra un cumplimiento medio de la política pública.**

En cuanto a la revisión contractual que se realizó en la ANH, sobre los contratos específicos para adelantar los eventos en los que la ANH suscribe los contratos de E&P y de evaluación técnica (TEA) no mostró observaciones relevantes desde el punto de vista fiscal que afecten el cumplimiento de la política.

Sin embargo, los informes de auditoría realizados a la ANH en las vigencias 2010 a 2013, muestran observaciones que afectan el cumplimiento misional de la ANH, específicamente en los proyectos relacionados con la gestión del conocimiento geocientífico del territorio colombiano, que es la base de conocimiento con el que se promocionan las áreas hidrocarburíferas de la Nación.

Las observaciones a los que se hace referencia tienen que ver, en síntesis con que la ANH ha mostrado sistemáticamente problemas para la ejecución de los recursos destinados al cumplimiento de su funciones misionales, y, específicamente, en lo relacionado con los recursos destinados al conocimiento geocientífico del territorio, que es la base de información para vincular inversionistas mediante la suscripción de contratos de E&P y TEA.

Los problemas se relacionan con la delegación de sus funciones a entidades como FONADE y la FEN, a la realización de convenios con entidades sin capacidad técnica, caso Fuerzas Militares, a la falta de planeación, como en los contratos realizados con la Universidad Nacional y falta de control y seguimiento en los contratos realizados con universidades.

Los indicadores del sector miden, principalmente, actividades desarrolladas por agentes privados, con la excepción de Ecopetrol, que desempeña un rol de particular, tanto en la suscripción de contratos como en la perforación de pozos exploratorios.

Antes de analizar los indicadores conviene resaltar que el hallazgo de nuevas reservas petroleras es un asunto probabilístico, lo que implica, por una parte que para aumentar las probabilidades de éxito se deben hacer más y mejores trabajos (contratos, pozos, sísmica, etc.) pero por otra parte, por la misma característica de probabilidad, esto no implica que se encontrarán efectivamente nuevas reservas con 100% de seguridad. Tal característica obliga a construir mecanismos que absorban el riesgo a favor de la Nación. Es por tal razón que Colombia prefiere que el riesgo sea asumido por agentes privados, con la correspondiente contraprestación en caso de éxito y que es el modelo actual de exploración y explotación petrolera del país.

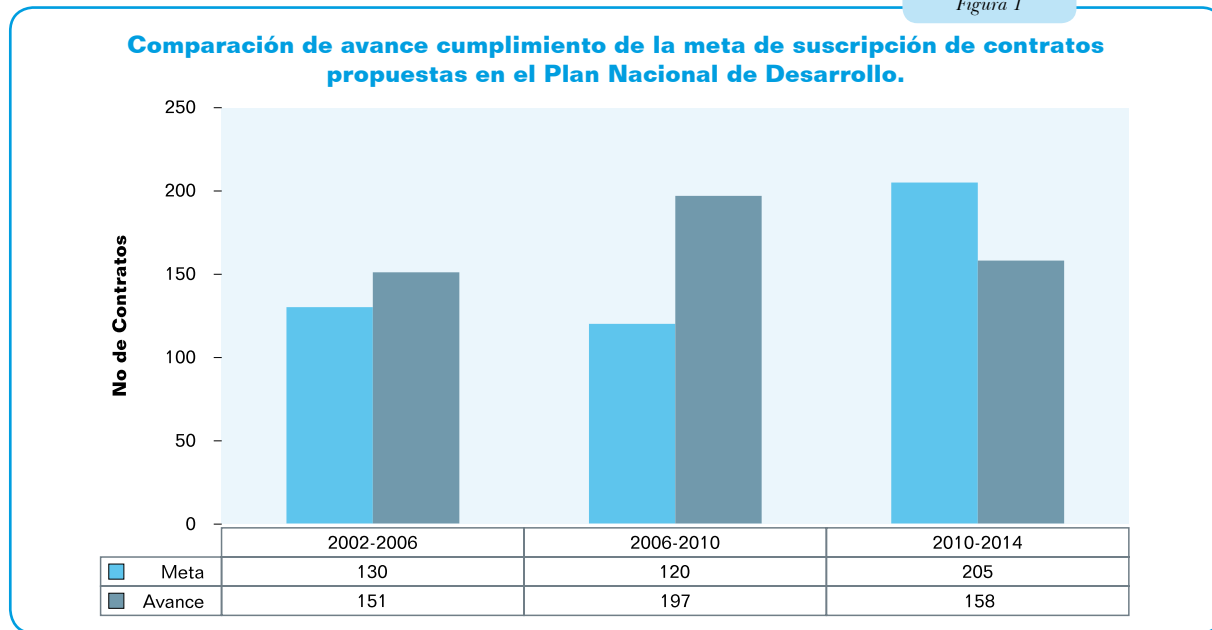
A continuación se analizan las metas definidas en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014 y de responsabilidad de la ANH:

Número Total de Contratos

Este indicador es importante porque son los contratos E&P y TEA los medios por los cuales el sector privado se involucra en el hallazgo de reservas de hidrocarburos de la Nación, actividad que por su complejidad y alto costo no es realizada directamente por el país, excepto a través de Ecopetrol quién es de todas maneras considerado un agente privado para los fines de este indicador.

Para el cuatrienio 2010-2014 se tiene una meta de 205 contratos y un avance de 158, es decir, un 77% de avance (incluyendo los resultados de la Ronda 2014). (Figura 1).

Figura 1



Fuente: CGR con datos del DNP.

Como se observa en la Figura 1, la meta de cantidad de contratos aumentó con respecto a los dos cuatrienios anteriores, lo cual es bueno para el país en términos de aumentar las probabilidades de encontrar yacimientos y son cifras mejores que las de la década anterior a 2002 donde el promedio se encontraba en 17 contratos anuales, mientras que los tres últimos cuatrienios muestran un promedio anual de 38, 49 y 33 contratos firmados, pero es preocupante que aun con el resultado de la Ronda Colombia 2014, el número final de contratos es inferior a la del cuatrienio anterior. (Tabla 3).

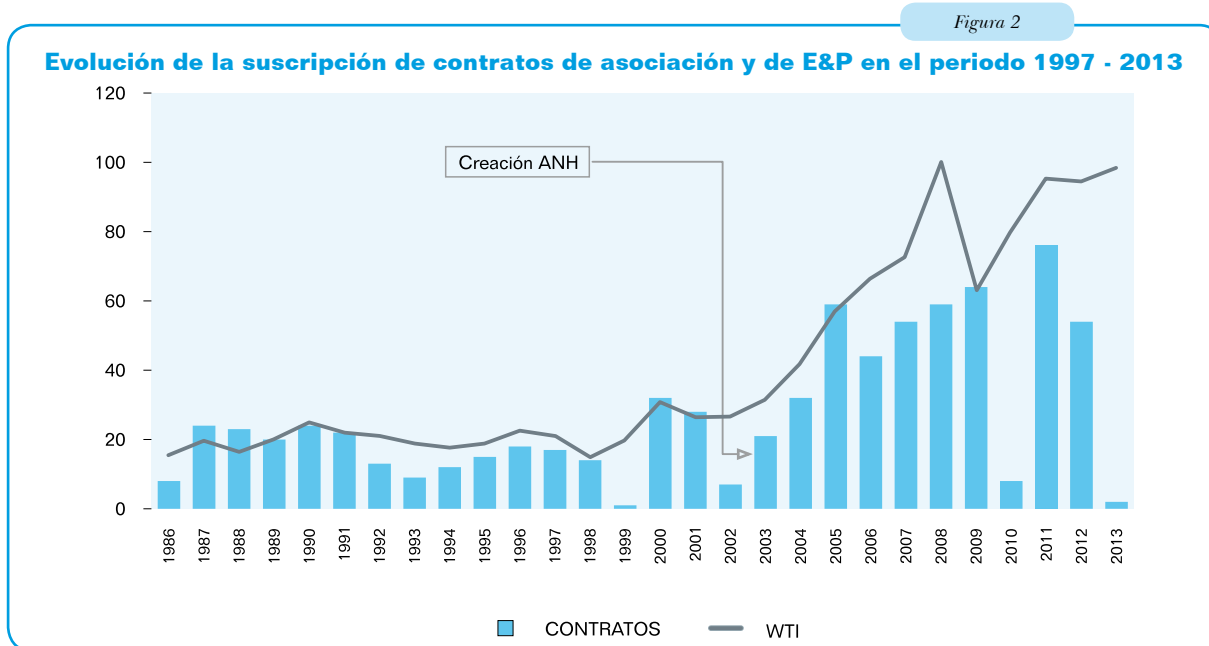
Tabla 3

Información anual de cumplimiento de la meta de suscripción de contratos			
Periodo	Meta	Resultado	% Avance
Línea de base 2010-2014		197	
Ago-Dic 2010	0	0	
Ene-Dic 2011	70	76	108,57
Ene-Dic 2012	45	54	120
Ene-Dic 2013	45	2	4,44
Ene-Ago 2014			
Ene-Dic 2014	45	0	0
2010-2014	205	132	64,39

Fuente: <https://sinergia.dnp.gov.co/PortalDNP/default.aspx>.

Si bien podría atribuirse tal incremento en la contratación a la creación de la ANH en 2003, lo que conllevó a cambios en el funcionamiento del sector y a un nuevo tipo de contratación petrolera, la CGR (Contraloría General de la República, 2001) ya había anotado que aparte de la gestión para la firma de contratos, las condiciones del mercado en el momento, especialmente los precios internacionales del petróleo tienen un gran peso en las causas del aumento de la actividad exploratoria.

Si se observa la siguiente gráfica (Figura 2) es posible concluir que el mismo fenómeno sigue vigente; existe un alto número de contratos pero también un apreciable aumento en la cotización del WTI y una alta correlación entre suscripción de contratos y precio del petróleo.



Fuente: CGR con datos del DNP.

No obstante, lo significativo a resaltar es que un aumento de la contratación conlleva a un importante incremento en la actividad petrolera; especialmente en las actividades de sísmica y perforación de pozos exploratorios A3¹² lo cual a su vez representa substanciales entradas de inversión extranjera directa, con el consecuente impacto positivo en la balanza de pagos del país aunque también presiona la apreciación del tipo de cambio por la entrada de dólares al mercado.

Resultados Ronda 2014

Los resultados de la Ronda 2014, según la Lista Definitiva de Elegibilidad publicada por la ANH en su página web, muestran un total de 26 bloques que recibieron oferta de 95 bloques ofertados (tal y como confirma la propia ANH en su resolución 866 de agosto de 2014 que declara las “áreas desiertas dentro del proceso competitivo Ronda 2014”). De acuerdo a estos resultados puede calificarse a la Ronda 2014 con un porcentaje de adjudicación de apenas 27%, el cual puede parecer bajo, sin embargo un breve análisis de las Rondas pasadas permite vislumbrar que el promedio de adjudicación es cercano al 34% (ver Tabla 4).

¹² Los pozos A3 son los pozos exploratorios por excelencia a diferencia de otros pozos que son de delimitación o de desarrollo.

Tabla 4

Adjudicación de Bloques por Ronda			
Proceso	Bloques Ofertados	Bloques Otorgados	% Adjudicación
Ronda 2010	224*	68	30.4%
Ronda 2012	115	50	43.5%
Ronda 2014	95	26	27.4%

Fuente: ANH. (*) No se encontró listado oficial, CGR calcula este número de acuerdo a los mapas presentados en los Términos de Referencia de la Ronda 2010.

Para poder tener un cumplimiento del 100% en el indicador Plan Nacional de Desarrollo de Suscripción de Contratos habría sido necesario o bien lograr la adjudicación de 73 bloques, es decir un 77% de adjudicación en Ronda 2014 o bien, teniendo en cuenta que el promedio de adjudicación por Ronda es del 34%, se debieron ofertar cerca de 216 bloques y no 95, lo que mostraría una **elección inadecuada en el valor del indicador**.

Se cumple desafortunadamente la inquietud que expresaba la CGR respecto a la posibilidad de terminar el cuatrienio con un número inferior de contratos al del cuatrienio pasado. Efectivamente, con 158 contratos, se obtienen resultados inferiores a los del cuatrienio 2006-2010 y se revierte la relación Meta/Avance siendo por primera vez inferior al 100% en los últimos 12 años pues siempre se había superado la Meta. Para este cuatrienio que termina será del 77%.

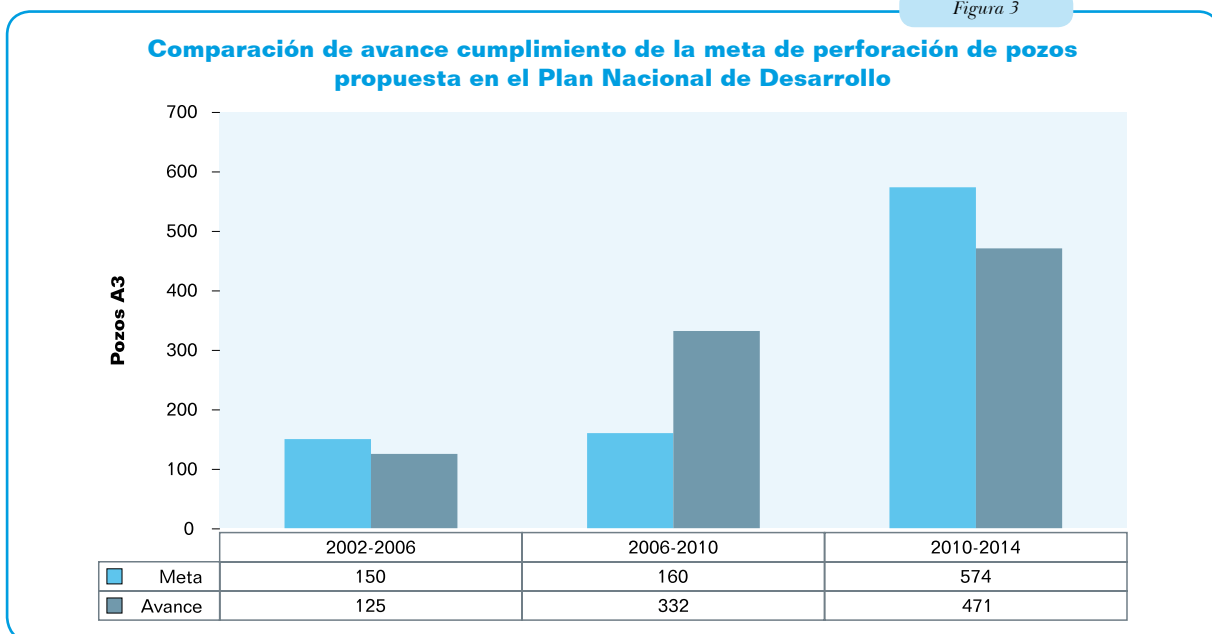
Nuevos Pozos Exploratorios A3

Esta segunda meta es la materialización de la suscripción de contratos pues solo a través de la perforación de pozos A3 es posible saber si existen nuevas reservas de hidrocarburos en el subsuelo.

Es importante tener en cuenta que los pozos A3 solo se perforan si los estudios previos indican una alta probabilidad de encontrar yacimientos y por lo tanto lo normal es que sean perforados hacia el tercer año de la suscripción de un contrato y por lo tanto los datos anualizados que se presentan en las estadísticas muestran el relativo éxito o fracaso en las labores de exploración suscritas varios años atrás y no necesariamente se corresponden con el período analizado 2010-2014.

Para el cuatrienio 2010-2014 la meta es 574 pozos, un 358% superior a la línea base del anterior cuatrienio. Esto ocurre porque, como lo había advertido la CGR, los indicadores debían ser ajustados pues se estaban superando por más de un 200%, es decir, se tenían metas tímidas para el cambio en el panorama petrolero a raíz de las altas cotizaciones del WTI. (Figura 3).

Figura 3



En el cuatrienio 2006 – 2010, el cual constituye la línea base para las metas 2010-2014, se perforaron 332 pozos exploratorios A3. Para el presente cuatrienio, se han perforado 471 pozos exploratorios A3. En promedio se están perforando 117 pozos en el actual cuatrienio, mientras que esa cifra rondaba los 83 pozos anuales en el 2006-2010 y los 31 pozos en el 2002-2006. (Tabla 2).

Esta meta generó una expectativa importante en el sector de servicios petroleros, especialmente el de taladros de perforación, lo cual puede estar incidiendo en los costos de perforación si bien no es el objetivo del trabajo cuantificar esto.

Tabla 5

Información anual de cumplimiento de la meta de perforación de nuevos pozos exploratorios

Sistema de Seguimiento a Metas de Gobierno - Sinergia - Seguimiento

Información de avance anual del indicador

INDICADOR: 6. Nuevos pozos exploratorios perforados

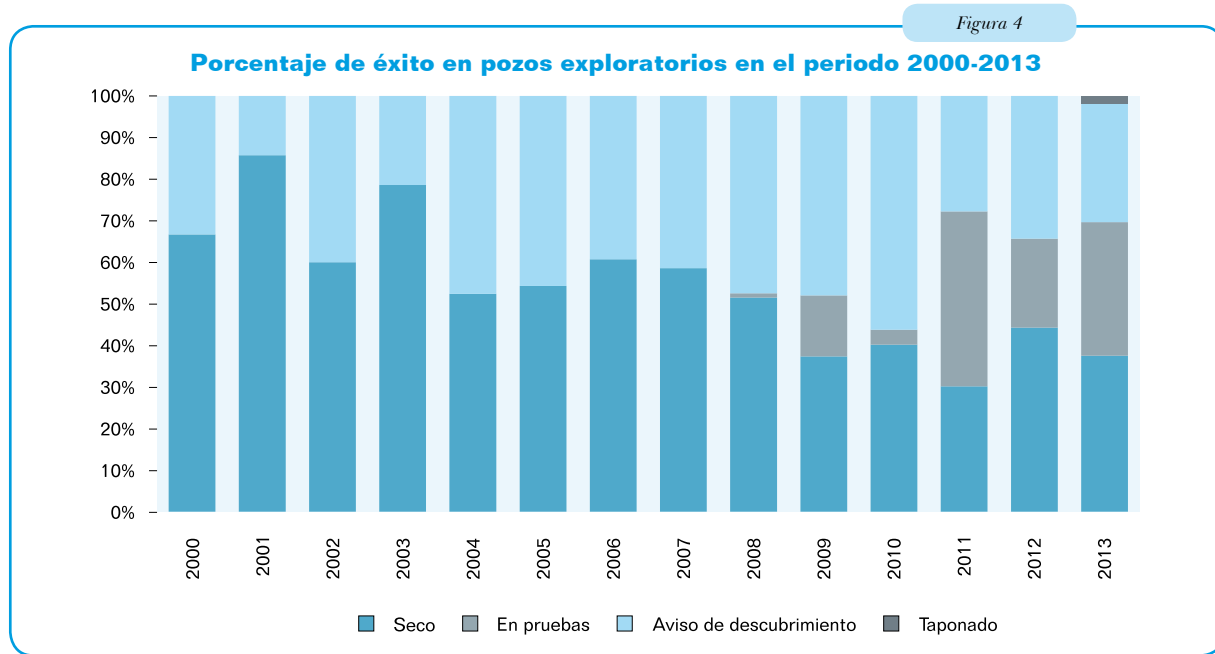
Fecha de reporte: 10/09/2014

Periodo	Meta	Resultado	% Avance
Línea de base 2010-2014		340	
Ago-Dic 2010	0	43	
Ene-Dic 2011	130	126	96,92
Ene-Dic 2012	150	131	87,33
Ene-Dic 2013	121	115	95,04
Ene-Ago 2014			
Ene-Dic 2014	173	74	42,775
2010-2014	574	489	85,192

Fuente: <https://sinergia.dnp.gov.co/PortalDNP/default.aspx>



La sola perforación de pozos exploratorios tampoco garantiza que se encontrarán hidrocarburos; generalmente existe una baja probabilidad de éxito (pozos productores / pozos perforados) que para el siglo pasado era cercana al 11.4% (Contraloría General de la República, 2001)). Las cifras han mejorado y ahora el promedio de éxito es del 37%, es decir, por cada 10 pozos perforados, 4 salen productores.



Fuente: CGR con datos de ANH.

Análisis de los indicadores definidos para la Política Pública

Tal como lo menciona el informe de auditoría a Estudios regionales de exploración de hidrocarburos (Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía, 2013):

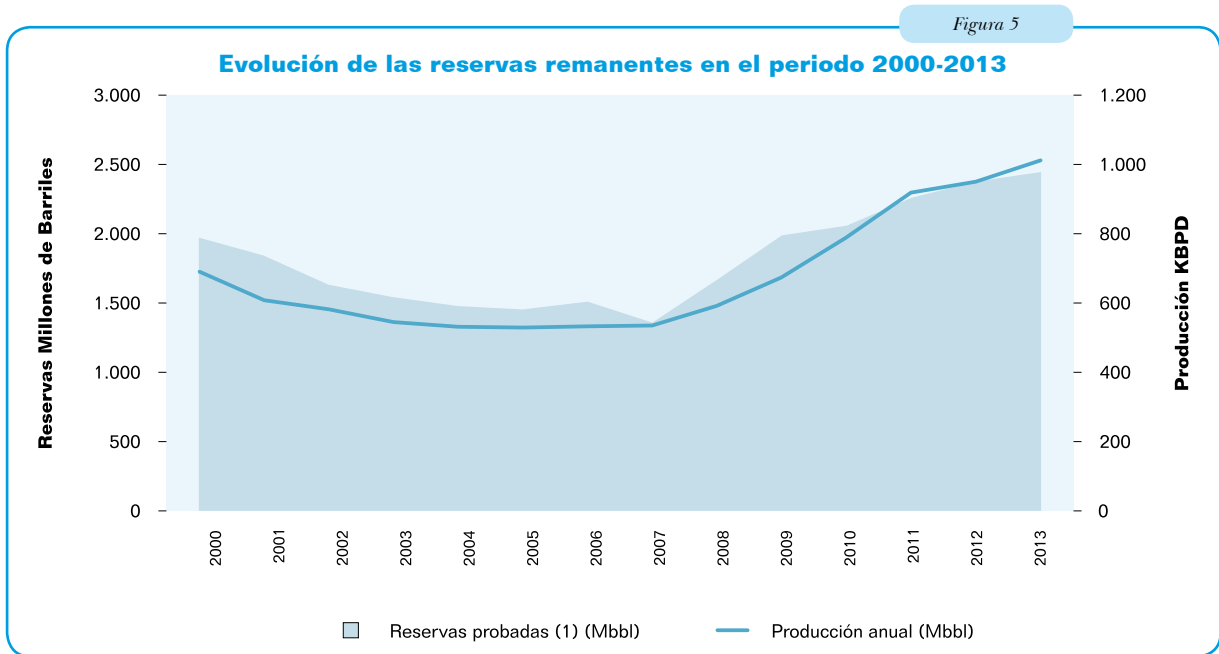
“Dentro del modelo estratégico de la ANH, la Gestión del Conocimiento agrupa las acciones tendientes a incrementar el conocimiento geológico de las cuencas sedimentarias con el fin de conocer el potencial hidrocarburífero del país e incentivar a su vez la actividad exploratoria”.

Los indicadores elegidos para medir el grado de éxito de la Exploración de Hidrocarburos son insuficientes. La CGR considera que el mejor indicador es la incorporación de nuevas reservas, pues mide directamente los resultados de todas las labores de exploración y es técnicamente el fin último de esta política. El problema de incluir este indicador radica en que por la naturaleza probabilística del hallazgo de hidrocarburos, definir una meta de incorporación de reservas no es conveniente pues aunque se hagan todas las actividades necesarias esto no garantiza, como se explicó antes, que se encontrará petróleo.

Gestión y Resultados de la Política Pública

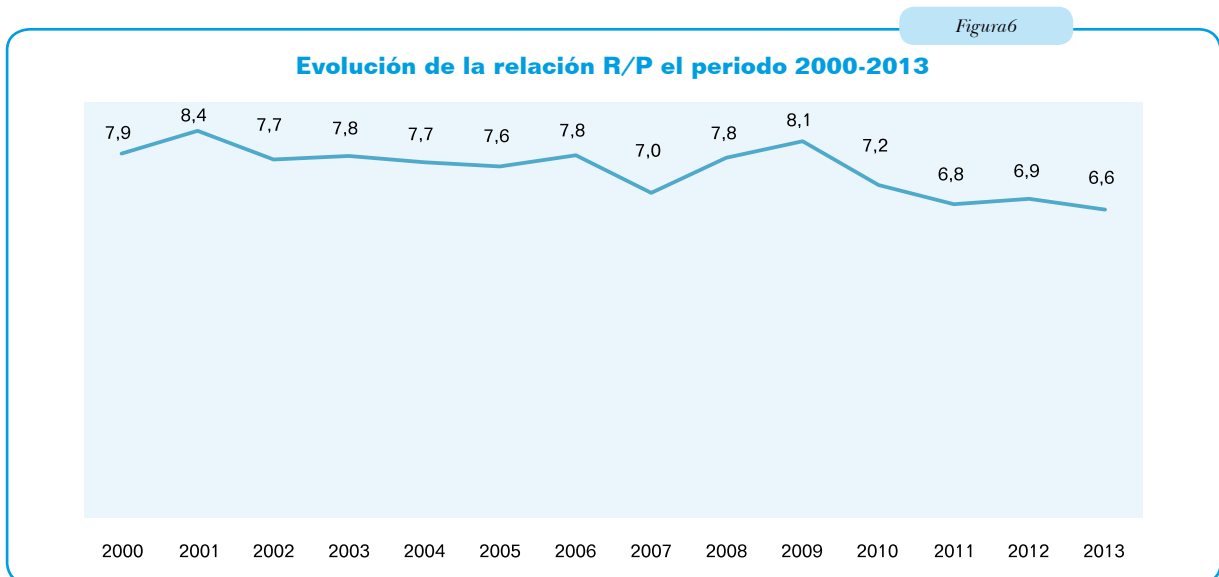
El análisis de cumplimiento de los indicadores de la política (64% y 79% como ya fue explicado) se considera medio. Los indicadores no están sobredimensionados como en anteriores vigenias y se ajustan a las expectativas en exploración de hidrocarburos en el país. Con los actuales niveles de sísmica y perforación A3 ya se deberían haber encontrado nuevos yacimientos con

reservas significativas; sin embargo, la incorporación de reservas ha sido apenas suficiente para cubrir la producción nacional que ha crecido significativamente (Figura 5).



Fuente: CGR con datos de ANH.

Lo anterior tiene como consecuencia una disminución del horizonte de autoabastecimiento (Relación Reservas/Producción, R/P) a 6,6 años cuando al comenzar el cuatrienio estaba en 7,2 años (Figura 6).



Fuente: CGR con datos de ANH.

En otras palabras, se está produciendo más petróleo del que se está encontrando, aunque ese incremento de producción obedece a mejores técnicas de recuperación secundaria, las cuales están incrementando la vida útil de los campos colombianos y representan un alivio al depletoamiento de las reservas de hidrocarburos colombianas.

La CGR considera que se podrían establecer nuevos Indicadores tales como porcentajes de áreas exploradas y grado de resolución de tal exploración, que permitan saber el grado y la extensión de la exploración en Colombia pues es necesario abarcar la mayor cantidad de cuencas en la búsqueda de estos importantes recursos.

Así mismo, reestablecer el indicador de Reservas Nuevas Probadas, pues es el que mide realmente los resultados de la Política de Exploración en el país. Como se advirtió no debe ser un indicador con meta, como los actuales, solo debe mostrar la evolución del sector en el país y ser independiente de la Reevaluación de Reservas que es importante pero oculta el estado de hallazgos en el país por estar consolidado con el ítem Incorporación de Reservas en las estadísticas de la ANH.

Relación Beneficio/Costo

Para abordar la cuestión Beneficio/Costo se hizo una lista de factores que desde el punto de vista contable y financiero, son impactados por la actividad de exploración. Se dividen a su vez en corto y largo plazo, los primeros hace referencia a que se causan o se ven los beneficios dentro del año en que se realizan, en los de largo plazo se pueden ver los costos o beneficios en los siguientes años (Tabla 6).

Tabla 6

Factores que influyen el cálculo del indicador beneficio/costo de la política de exploración de hidrocarburos		
Rubro	Costo	Beneficio
Rondas y Road Shows	Son un costo de corto plazo.	Representan un beneficio por la información técnica que se vende. Es un beneficio de corto plazo.
Gastos ANH (Asignación MinHacienda)	Es un costo de corto plazo.	
Riesgo País	Disminuye las ganancias o netback de la explotación petrolera en el país pues es un costo asociado a la inestabilidad política y a la violencia. Representa cerca de un 12% del Lifting Cost pero no se calculó para este ejercicio.	
Nuevas Reservas		Es un beneficio a largo plazo, aunque se tenga el cálculo del volumen solo se monetizaran en los siguientes 28 años. Por cuestiones contables se incorporan en el Balance de la Nación con un valor cercano a 10 dólares por barril.
Inversión Extranjera Directa (IED)		Es un beneficio de largo plazo, pues se materializa en los siguientes años a la suscripción de contratos
Exportaciones de Hidrocarburos		Es un beneficio de largo plazo y es resultado del éxito que tenga la etapa de exploración
Daños Ambientales	Por las actividades de exploración directamente e indirectamente por las actividades de explotación que se derivan del éxito exploratorio. No ha sido cuantificado y es de largo plazo.	



De acuerdo a los rubros anteriores, se hizo la tabla con los valores monetarios correspondientes; como para 2014 no existen todos los datos se usó el promedio de los años anteriores (Tabla 7).

Tabla 7

Valoración anual de los factores que influyen el cálculo del indicador beneficio/costo de la política de exploración de hidrocarburos						
COSTOS	2010	2011	2012	2013	2014	TOTAL
Rondas	83.973	343.824	189.763	233.788	251.024	1.102.375
Exploración HC (MinHacienda) PPTO	323.214	343.000	376.000	289.320	284.536	1.616.070
Gastos ANH	35.588	35.588	35.588	35.588	35.588	177.940
BENEFICIOS						
Rondas						7.288.204
IED	5.103.534	9.275.028	9.924.379	8.995.889	8.324.708	41.623.541
Exportaciones	30.233.924	52.079.120	57.716.530	58.655.042	49.671.154	248.355.772
Nuevas reservas (a \$10 dólares en subsuelo)	6.535.788	9.804.902	8.494.954	7.990.009	8.206.413	41.032.069

Fuente: CGR con datos de ANH y MinHacienda. Cifras en millones de pesos.

Debe aclararse que las IED acá calculadas solo corresponden al rubro de petróleo, al igual que las Exportaciones. La relación Beneficio/Costo para los anteriores datos es 264,23 es decir, por cada peso que cuesta la política se tienen 264 pesos de ingreso.

Análisis de Alternativas

Para la exploración de hidrocarburos solo existe una alternativa y es no hacerla; esto implicaría, eventualmente, la importación del petróleo para alimentar las refinerías. En este caso, los rubros de la siguiente tabla dejan de existir, por ejemplo ya no hay daño ambiental, se dejarían de exportar hidrocarburos y caería la inversión extranjera directa. Se asume que la ANH seguiría existiendo y sus gastos de funcionamiento serían constantes, lo mismo que las ventas nacionales pero si se mantienen los subsidios a los combustibles, éste sería un negocio a pérdida. No se ahorraría el rubro dedicado a exploración porque sería trasladado a otras actividades de la economía nacional en el presupuesto general.

Sin considerar la pérdida de exportaciones ni la caída de la IED como costos, la relación Beneficio/Costo para la alternativa se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8

Valoración de los costos de no contar con la política de exploración de hidrocarburos	
COSTOS	TOTAL CUATRIENIO
Importaciones de Hidrocarburos	80.260.872
Gastos ANH	142.352
BENEFICIOS	
Ventas Nacionales	69.024.350

Fuente: CGR con datos de ANH y MinHacienda. Cifras en millones de pesos.



Para este caso la relación Beneficio/Costo es: 0,86 es decir, por cada peso gastado retornan 86 centavos.

Efectividad de la Política

De acuerdo al análisis Beneficio/Costo se concluye que la política de exploración de hidrocarburos es altamente redituable, a pesar que ésta no está produciendo los resultados de incorporación de reservas esperados, y de las observaciones que se hicieron a la gestión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

En el marco general del Plan Nacional de Desarrollo, donde se busca un crecimiento anual de 6% o más del PIB como requisito para alcanzar los objetivos de progreso social, reducción de pobreza y disminución de la inequidad puede afirmarse que aunque no se ha alcanzado dicho objetivo general (el crecimiento anual del PIB está cerca al 5% para el presente cuatrienio) el componente petrolero si continúa con su contribución al PIB general; en promedio para el actual cuatrienio el sector petrolero representa el 5,64% del PIB total lo que es una cifra mayor a la del cuatrienio 2006-2010 donde se situó en 4,96%. En esta consideración debe de nuevo aclararse que tal desempeño es resultado de una política a largo plazo en el tema exploratorio y de la coyuntura de precios altos del petróleo.

Pronunciamento sobre Derechos y Fines fundamentales del Estado relacionados con la Política Pública evaluada

La política de exploración de hidrocarburos no es una política que se relacione directamente con el cumplimiento de los fines del Estado, pues esta política apunta a obtener, en el largo plazo, los recursos económicos necesarios para que el Estado pueda realizar sus fines fundamentales, en este sentido la política de hidrocarburos se puede considerar como un mecanismo que impulsa las demás políticas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo y su impacto se ve reflejado en la garantía de recursos para el éxito de las mismas.

Dado que el hallazgo y explotación de petróleo se verá directamente reflejado en la generación de Regalías, las cuales se destinan principalmente a inversión a través de diferentes fondos si se puede afirmar que la política impacta indirecta pero inequívocamente en el cumplimiento de los derechos económicos, sociales y culturales de las poblaciones objetivo.

Posible contracción de la industria petrolera

Aunque es temprano para decirlo, los resultados de la Ronda 2014 estarían mostrando que Colombia puede estar entrando en una tendencia de contracción de la industria petrolera luego del boom que se produjo en la década pasada.

Otros aspectos que apoyarían esta teoría son la caída de la acción de Ecopetrol desde niveles de \$5000 a \$3200 (ver Gráfico 2) y la dificultad que el país tiene para sostener la meta de producción promedio diaria de un millón de barriles; en esta última aunque por el momento es más un tema de seguridad, no puede desestimarse la reducción que sufre en las proyecciones que hace el gobierno en el Marco Fiscal del Mediano Plazo (MFMP), donde se sitúa la producción en 981 mil barriles diarios para 2014 y se bajan las expectativas para el resto de años de 2015 a 2024 en comparación a las proyecciones fiscales del MFMP de 2013 (ver Tabla 9).

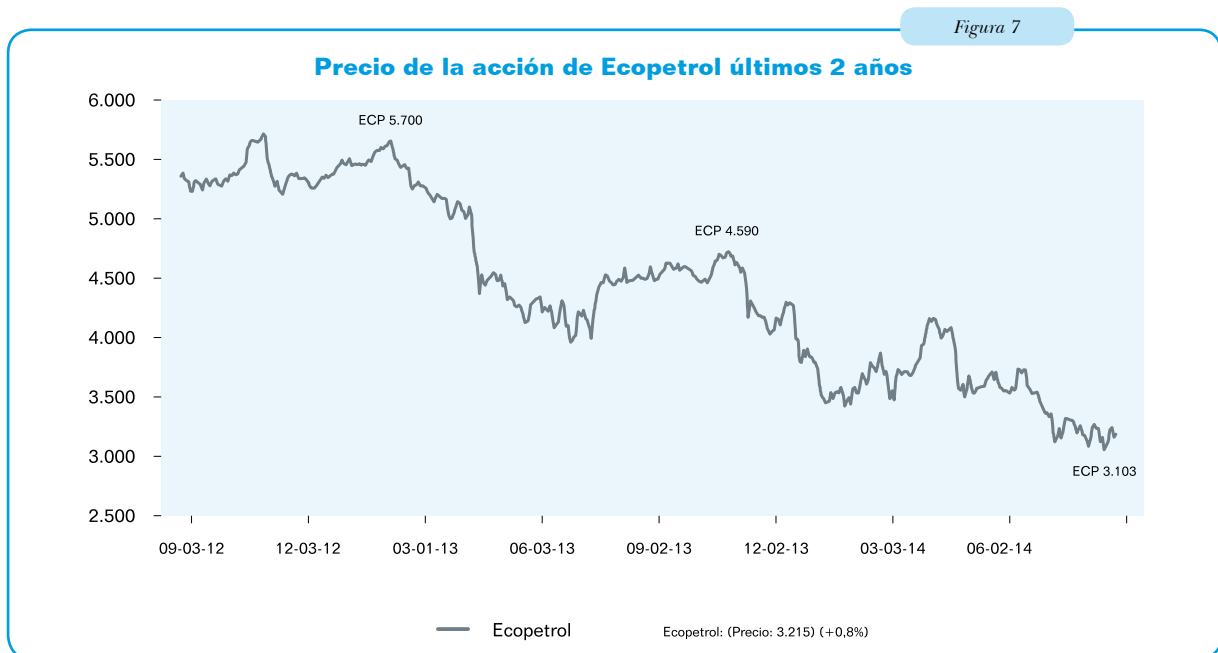


Tabla 9

Cambio en las proyecciones fiscales de producción de petróleo del Marco Fiscal del Mediano Plazo del 2013 al del 2014									
Producción de Petróleo (kbpd)	Supuestos en las Proyecciones Fiscales del MFMP								
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
En el MFMP 2013	1.095	1.111	1.181	1.220	1.237	1.203	1.177	1.132	1.092
En el MFMP 2014	981	1.029	1.094	1.130	1.146	1.131	1.100	1.077	1.036

Fuente: MinHacienda.

Como puede apreciarse, los nuevos cálculos fiscales reconocen el deterioro en seguridad de la infraestructura pero sobre todo que no se están encontrando nuevas reservas y que por la naturaleza de rápida declinación de las existentes puede peligrar la meta de 1 millón de barriles diarios.



Fuente: Bolsa de Valores de Colombia.

Presencia de ecopetrol en la ronda 2014

Aunado a lo anterior, otro aspecto que llama la atención de la CGR es la ausencia de Ecopetrol S.A. en los procesos de Ronda 2014.

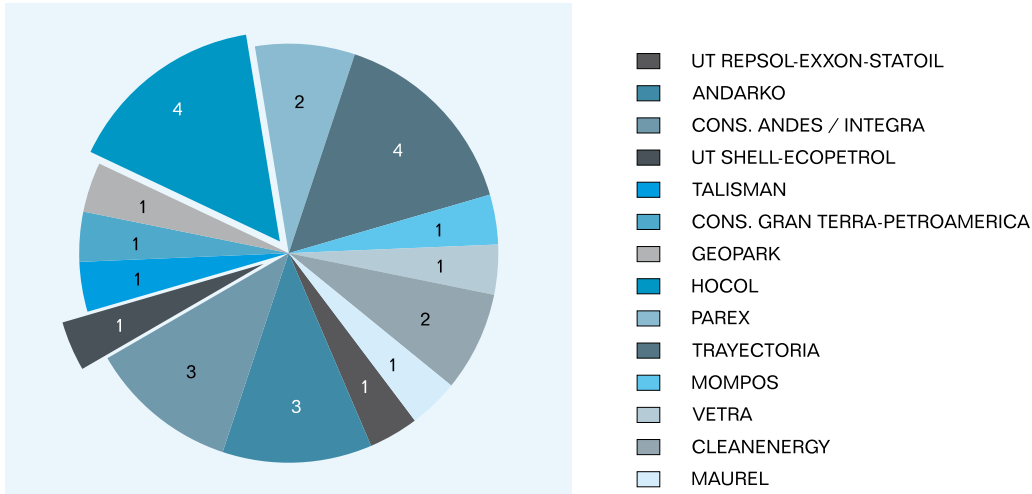
Efectivamente, para la actual Ronda 2014 Ecopetrol solo se presentó a un (1) solo bloque (el Sinú Offshore 7) y lo hizo en Unión Temporal con Shell (ver Gráfico 3) el cual les fue otorgado y será firmado el 3 de septiembre. Es decir, de 95 ofertas solo una interesó a la petrolera nacional (1%). Si se buscan los datos de la anterior Ronda 2012, Ecopetrol tuvo una participación más activa pues de 115 bloques ofertados se presentó a 16 y se le adjudicaron 12 (10%).

Ecopetrol no tiene ninguna obligación de presentar ofertas en las Rondas colombianas y obviamente tiene obligaciones aún vigentes producto de Rondas pasadas, pero dada su naturaleza de empresa nacional y que debería tener el mayor conocimiento acumulado del país por su larga historia a través de los contratos de asociación que rigieron hasta 2003 y la experiencia que

debe poseer al estar operando una gran parte de los campos petroleros del país (ver Gráfico 4), es natural suponer que Ecopetrol debería interesarse por aumentar sus reservas descubriendo nuevos yacimientos, proceso que solo logrará buscando en Colombia (suscribiendo más contratos con ANH a través de las Rondas) o buscando afuera.

Figura 8

Contratos Otorgados en la Ronda 2014 por empresa

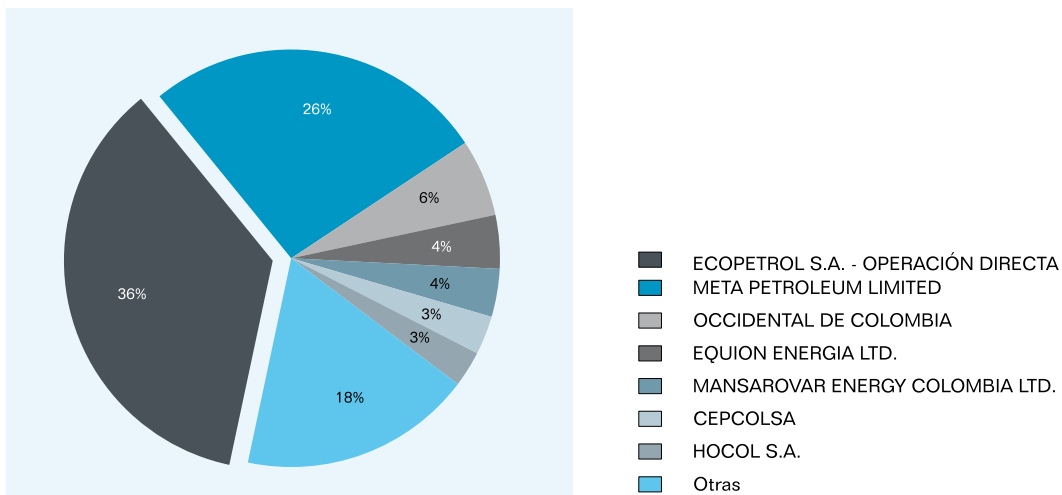


Fuente: CGR con datos de ANH.

Se resalta la participación de Hocol S.A. que actualmente pertenece al Grupo Empresarial Ecopetrol, no obstante se debe recordar que por el momento tiene la autonomía suficiente para considerarse una empresa aparte.

Figura 9

Top 7 de Empresas Productoras de Petróleo en Colombia



Fuente: CGR con datos de MinMInas.

El tema de encontrar petróleo es apremiante para Ecopetrol porque no solo de su salud financiera dependen buena parte de los ingresos fiscales del país sino también porque tiene en su poder las refinerías; con 300 mil y 165 mil barriles diarios de dieta¹³, las refinerías de Barrancabermeja y Cartagena representan el consumo de casi la mitad de la producción total nacional y es un tema operacional y de costos importante para Ecopetrol y eventualmente para el país. Por lo tanto que Ecopetrol no presente suficientes ofertas en las Rondas puede deteriorar sus indicadores futuros.

Autosuficiencia Petrolera

En los debates sobre autosuficiencia petrolera nacional, esta se pierde cuando la producción nacional es igual o inferior a la carga de las refinerías. Podría pensarse que con una producción cercana al millón de barriles diarios aún queda un margen de maniobra cercano a los 535 mil barriles diarios, sin embargo debe tenerse muy presente que técnicamente la autosuficiencia debería calcularse solo con la producción de propiedad nacional (Ecopetrol + Regalías) pues las empresas privadas no están obligadas de abastecer el mercado interno como ocurría anteriormente.

De acuerdo con este concepto, el margen de maniobra ya no son 535 mil barriles sino apenas 115 mil barriles¹⁴. Es decir, la pérdida de autosuficiencia es más cercana de lo que se cree, y Ecopetrol, más que ninguna otra compañía con presencia en el país, debe encontrar nuevas reservas para evitar que esto suceda confirmando que su escasa participación en la Ronda 2014 es una alerta temprana para el Gobierno.

Por todo lo anterior, la CGR encuentra que los resultados tanto de la Ronda 2014 como la escasa participación de Ecopetrol en la misma, auguran un difícil escenario en el cumplimiento de metas futuras del Plan de Desarrollo y de la Política Pública de Hidrocarburos en general tanto en términos fiscales para el país como de ingresos futuros para Ecopetrol y se debe elevar la alerta respecto a una posible temprana pérdida de autosuficiencia petrolera, lo que conlleva al diseño de una política de reactivación de la industria petrolera (que ya fue anunciada por el gobierno) y también a un saneamiento fiscal tanto de Ecopetrol como de la Nación, eliminando cualquier tipo de subsidio que se esté dando en la refinación o a los combustibles en el país para que así, en caso de perder la autosuficiencia, las finanzas de la petrolera y de la Nación no se vean comprometidas.

Trabajos Citados

Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH. (2009). BPIN ESTUDIOS REGIONALES PARA LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación, DNP.

Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía. (2010). Informe de auditoría Gubernamental con Enfoque Integral Modalidad Especial, ANH, vigencias 2006-2010. Bogotá D. C.: Contraloría General de la República.

Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía. (2011). Informe de auditoría gubernamental con enfoque integral, modalidad regular. ANH, vigencia 2010. Bogotá D. C.: Contraloría General de la República.

¹³ Cartagena actualmente está en proceso de modernización y se espera su puesta en funcionamiento en 2015.

¹⁴ Se estima que cerca de un 62% de la producción total es de la nación, resultado de operaciones directas de Ecopetrol 35%, Regalías 13%, Asociación y Participaciones Adicionales 14%.


Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía. (2012). 3.2 Informe de auditoría gubernamental con enfoque integral, modalidad especial. ANH, vigencia 2011. Bogotá D. C.: Contraloría General de la República.

Contraloría Delegada para el Sector Minas y Energía. (2013). Informe de auditoría Estudios Regionales de exploración de Hidrocarburos. Bogotá D. C.: Contraloría General de la República.

Contraloría General de la República. (2001). Autosuficiencia petrolera en Colombia. Economía Colombiana y Coyuntura Política, 287.

República de Colombia. (2011). Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. Prosperidad para todos. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación.





Política Pública Exoloración de Hidrocarburos