

# **INFORME DE GESTIÓN 2008**



**AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS**

## TABLA DE CONTENIDO

<b>PRESENTACIÓN</b>	<b>3</b>
<b>CAPÍTULO 1 - PROCESOS ESTRATÉGICOS</b>	
Gestión estratégica	6
Comunicaciones externas e internas	13
Proceso de relaciones externas	15
<b>CAPÍTULO 2 - PROCESOS MISIONALES</b>	
Gestión del conocimiento	22
Promoción	30
Asignación de Áreas	36
Seguimiento a contratos de exploración	44
Producción	48
Manejo de reservas	57
Administración de regalías	61
Gestión de la información técnica	67
<b>CAPÍTULO 3 - PROCESOS DE APOYO</b>	
Gestión de recursos humanos	80
Administración de la información	81
Gestión jurídica	84
Gestión contractual	86
Administración de recursos físicos	88
Gestión financiera	89
<b>CAPÍTULO 4 - PROCESO DE EVALUACIÓN</b>	
Evaluación, seguimiento y mejora	96
Atención al ciudadano	100

## PRESENTACIÓN

A través de la gestión realizada en 2008 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, se superaron las metas anuales establecidas para los indicadores estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010. En este, se tenía estipulado como objetivo la firma de 120 contratos y hasta la fecha se han firmado 125. En 2008, se firmaron 43 contratos de exploración y producción (E&P) y 16 de evaluación técnica (TEA), para un total de 59 contratos .

También se han adquirido 16.286 km de sísmica equivalente 2D y se han perforado 96 pozos exploratorios A3, con lo cual se llegó a 44.322 km de sísmica equivalente 2D y 185 pozos, superando las metas cuatrienales de 32 000 km de sísmica equivalente 2D y 160 pozos.

El país registró en el 2008 una inversión extranjera directa de US\$ 3571 millones, que superó el histórico que se venía presentando en los últimos años.

La ANH generó excedentes por valor de \$726.268 millones, donde sobresalen los ingresos correspondientes a margen de comercialización que representan el 71% de los ingresos totales y los derechos económicos de los contratos de exploración y producción que alcanzaron el 19% del total de los ingresos recibidos.

La ejecución de gastos de funcionamiento fue del 92% del presupuesto apropiado y la de inversión del 93%, considerándose ambas satisfactorias. A diciembre de 2008, la ANH recaudó regalías por \$5.44 billones, de los cuales los entes territoriales percibieron \$4.93 billones, cifras que han sido las más altas desde la creación de la Agencia.

En relación con los servicios prestados durante el 2008 por el Banco de Información Petrolera, BIP, se destaca que fueron incorporados 17.608 km de sísmica de campo equivalentes (45 programas sísmicos 2D y 3 programas 3D), 28.079 km de sísmica de proceso (236 programas sísmicos 2D y 3 programas 3D), información de 1.934 pozos, 17.248 documentos y mapas.

Durante 2008 se suministró información de 24.474 km de sísmica 2D de campo y 50.214 km de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del BIP. Se atendió información de 632 pozos, se suministraron 7.280 unidades de información entre documentos y mapas y se atendieron 72 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de seis sesiones mensuales.

Por otro lado, el término de entrega de información se mantuvo en dos días. Respecto del servicio de autoatención, diez compañías se suscribieron al mismo y dos compañías se encuentran en el proceso de un nuevo contrato. La principal

ventaja que recibieron las entidades suscritas a este servicio, fue el acceso a información de insumo para sus proyectos en tiempo real.

Para mejorar la competitividad del país e incrementar el conocimiento del potencial geológico y del subsuelo de la nación, se contrataron proyectos de inversión por más de \$86.000 millones.

La gestión de promoción también ha presentado resultados satisfactorios en cuanto a la atracción de nuevas empresas extranjeras al país. De las cuatro nuevas empresas planeadas para el año 2008, se logró que cinco firmaran contratos: Hunt Oil, Shona Energy Colombia, KNOC, Pluspetrol y SK Energy.

Para el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados de la Cuenca de los Llanos Orientales, la ANH invitó a empresas de gran trayectoria y experiencia en el desarrollo de este tipo de crudo, con el fin de suscribir contratos TEA especiales. En total se adjudicaron ocho bloques en un área de 12.705.798 hectáreas.

Además, se estructuraron dos procesos competitivos denominados Ronda Colombia 2008 y Mini Ronda 2008, que tenían por objeto suscribir contratos E&P con las compañías interesadas en participar en dichos procesos. En la Ronda Colombia 2008 se adjudicaron 22 bloques por un área de 4.189.130 hectáreas; y para el caso del proceso de Mini Ronda 2008, 42 bloques fueron dispuestos para las compañías interesadas, por un área total de 1.998.281 hectáreas.

Durante el año 2008 se apoyó la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos, se dieron lineamientos y se llevaron a cabo acciones concretas que buscan la conservación ambiental, el desarrollo sostenible, la protección y el fortalecimiento de las comunidades y etnias de Colombia, y la viabilidad de las operaciones petroleras, para asegurar el desarrollo armónico del sector nacional de hidrocarburos, de la mano de las instituciones gubernamentales y nacionales que tienen injerencia en el tema.

Por último, se destaca la implementación del Sistema de gestión y control con los lineamientos de la norma NTC GP-1000-2004: "Sistemas de gestión de la calidad para la rama ejecutiva del poder público y otras entidades prestadoras de servicios" y el MECI 1000:2005: "Modelo estándar de control interno para el Estado colombiano".

**Armando Zamora**  
Director General

Este informe de gestión se ha organizado de acuerdo con los procesos de la ANH. En primer lugar, se tienen los procesos estratégicos, seguidos por los misionales y de apoyo, para terminar con los de evaluación, como se puede apreciar en la Figura 1. Mapa de Procesos.



Figura 1. Mapa de procesos

# PROCESOS ESTRATÉGICOS

## GESTIÓN ESTRATÉGICA

### **1. Actividades del proceso de gestión estratégico**

Para la certificación y mantenimiento del Sistema de Gestión de Calidad, se contrató a la firma asesora ConCalidad Ltda, que realizó diversas actividades que incluyen: el acompañamiento a la preauditoría de certificación realizada por el ICONTEC, las auditorías internas, los ajustes al sistema (revisión del mapa de procesos, la revisión de las caracterizaciones, la documentación de los nuevos procesos, la expedición de la versión 1 del Manual de Calidad, la revisión y ajuste del mapa de riesgos, las acciones correctivas y las acciones preventivas) y por último el acompañamiento durante la auditoría de certificación. El resultado fue la recomendación positiva del auditor para el otorgamiento de la certificación de Calidad NTC ISO 9001:2000 y NTCGP 1000:2004.

### **2. Convenio con la UPME y Ministerio de Minas y Energía**

#### **2.1. Sistema de información de combustibles líquidos fase II**

El Ministerio de Minas y Energía, MME, la Financiera Energética Nacional, FEN, la Unidad de Planeación de Minas y Energía, UPME, y la ANH subscribieron el 20 de diciembre de 2007 el Convenio 06/2007. En este marco, en el año 2008 se adquirieron equipos y se adecuó el espacio físico para el centro de cómputo, call center y la administración del Sistema de Información de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM, así como la contratación de la operación del mismo.

### **3. Contrataciones en el marco del convenio con la Financiera Energética Nacional S.A., FEN**

#### **3.1. Análisis técnico y económico de la implementación de infraestructura para el transporte, almacenamiento y refinación de crudos pesados en Colombia**

El estudio contempló el diagnóstico de la infraestructura existente para los nuevos escenarios de producción de crudos pesados y la determinación de la infraestructura requerida, ubicación de la refinería, estimados de inversión y evaluación económica. El estudio se dividió en cuatro grandes áreas de actividad: transporte y almacenamiento, refinación, mercado y evaluación económica. De este estudio surgieron las siguientes recomendaciones:

- Las inversiones requeridas para el transporte y almacenamiento del crudo pesado diluido hasta Coveñas y retorno del diluyente se encuentran entre 935 y 1965 millones USD para el rango volumétrico de crudo pesado considerado (100-300 mbd).
- Se seleccionó Coquización Retardada como la tecnología de conversión profunda.
- El esquema de proceso más rentable seleccionado para la refinería incluye tanto hidrotratamiento como hidrocraqueo de las corrientes líquidas para manufacturar principalmente productos destilados jet fuel y diesel de alta calidad.
- Se seleccionó Coveñas como la ubicación recomendada caso base para la refinería, debido a su rentabilidad y a las potencialidades de desarrollo en la zona.
- Se estima que el proyecto de refinación debería iniciar ingeniería conceptual durante el año 2010, para arrancar operaciones hacia el año 2016. Las inversiones necesarias para la construcción de la refinería contemplada en el caso base están sobre los 5749 millones USD, a desembolsarse en un período de cuatro años (2012-2015).
- La ingeniería conceptual debería iniciarse hacia el año 2010, cuando ya se deberá tener una mejor definición de la potencialidad de las nuevas áreas de Llanos asignadas y por asignar.
- Para desarrollar el proyecto se propone un esquema BOOT (Build, Own, Operate and Transfer) mediante el que se evita el desembolso inicial para la construcción de la refinería y se genera un flujo de caja siempre positivo.
- El proyecto de refinación en el caso base presenta un TIR de 20,0% y un VPN de 1359 millones USD.

### **3.2. Evaluación del potencial de yacimientos no convencionales en Colombia**

Se adelantó un estudio que se basó en los siguientes tipos de hidrocarburos no convencionales:

- Metano en vetas o capas de carbón
- Arenas asfálticas
- Esquisto bituminoso
- Lutitas gasíferas
- Gas compacto
- Hidratos de gas

El objetivo del estudio fue explicar en detalle la dinámica de dichos recursos no convencionales, así como ofrecer un estimativo inicial del potencial de los mismos en Colombia. Las recomendaciones que se hicieron fueron:

- Definir los recursos no convencionales.

- Incrementar la flexibilidad en relación de la declaración de comercialización.
- Trasladar el tiempo sin utilizar de exploración y desarrollo hacia el periodo de explotación.
- Extender el tiempo de explotación.
- Aplicar métodos de transparencia y hacer cumplir el proceso de solución de resoluciones.
- Incrementar la duración del contrato TEA e introducir un mínimo de requisitos para algunos casos específicos.
- Mejorar los procesos de resolución de conflictos por medio de la creación de un comité de coordinación.
- Promover el financiamiento de proyectos no convencionales.
- Favorecer los impuestos fiscales no convencionales para gas y petróleo, siempre y cuando se pueda demostrar su necesidad con base en proyectos futuros económicos.
- La utilización de un mecanismo más flexible de licencias en combinación de negociaciones directas y rondas de licitación, cuando sea necesario.
- Mayor flexibilidad en la definición del tamaño de los bloques.
- Divulgación y mercadeo de productores no convencionales.
- “Calentamiento” de las zonas con exanimación geológica.
- La creación, en la ANH, de un pequeño grupo especializado en recursos no convencionales.

#### **4. Contrataciones realizadas por la ANH**

##### **4.1. Boletín de estadísticas**

La ANH contrató el diseño y elaboración, en medio físico y magnético, de un boletín de las principales estadísticas del sector de hidrocarburos.

##### **4.2. Evaluación del sector de hidrocarburos**

Se contrató la Fundación para el Desarrollo de la Educación Superior y el Desarrollo, Fedesarrollo, con el fin de “estimar los efectos del sector de hidrocarburos en la economía nacional y regional”.

El estudio comprenderá cuatro sesiones: lecciones internacionales; el sector de hidrocarburos en Colombia; evaluación y simulación de los efectos del sector; y el sector de hidrocarburos, desarrollo regional y recomendaciones de política.

##### **4.3. Planeación estratégica de las inversiones a realizar por la ANH del Programa Gestión del Entorno**

La ANH contrató a Mckinsey con el objetivo de “definir una estrategia de planeación a corto plazo (2009-2010) y mediano plazo (2011-2013) de las inversiones a realizar por medio del programa de gestión del entorno”.



El alcance:

- Proponer una estrategia de planeación de las inversiones a nivel de programa de gestión del entorno de la ANH para el corto y mediano plazo y proponer una estrategia de planeación de las inversiones por línea de trabajo. Dicha propuesta deberá contemplar las actividades que se deban desarrollar en cumplimiento de las estrategias definidas.
- Elaborar estudios de conveniencia y oportunidad de cada proyecto que se desarrollará en 2009, tomando en cuenta los siguientes puntos: identificación de la necesidad, análisis de las distintas alternativas para satisfacer las necesidades, justificación, objeto, objetivos específicos, alcance, duración, producto, sondeo de mercado y valor, entre otros.
- Proponer la estructuración del presupuesto anual por tipo de proyecto para el año 2009.
- Proponer un cronograma de ejecución de las actividades propuestas para el año 2009.

Los productos finales de este proyecto serán:

- Un documento que contenga una explicación detallada de la estrategia de planeación de las inversiones del programa de gestión del entorno a corto y mediano plazo.
- Un documento que contenga una explicación detallada de la estrategia de planeación de las inversiones por línea de trabajo para corto y mediano plazo.
- La compilación de estudios de conveniencia y oportunidad de cada uno de los proyectos propuestos para desarrollarse en 2009 (“Términos de Referencia”).
- Un documento que contenga la estructuración del presupuesto 2009 del programa gestión del entorno.
- Un documento que contenga los calendarios de ejecución de las actividades de 2009.

Este proyecto se encuentra actualmente en la definición de inversiones y se estima que para enero de 2009 se entreguen los términos de referencia.

#### **4.4. Proyecto de investigación cadena petrolera por medio de la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia, ANDI**

El estudio se orienta a establecer, en una primera etapa, la capacidad del mercado de bienes y servicios producidos en el país para responder a las demandas derivadas de las actividades de exploración y explotación de petróleo y gas, en el momento actual y en el horizonte de proyecciones de la ANH. Si en la primera etapa se encuentra que existe una brecha entre la demanda y el

potencial de oferta del país, habrá una segunda etapa orientada a la búsqueda de mecanismos de mercado para cubrirla.

Alcance:

- Análisis de la demanda de insumos de la actividad de exploración y explotación petrolera en los próximos años, derivada de las Rondas Caribe, Colombia 2008, 2009 y Desarrollo de Crudos Pesados, entre otras, y la capacidad y posibilidades del país para abastecer dicha demanda.
- Para el estudio específico de demandas y ofertas, se considera que la cadena no incluye derivados del petróleo. En consecuencia, sólo llega hasta el transporte de refinerías o puertos de exportación.
- El alcance geográfico, está determinado, para la demanda, por los proyectos que entregue la ANH y, para la oferta, por la viabilidad y conveniencia económica de la misma, siempre en el ámbito nacional.
- El análisis temporal parte del momento en que se desarrolla el estudio y tiene proyecciones hasta 2025, sujeto a que existan previamente estas proyecciones para la actividad petrolera por parte de la ANH.
- El trabajo no incluye tipo alguno de actividad asociada directamente con la exploración o producción petrolera.

#### **4.5. Traducción e impresión del libro *Energy Cooperation in the Western Hemisphere: Benefits and Impediments***

El objetivo es traducir e imprimir el libro *Energy Cooperation in the Western Hemisphere: Benefits and Impediments*.

Este libro fue originalmente publicado en marzo de 2007 por Sidney Weintraub, en colaboración con Annette Hester y Verónica Prado del Center for Strategic and International Studies, CSIS. En esta publicación se enmarca la dinámica del sector energético del hemisferio occidental, su panorama, las perspectivas y oportunidades; brindando al país un documento de investigación completo cuyos aportes contribuyen a la toma de decisiones, crecimiento y proyección del sector.

#### **4.6. Compilación, edición y publicación de libro especializado en temas de política petrolera, abastecimiento, comunidades y medio ambiente en Colombia**

Se inició la publicación del libro *Colombia, Petróleo y Futuro*, que consta de una compilación de artículos y estudios sobre temas relacionados con “política petrolera, abastecimiento, comunidades y medio ambiente en Colombia” elaborados o encargados por la ANH, desde su creación. El libro será divulgado entre las diferentes entidades y el público relacionado con el sector.

Para finales de enero de 2009, se espera tener la publicación del libro y la traducción en inglés.

## **5. Contrataciones en el marco del convenio con Fonade**

En el marco del convenio suscrito con Fonade en 2006, se contrataron los siguientes proyectos:

### **5.1. Evaluación de riesgos en desabastecimiento en el corto, mediano y largo plazo; definición de un marco normativo para la seguridad de abastecimiento y para garantizar los niveles de confiabilidad requeridos; y diseño de un plan de acciones que se han de implementar en situaciones extremas que puedan afectar la seguridad en el suministro de hidrocarburos, derivados y biocombustibles**

Se realizó un diagnóstico de la situación actual del mercado de gas y de combustibles líquidos. Con base en dicho diagnóstico, en la primera etapa se hizo una evaluación de los riesgos de desabastecimiento en las distintas cadenas, utilizando un marco metodológico que combina probabilidad e impacto potencial. A partir de este análisis se identificaron diferentes riesgos operacionales y de disponibilidad. De acuerdo con el diagnóstico realizado se desarrollaron las siguientes recomendaciones, para mejorar la confiabilidad del abastecimiento en las distintas cadenas analizadas:

- Avanzar en la consolidación de un esquema único de precios y promover el desarrollo de recursos no convencionales.
- El gobierno debe adoptar un rol de facilitador en la definición del marco para el desarrollo de proyectos de infraestructura de importación y monitorear la factibilidad de su desarrollo por parte de la industria.
- Recomendaciones en materia institucional orientadas a mejorar aspectos de coordinación entre agentes, reducir la incertidumbre existente y permitir un monitoreo adecuado de la situación del mercado.
- Continuar con las políticas de desmonte de subsidios que contribuirán a balancear el consumo entre gasolinas y diesel y promover un esquema de acceso abierto efectivo a infraestructura de importación y transporte.
- Colombia necesitará contar con una mayor capacidad de importación ante un escenario probable de retraso en las obras de hidrotratamiento, por lo que será clave asegurar la ejecución a tiempo del aumento en Pozos Colorados.

En caso de que haya una emergencia nacional las siguientes medidas deberán ser tomadas, para prevenir una mayor inestabilidad a la economía nacional:

- Se consideró que la mayor parte de los aspectos relacionados con el manejo de una crisis en el mercado de gas están abordados en forma adecuada a través del Decreto 880.

- Sin embargo, para la atención de este tipo de eventos recomendamos la creación de un comité de crisis liderado por el Ministerio de Minas y Energía, MEE, que contará además con la participación de los actores más relevantes de la industria.
- Es necesaria una evaluación detallada del impacto de cada una de los mecanismos propuestos con el fin de adoptar las medidas más efectivas de acuerdo con la situación de emergencia que se presente.
- La activación de las medidas de mitigación en el plan de emergencia deberá ser secuencial según la magnitud del evento.
- Una condición necesaria para que la alternativa de importación sea viable es que se lleven a cabo las ampliaciones previstas en infraestructura de importación en Pozos Colorados y se revisen ciertos aspectos regulatorios del mercado.
- Recomendamos como criterio general, la disponibilidad de inventarios de nueve días en la costa para todos los productos, 20 días para gasolinas y jet y 25 días para diesel en el interior.
- En caso de requerirse racionamiento en la demanda, consideramos que los servicios esenciales, el transporte masivo y el de carga deberían ser los sectores con prioridad de consumo.

Este proyecto se desarrolló en cinco fases a lo largo de ocho meses para llegar a la identificación de las propuestas, para mejorar la confiabilidad del abastecimiento de combustibles líquidos y gas natural.

## **5.2. Gerencia para el desarrollo de combustibles líquidos alternativos en Colombia**

La ANH y el Ministerio de Minas y Energía, MME, crearon una gerencia de combustibles líquidos con el propósito de apoyar a las entidades del Estado en el impulso de mecanismos para incentivar la inversión en la producción de combustibles alternativos y asegurar un entorno económico que propenda por su sostenibilidad, en beneficio del aseguramiento del abastecimiento de hidrocarburos en el mediano y largo plazo.

La gerencia presentó un informe final de los biocombustibles en Colombia. En este se incluyeron temas como los antecedentes generales, la situación actual de Colombia, la seguridad alimentaria y los biocombustibles en el país, las perspectivas actuales de nuestro territorio, y se adjuntó el documento CONPES 3510. Este informe final, contiene una detallada explicación sobre el impacto ambiental de los biocombustibles. Se analizaron las implicaciones de las emisiones de gases del efecto invernadero y la eficiencia energética, la alteración del balance de carbono cuando se cambia el uso del suelo y las enmiendas a las directivas de la comisión europea, en el medio ambiente.

Otro tema de relevancia en este informe, fue el de la utilización de los Llanos Orientales colombianos para la producción de biocombustibles. Se discutieron temas como la siembra de la palma de aceite para la producción de biodiesel y

la siembra de la caña de azúcar para la producción de etanol en el área. El informe también contó con un modelo financiero social. Este se desarrolló en dos partes: La naturaleza del modelo financiero social MF-S y las consideraciones financieras del modelo MF-S.

Por último, se hizo un análisis de la comercialización internacional de los biocombustibles colombianos, a partir de un estudio del mercado europeo con un enfoque especial en el área de biodiesel. El mismo fue realizado en el mercado estadounidense y canadiense, con orientación especial hacia la comercialización y producción del etanol y el biodiesel.

## **6. Revisión de la Dirección General del sistema de gestión y control**

Las conclusiones de la revisión por parte del Director General se pueden resumir así:

- El resultado de la auditoría de certificación fue la recomendación positiva del auditor para el otorgamiento de la certificación de Calidad NTC ISO 9001:2000 y NTCGP 1000:2004.
- Se requiere fortalecer aspectos relacionados con el seguimiento y revisión a las acciones correctivas y preventivas.
- En los resultados de los procesos se presentan los logros de la entidad en la eficacia y efectividad. Debe fortalecerse el concepto de eficiencia.
- La efectividad del sistema se evidencia en el impacto generado por la Entidad con la inversión que hacen actualmente empresas nacionales y extranjeras en nuestro país.
- En relación con el no cumplimiento de algunas de las metas de los indicadores, se establecerán acciones correctivas y serán analizadas respectivamente por cada dueño de proceso.

## COMUNICACIONES EXTERNAS E INTERNAS

### 1. Campaña de divulgación del sistema de gestión y control

Con el objetivo de realizar la divulgación del sistema de gestión y control y mejorar el nivel de comunicación en la entidad, se realizaron dos actividades exitosas con la participación de funcionarios y contratistas:

- El 9 de septiembre de 2008 se inició la campaña de creación de un slogan y una mascota.
- Se realizó un concurso de conocimientos.

Las anteriores actividades estuvieron acompañadas de folletos, lo que motivaba el trabajo en equipo y el cumplimiento de los objetivos de la ANH, siempre teniendo en cuenta la importancia de la calidad. En estos folletos se encontraba información sobre diversos temas:

- a) La explicación de gestión documental.
- b) La definición y función de un indicador.
- c) Un mapa de procesos.
- d) Una explicación del control estratégico, de gestión y de evaluación.
- e) Planes, programas, proyectos, metas y procesos.
- f) Un mapa estratégico.

El cierre de la campaña y concurso fue el 24 de noviembre con una premiación. Los resultados fueron óptimos pues todos los funcionarios se involucraron en el aprendizaje y conocimiento sobre el sistema de gestión y control.

### 2. Conformación de un grupo de trabajo interno

El 20 de octubre de 2008, mediante un memorando expedido por el Director General, se conformó el grupo interno de trabajo responsable de comunicaciones internas y externas, cuyo objetivo principal es identificar y establecer los parámetros para gestionar las comunicaciones de manera eficiente en la ANH. Para esto se estructuró el plan de comunicaciones táctico, que clasifica las comunicaciones internas y externas generadas al interior de la entidad, además se cuenta con una matriz que permite identificar las fuentes generadoras de comunicación y la periodicidad o canal utilizado para asegurar la efectividad en la información que se quiere transmitir. En el presente año se definirán indicadores de gestión que permitan medir el desempeño del proceso de acuerdo con los parámetros establecidos y el desarrollo de las actividades.

## PROCESO DE RELACIONES EXTERNAS

Durante el año 2008 se apoyó la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos, se dieron lineamientos y se llevaron a cabo acciones concretas que buscan la conservación ambiental, el desarrollo sostenible, la protección y el fortalecimiento de las comunidades y etnias de Colombia, y la viabilidad de las operaciones petroleras, para asegurar el desarrollo armónico del sector nacional de hidrocarburos, de la mano de las instituciones gubernamentales y nacionales que tienen injerencia en el tema.

Es por ello que la ANH gestionó una planificación interinstitucional, a través del apoyo continuo a las entidades del gobierno que tienen como función la formulación e implementación de proyectos orientados hacia la protección del ambiente, los recursos naturales y las comunidades en todo el territorio colombiano.

Además, la ANH adoptó los lineamientos y directrices socioambientales, así como los instrumentos de seguimiento de los mismos, que sirven como base en la planificación del sector y como principios orientadores para que la industria avance en un desarrollo sostenible y un trabajo armónico con las comunidades.

Para contribuir a mejorar las condiciones de seguridad física se llevó a cabo la actualización de los estudios regionales de riesgos sociopolíticos y de seguridad, se identificó la capacidad de amenazas en las diferentes zonas del país y las formas de minimización de los riesgos a través del fortalecimiento en la relación con las comunidades, mediante un sistema que monitorea dichas condiciones en cinco regiones estratégicas para el sector.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo en 2008 se desarrollaron en el marco de:

- Desarrollo y ejecución de convenios y contratos para la ampliación del conocimiento y la consolidación de la planeación ambiental, social y de seguridad del sector.
- Acompañamiento y asesoría a las empresas relacionadas con la ANH en su gestión y trabajo con grupos étnicos a partir de lineamientos y protocolos de actuación.
- Seguimiento al desarrollo de los planes de manejo de las empresas contratadas por la ANH.
- Seguimiento a los contratos E&P en los temas socioambientales.

## **1. Comunidades**

Se suscribieron una serie de convenios con diferentes entidades gubernamentales, para fortalecer la capacidad operativa de las instituciones y planificar un trabajo articulado con las mismas, con lo que se busca una respuesta rápida de las entidades al sector de hidrocarburos y el conocimiento

de las regiones en cuanto a infraestructura, oferta de bienes y servicios entre otros, para poder recomendar a la industria las inversiones socio ambientales claves en el área de influencia de sus proyectos.

A través de dos convenios desarrollados entre el Instituto Colombiano de Antropología e Historia, ICANH, la Corporación Escuela Galán y la ANH, se realizaron dos eventos.

El primero buscaba compartir diversos tipos de experiencias de expertos provenientes de diferentes regiones del mundo y aportar prácticas de procesos de consulta previa, orientadas a garantizar el derecho a la participación de los grupos étnicos, en el marco del desarrollo de proyectos de aprovechamiento de los recursos naturales en sus territorios colectivos.

De esta forma, se logró un espacio para intercambiar experiencias sobre la consulta previa y la participación de las comunidades locales –indígenas y campesinas– en las actividades hidrocarburíferas. Se estableció una línea base que servirá como plan de acción a futuro a partir de recomendaciones de los expertos invitados en el tema. En la actualidad, el ICANH está terminando las publicaciones de las memorias del evento y las recomendaciones para el gobierno, la industria y las comunidades.

El segundo evento fue el VI Congreso de la Red Latinoamericana de Antropología Jurídica cuyo tema central versaba sobre “Diversidad étnica y cultural: Desarrollos constitucionales, políticas y prácticas nacionales”. en el marco del evento, se implementó el proyecto “Desarrollos constitucionales y legislativos, políticas públicas y prácticas de la consulta previa a los grupos étnicos”, que buscaba sensibilizar y capacitar en el tema a magistrados de América Latina, jueces, servidores públicos (personeros, procuradores, fiscales, defensores de menores y afines), autoridades tradicionales, líderes de las comunidades étnicas y profesionales y académicos interesados.

La ANH continúa apoyando al Ministerio del Interior y de Justicia en el fortalecimiento de su capacidad operativa para lograr una respuesta oportuna al sector de hidrocarburos en las verificaciones y coordinaciones de los procesos de consulta previa.

Este apoyo dotó a la Dirección de Etnias de personal suficiente, medios para realizar sus desplazamientos a campo y equipos adecuados para el desarrollo de sus labores, en el marco de los procesos de consulta previa y la verificación de la existencia de comunidades étnicas en las áreas de influencia de los proyectos del sector hidrocarburífero.

Como principales resultados de este apoyo se cuenta a la fecha con:



Acompañamiento a la Dirección de Etnias	Cantidad
Reuniones de consulta previa acompañados por el Ministerio del Interior y de Justicia.	104
Verificaciones de la existencia de comunidades étnicas desarrolladas por el Ministerio del Interior y de Justicia.	25
Reuniones de Socialización ante autoridades locales y regionales y comunidades étnicas	51
TOTAL	180

Se está desarrollando la segunda fase del programa “Fortalecimiento de la capacidad de interlocución entre Estado, grupos étnicos y demás comunidades existentes en nuestro país” a través de un convenio con la Procuraduría General de la Nación, Ecopetrol S.A. y la ANH.

## 2. Medio ambiente

En el año 2008 se firmaron varios convenios interinstitucionales con el objeto de fortalecer el desarrollo de la actividad hidrocarburífera de manera sostenible y consolidar el Sistema de Información Ambiental Nacional, apoyando las iniciativas de la autoridad ambiental para afrontar el reto planteado desde los Objetivos del Milenio para el año 2015 de “garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”.

A través del convenio suscrito entre la ANH, el Instituto Alexander Von Humboldt, el IDEAM y The Nature Conservancy, se cuenta con el mapa de áreas prioritarias de conservación en cuanto a la biodiversidad y con una serie de recomendaciones para el sector de hidrocarburos que apuntan a que las diferentes etapas de la cadena se desarrollen implementando dichas recomendaciones para lograr el desarrollo sostenible requerido en cada región.

A través del trabajo coordinados entre el MAVDT, el INVEMAR y la ANH, se está trabajando en la caracterización de la macrofauna bentónica y el plancton en las principales unidades de paisaje de las áreas de exploración de hidrocarburos en el Caribe Colombiano, entre 200 y 800 metros de profundidad, con el objeto de identificar los ecosistemas marinos con los que cuentan nuestras costas colombianas y poder generar recomendaciones para su conservación. El trabajo continua en el Caribe y se inicia en el pacífico y en el año 2010 se espera contar con el mapa de los ecosistemas marinos y las recomendaciones de manejo.

La ANH con la Unidad Administrativa Especial del Sistema de Parques Nacionales Naturales adscrita al MAVDT y la participación de autoridades locales y regionales y comunidades, está trabajando un modelo de reordenamiento socioambiental con la delimitación y consolidación de las zonas amortiguadoras del Parque Nacional Natural Catatumbo-Barí, para posibilitar el

desarrollo de las actividades hidrocarburíferas de manera social y ambientalmente viables en esta región del país.

Adicionalmente, con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial se continuó la ejecución de un convenio que busca:

- Adelantar los estudios necesarios para optimizar aspectos de orden técnico y jurídico que contribuyan al mejoramiento de los procesos de licenciamiento ambiental en materia de hidrocarburos.
- Brindar seguridad jurídica a los instrumentos de manejo y control adoptados por el Ministerio.
- Aportar elementos de juicio para la gestión de los pasivos ambientales de los proyectos del sector de hidrocarburos.
- Con el fin de obtener el respaldo técnico especializado para el desarrollo de los productos pactados, se han contratado los servicios de la Universidad Nacional de Colombia y de profesionales idóneos y expertos en las temáticas desarrolladas.

Se realizó el seguimiento a los trámites ambientales de los contratos E&P, que adelanta el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, que permitió:

- Mantener un reporte actualizado de la situación de los trámites ambientales que cursan en el MAVDT, conociendo oportunamente las actuaciones que se inician, los requerimientos que se formulen y las licencias y demás autorizaciones que se otorguen.
- Velar para que los trámites de licenciamiento ambiental se inicien a tiempo por parte de los contratistas.
- Detectar retrasos en los trámites de licenciamiento y establecer las causas como base para elevar requerimientos formales a los contratistas o al MAVDT.
- Detectar oportunamente posibles incumplimientos a la normatividad ambiental por parte de los contratistas de la ANH.
- Servir de interlocutor entre el MAVDT y los contratistas, cuando se requiera.
- Orientar, en la medida de lo posible, las actuaciones del MAVDT dentro de los trámites de licenciamiento, para así evitar que se generen retrasos o demoras injustificadas.

Contratos	Cantidad	Actividad desarrollada	Contratos E&P
Contratos E&P	161	Se hace seguimiento a los trámites ambientales en la totalidad de los E&P, dependiendo del estado del contrato	

Contratos	Cantidad	Actividad desarrollada	Contratos E&P
Contratos E&P renunciados o terminados	20	Se monitorean las labores de seguimiento del MAVDT para identificar posibles pasivos ambientales.	Con trámite Ambiental: Bambuco, Colibrí, Río Cabrera, Paradigma, Macarenas, Río Cravo, Primavera, Los Sauces, Paraiso, Villanueva, Luna Llena, Macaurel Sin trámite Ambiental: Caracolí, Gaita, La Maye, Puerto Lopez Oeste, Colonia, Helen, Jabalí
Proyectos que no han iniciado trámite ambiental	58	Se hace seguimiento	Plazo lejano: Alea (3) Altamira (2) Borojó (2) Caribe (8), Crudos Pesados (8) El Sancy, jagüeyes (2) Merecure Odisea, Puntero, Turpial Deben iniciar trámite en 2009: Altair, Canaguaro, Cebucán, Cerrero, El Edén, Fuerte Norte, Fuerte Sur, Guadual, La Pola, Majagual, Samán, Santa Cruz, Serranía, Silvestre En mora de iniciar trámite: Agerato, Coatí, Midas, Muisca, Sabanero, San Pablo, Topoyaco
Proyectos con licencia ambiental que no reportan trámites pendientes	47	Seguimiento verificando que el MAVDT realice el monitoreo respectivo a la ejecución del proyecto	Antes de 2008: Casimena, Guásimo, Mapuiro, Pájaro Pinto, Palma, Surimena, Talora, Villarrica Norte, Alhucema, Arrendajo, Buenavista (global), Cabiona, Caño Sur, Caporal, Casanare Este, Cascabel, Catguas, Chicuaco, El Triunfo, Gabán, Guaichiría Norte, Guama (cesión), Guarrojo, Joropo, La Creciente (global), La Loma, La Pola, Las Aguilas, Las Garzas, Leona, Lince, Mapache, Morichito, Nashira, Niscota, Orponéndola, Pechuí, Platanillo, Tayrona  Licencia o modificación en 2008: Andino Sur, Antares, Carbonera, Castor, Coclí, Dorotea Este, El Remanso, Esperanza, Garibay, Jacaranda, La Paloma, Ombú, Rosablanca, Saltarín, Uribante, Yamú. Moriche
Proyectos en trámite de licenciamiento	21	Se hace distinción entre los que se encuentran en trámite normal y los que presentan retrasos relacionados con el requerimiento de información o cualquier otra circunstancia atribuible a la compañía	Normal: Antorcha, Bambú Colorado, Balay, Chiguiro Este, Chiguiro Oeste, Clarinero, El Portón, Fenix, Jaguar, La Cuerva, Los Ocarros, Sierra, Tiple, Tiburón, Guitiquía, Río Ariari Otros: Mecaya, Catguas, Marantá, Pajaro Pinto

Contratos	Cantidad	Actividad desarrollada	Contratos E&P
Proyectos licenciados en trámite de modificación de la licencia	15	Seguimiento al trámite	Arrendajo, Bambuco, Cabiona, Cachicamo, Chaza, Conrcel, Cravoviejo, Cubiro, Guichiría Sur, Guarrojo, Joropo, La Loma, Leona, Lince, Río Verde
PMA sin licencia	3		Azar, Canaguaro, La Pola
Total proyectos con trámites pendientes ante MAVDT	34	Seguimiento para verificar que las empresas entreguen la información solicitada por el MAVDT de manera oportuna. Se coordina con el MAVDT la práctica de visitas técnicas oportunas para la emisión del respectivo concepto.	Proyectos en trámite de licencia + proyectos en trámite para a modificación de la licencia
Procesos sancionatorios en trámite	13	Seguimiento al trámite y su incidencia en la normal ejecución del contrato	Cubiro, La Creciente, Luna Llena, Morichito, Catguas, Joropo, Río Verde, Mapuiro, Buenavista,, Yamu, Cascabel, Dorotea
Áreas devueltas por renuncia del contrato E&P	10	Trabajo coordinado con el MAVDT, para garantizar el cumplimiento de los requisitos para abandono del área Se hace distinción entre las que pueden ameritar seguimiento por parte del MAVDT y las que no ameritan seguimiento	Amerita seguimiento ambiental: Colibrí, Los Sauces, Macarenas, Mapuiro, Paradigma, Primavera, Río Cabrera, Río Cravo No amerita seguimiento: Caracolí, LA Maye, Puerto López Oeste
Casos especiales	3		Los Hatos: Se valió de una licencia previamente otorgada a la compañía para otro proyecto, empleando pozo direccional. Mecaya: Se ha decidido hacer proyecto helitransportado y perforar segundo pozo en forma direccional desde la misma superficie

### 3. Viabilidad de las operaciones

En conjunto con el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, se desarrolló un convenio para el fortalecimiento de los pactos por la transparencia, la implementación de auditores visibles y vigías de la democracia en departamentos, municipios y corporaciones autónomas regionales ubicadas en regiones que reciben regalías directas e indirectas por exploración, explotación y transporte de hidrocarburos, el cual terminó el 31 de diciembre de 2008.

A través de este convenio, se buscaba formar coordinadores regionales multiplicadores que realizarán el seguimiento a las rentas petroleras en sus regiones de la mano de las comunidades y autoridades locales y regionales, e implementarán estrategias a través de medios de publicidad y comunicación sobre el manejo de estas rentas, que lograrán dar claridad y transparencia sobre la inversión de las regalías del sector de hidrocarburos a nivel nacional.

En 2007 se inició el “Proyecto Monitor” entre la ANH y la Universidad Sergio Arboleda, con la colaboración y acompañamiento del Ministerio del Interior, el Ministerio de Defensa, el MME y la Asociación Colombiana del Petróleo, que buscaba implementar un sistema de gestión de la información que incorpora el monitoreo permanente y el análisis especializado de las condiciones, situaciones y circunstancias socio políticas en las áreas de operación, interés o impacto del sector estratégico de hidrocarburos.

El sistema actualmente tiene una cobertura en el Putumayo, Huila, Tolima, Catatumbo, Arauca y la Región Oriente (Meta, Casanare y parte occidental del Vichada). Con ello se espera actualizar la línea base de información en estas áreas temáticas y el análisis de información relacionada con vulnerabilidades y amenazas en cada entorno.

## PROCESOS MISIONALES

### GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

La ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, de acuerdo con cada fase del ciclo. En los tres primeros años de este ciclo, los proyectos técnicos reúnen información técnica de cada cuenca sedimentaria, la cual se analiza e interpreta a través de los proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo. Los modelos que resulten de las fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de las cuencas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas. Durante el quinto año del ciclo de las cuencas, deben desarrollarse los procesos de contratación, ya sea a través de rondas licitatorias o de otros procesos diseñados con base en la información técnica obtenida y en las condiciones del mercado, figura.2.

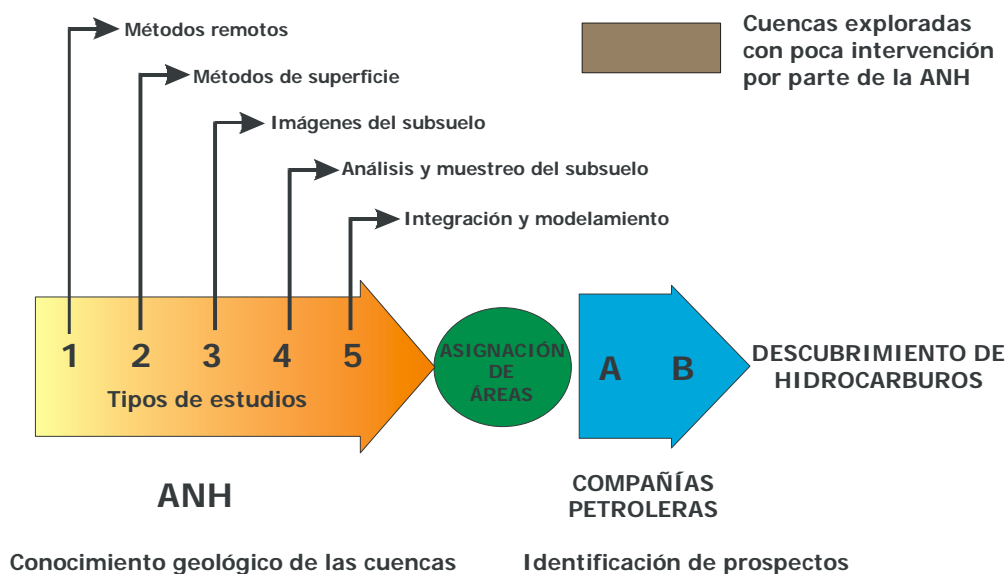


Figura 2. Gráfico que ilustra los diferentes tipos de estudios que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país

Los estudios exploratorios han sido divididos en cinco tipos principales:

**1. Métodos remotos:** aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con la superficie terrestre o el fondo del océano. Incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), adquisición e interpretación de imágenes satelitales ópticas de satélite y radar, batimetría en regiones costa-afuera.

**2. Métodos de superficie:** aquellos estudios que se realizan directamente sobre el terreno o sobre el fondo marino (cartografía geológica, columnas estratigráficas, transectas geológicas). Incluyen además los diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios: geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica, historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables, estudios radiométricos.

**3. Métodos de visualización indirecta del subsuelo:** incluye los estudios que se realizan sobre la superficie terrestre o en el océano con el fin de obtener imágenes del subsuelo sin que exista contacto directo con este. Ej: Sísmica 2D, 3D (*on-shore* y *off-shore*) y su reprocesamiento, magnetotelúrica, gravimetría y magnetometría en superficie.

**4. Métodos de conocimiento directo del subsuelo:** incluye los estudios que permiten obtener testigos de roca en el subsuelo con el fin de conocer sus características físicas, químicas, paleontológicas y cronológicas. Ej: Pozos estratigráficos y *piston cores* en regiones costa-afuera. Incluyen además todos los registros que se pueden obtener a lo largo del pozo (e.g. registros eclécticos, de radioactividad, acústicos etc.) y los diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios: geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica, historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables, estudios radiométricos.

**5. Estudios integrados:** son aquellos que resultan de la agrupación de uno o varios de los métodos anteriormente descritos con miras a obtener un mayor conocimiento de los sistemas petrolíferos. Ej: Estudios integrados de sísmica, geoquímica, petrofísica con el fin de calcular reservas, interpretación de imágenes sísmicas utilizando pozos registros eléctricos, datos bioestratigráficos, atlas de integración (geoquímicos, geofísicos, petrográficos, bioestratigráficos).

Los proyectos desarrollados durante el 2008 en cada uno de los programas fueron:

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
<b>MÉTODOS REMOTOS</b>		
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportadas en los sectores norte y oriental de la cuenca de los Llanos Orientales	Se han adquirido 21.510 km de datos aeromagnétogravimétricos
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportada en el sector de Soápage de la Cordillera Oriental y el Piedemonte de la Cordillera Oriental con la cuenca de los Llanos Orientales (9570 km)	Se han adquirido 10.720 km de datos aeromagnétogravimétricos
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportada en la Cuenca del Putumayo (8320 km)	Se han adquirido 9570 km de datos aeromagnétogravimétricos
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Cartografía geológica de imágenes de sensores remotos con control geológico de superficie y un estudio tectónico estructural regional a partir del monitoreo sísmico	Finalización de la fase de campo y monitoreo sísmico con seis estaciones sismológicas. Se entregó un informe preliminar con la interpretación de sensores remotos. Se espera monitorear el área con 30 estaciones en el primer semestre de 2009.
UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA - UPTC	Interpretación geológica de sensores remotos con control de campo en el sector occidental de la cuenca Caguán – Putumayo	Se entregó un informe con la compilación de estudios realizados en el área. Comenzó la fase de control geológico de campo de 650 km <sup>2</sup> a escala 1:50.000. Se elaborará la geología de 51 267 km <sup>2</sup> a escala 1:50.000.
<b>MÉTODOS DE SUPERFICIE</b>		
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estudio de Isótopos de Carbono (delta <sup>13</sup> C) y Estroncio ( <sup>87</sup> Sr/ <sup>86</sup> Sr) en los depósitos cretáceos - terciarios de la Cordillera Oriental	Se culminó la fase de campo con los levantamientos estratigráficos. Se enviaron las muestras al exterior para análisis isotópicos y bioestratigráficos.
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estratigrafía de la formación La Paila: un potencial reservorio de hidrocarburos en la Cuenca del Cauca – Patía	Se presentó el informe final del estudio estratigráfico en campo. Se levantaron 4035 m de Columnas estratigráficas y se colectaron 359 muestras de roca para análisis isotópicos, petrográficos y bioestratigráficos.
SMITHSONIAN TROPICAL RESEARCH INSTITUTE - STRI	Recopilación/sistematización/integración/evaluación información micropaleontológica bioestratigráfica relativa a palinología en las cuencas del país	Se entregó una base de datos con toda la información palinológica existente en el EPIS. Se dieron recomendaciones para la aplicación de esta herramienta en diferentes sectores del país. Se está realizando una adición y prórroga para realizar un estudio piloto en las rocas del Cretáceo de la Cordillera Oriental
<b>VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO</b>		
GEOKINETICS	Programa Sísmico 2D Sinú - San Jacinto 2008	Fase preoperativa: trámites ambientales y sociales
A.R. GEOPHYSICAL CONSULTANT LIMITADA	Interventoría al Programa Sísmico 2D Sinú - San Jacinto 2008	Fase preoperativa: trámites ambientales y sociales



CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
<b>MUESTREO DEL SUBSUELO</b>		
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estudio integrado de los núcleos y registros de pozo	Estudio de 4000 m de corazones donde se ha realizado la descripción estratigráfica de los corazones y toma de muestras para análisis petrográficos, petrofísicos, bioestratigráficos, geoquímicos. Se realizó una adición del contrato para el análisis de 2000 m más de núcleos.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS	Estudio de la evolución térmica en la subcuenca de la Baja Guajira	Se entregó un informe preliminar con la recopilación de información. La fase de campo se realizará en el mes de enero de 2009.
LT GEOPERFORACIONES Y MINERÍA LTDA.	Ampliación, perforación y recuperación de núcleo del pozo somero (tipo slim hole) en Cuenca Sinú - San Jacinto (e INTERVENTORÍA) 2000 m núcleo y registros. Contrato inicial 4000 m	Ampliación contrato no. 083/2007 (4000 originales más 2000 m). 18 pozos. Recuperación de 5996,78 m de núcleos. En Litoteca Nacional.
H.G.A. LTDA.		Ampliación contrato no. 095/2007 Interventoría
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Localización de pozos someros (slim holes) para 2009 (cuencas Cauca-Patía, Sinú-San Jacinto y Urabá)	Estudio geológico de los sitios potenciales para la perforación, análisis de las condiciones socio-ambientales de estas áreas, visita al terreno de los sitios.
<b>ESTUDIOS VARIOS</b>		
MUSTAGH RESOURCES	Manual de Prácticas Técnicas de Sísmica	Elaboración de manual y curso. El contrato finalizó en diciembre de 2008.
UNIVERSIDAD EAFIT	Paquetes de información del área Sinú Sur y Chocó para la Ronda del año 2009	Informe Preliminar. Chocó
UNIVERSIDAD EAFIT		Informe Preliminar. Área libre Tumaco <i>on-shore</i> y <i>off-shore</i>
		Informe Preliminar. Ampliación: 30 enero 2009
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA	Paquetes de información de las áreas Guajira, Cayos, Nariño-Tumaco, Vaupés-Amazonas, Caguán-Putumayo, Sinú Sur y Cauca, y Amagá y Urabá para la Ronda del año 2009. Terminación inicial: 31 diciembre 2008; Ampliación: 30 enero 2009	Informe Preliminar. Área libre Guajira
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA		Informe Preliminar. Área libre Cayos - Urabá ( <i>off-shore</i> )
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS		Informe Preliminar. Área libre Vaupés y Amazonas
UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA - UPTC		Informe Preliminar. Área libre Caguán-Putumayo
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC		Informe Preliminar. Área libre Cauca-Patía
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC		Informe Preliminar. Área libre Sinú-Urabá ( <i>on-shore</i> )
UNIVERSIDAD NACIONAL MEDELLÍN		Informe Preliminar. Área libre Amagá

## **1. Métodos remotos**

Dentro de los métodos remotos se realizaron tres programas de adquisición aeromagnetogravimétrica en diferentes regiones del país con la firma Carson Helicopters: i) La parte nororiental de la cuenca de los Llanos Orientales, la cual será de gran valor para la exploración de crudo pesado en los TEAs especiales firmados en el 2008; ii) La región sur de la cuenca Caguán-Putumayo y iii) El borde oriental de la Cordillera Oriental y el este de la cuenca Llanos Orientales. Estos programas se encuentran en la fase final de adquisición de datos y a principios de 2009 terminará la interpretación de la información y entrega del informe final. Con estos estudios se alcanzará un cubrimiento de aproximadamente el 75% de la superficie total del país.

Dos proyectos que incluyen métodos remotos se realizan actualmente con universidades colombianas en áreas de difícil acceso y condiciones de trabajo: el primero en la región de Urabá, donde se están interpretando imágenes de radar con control de campo, con el fin de elaborar un mapa geológico. Simultáneamente, se está realizando un monitoreo de la actividad sísmica del área a partir de seis estaciones sismológicas, lo que permitirá hacer un modelo en profundidad de la estructura de la corteza en esta región de gran complejidad tectónica. Con esto se mejorará el conocimiento del marco geológico que controla la formación de las cuencas del NW de Colombia. Este estudio continuará en el 2009 con la adición de 30 estaciones sismológicas que permitirán mejorar la definición de trampas activas, que ayudará a obtener imágenes de parámetros sísmicos tridimensionales de la cuenca a partir del primer arribo de las ondas P y S. así como a definir la dirección de los esfuerzos que están relacionados con las estructuras regionales y en últimas con las posibles trampas petrolíferas.

El otro proyecto lo realiza la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia sede Sogamoso (UPTC), el cual consiste en realizar una cartografía geológica entre el piedemonte de la Cordillera Oriental y la cuenca de Caguán-Putumayo usando principalmente imágenes de radar. Adicionalmente se realizará un control de campo para verificar la información. El proyecto culminará en el primer semestre de 2009.

## **2. Métodos de superficie**

Respecto de éstos, la Universidad de Caldas se encuentra realizando dos proyectos: el primero consiste en el estudio de la variación de los valores de delta C y estroncio en los depósitos del Cretáceo-Paleógeno del N de Suramérica. Para ello se realizó un levantamiento estratigráfico detallado de la región de Villa de Leiva, la cual es una de las secciones más completas del país para el Mesozoico. El proyecto culminó su fase de campo y actualmente las

muestras obtenidas se encuentran en laboratorios extranjeros para su análisis isotópico.

El segundo proyecto consiste en el estudio estratigráfico de la región norte de la cuenca de Cauca-Patía. En ella se realizaron levantamientos estratigráficos y toma de muestras para análisis petrográficos, isotópicos y bioestratigráficos. Este estudio permitirá precisar la edad de las unidades y su ámbito de depósito, lo cual es fundamental para conocer los momentos críticos de generación y migración de hidrocarburos en los sistemas petrolíferos.

El Instituto Smithsonian de Investigaciones Tropicales (STRI) realizó para la ANH una zonación palinológica del Maastrichtiano de la Cordillera Oriental, usando técnicas cuantitativas de análisis. Para el Área Gestión del Conocimiento es estratégico contar con esta zonación respecto de la industria, ya que muchas estructuras geológicas, al parecer, comenzaron a formarse en este periodo, lo que se manifiesta en cambios de espesores importantes, discordancias y condensación en algunos sitios en los piedemontes.

Dos proyectos que fueron contratados con la Universidad EAFIT para la realización de columnas estratigráficas en las cuencas de Chocó y Tumaco (año 2008) fueron cancelados ya que no pudieron realizarse por problemas de orden público.

### **3. Visualización**

La adquisición y el procesamiento de datos sísmicos por parte de la ANH se basan en conceptos regionales que facilitan la definición de la geometría del basamento, el establecimiento de marcadores para apoyar la estratigrafía sísmica y el traslado de conceptos exploratorios entre diferentes cuencas. Estas ideas sustentan la adquisición del programa sísmico 2D Sinú-San Jacinto, por parte de GEOKINETICS, que busca establecer un modelo regional de la cuenca, evidenciar nuevos conceptos exploratorios y brindar información sobre la estratigrafía y los estilos estructurales que permitan la identificación de trampas y sellos de hidrocarburos para validar los modelos geofísicos anteriormente planteados y/o probar nuevos conceptos exploratorios. En el proyecto se ha utilizado sísmica 2D multicomponente que es una herramienta con tecnología de punta, de alta calidad y con gran capacidad en la definición geométrica de los entrapamientos. Este instrumento es capaz de insinuar la presencia de hidrocarburos, con lo cual la ANH podrá definir las mejores áreas para la exploración de hidrocarburos en la cuenca y producir información de áreas prospectivas para ser ofrecidas en rondas futuras.

#### **4. Muestreo del subsuelo**

La compañía LT Geoperforaciones fue contratada para realizar una campaña de pozos someros en las cuencas Sinú-San Jacinto y Urabá lo que permitió obtener 6000 metros de núcleos. La Universidad de Caldas se encuentra estudiando estas muestras que servirán de insumo para mejorar el conocimiento de los sistemas petrolíferos en el área. En el momento se ha realizado una descripción detallada de los núcleos y se ha realizado un muestreo para análisis geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y bioestratigráficos.

La Universidad Industrial de Santander (UIS) se encuentra realizando un estudio sobre la evolución térmica de la subcuenca de la Baja Guajira tanto en muestras de pozo como en afloramientos. Este permitirá conocer información sobre los principales eventos que modelaron la subcuenca Baja Guajira y que servirán como base para realizar la correlación estratigráfica de las unidades, realizar modelos paleogeográficos y de evolución térmica. Estos modelos, sumados a estudios litoestratigráficos y estructurales existentes, harán posible evaluar la relación temporal entre pulsos de calor y los períodos principales de actividad tectónica (plegamiento-fallamiento) lo que permitirá un mejor entendimiento del sistema petrolífero. En el momento, el proyecto se encuentra en la fase de adquisición de muestras en el terreno.

Por su parte, la Universidad de Caldas está realizando un estudio para determinar la ubicación de 20 pozos *slim hole* en la Cuenca Cauca-Patía y diez en el área Sinú-Uraba de acuerdo con parámetros geológicos, logísticos, económicos y ambientales. Los corazones resultantes serán estudiados con objeto de mejorar el conocimiento del sistema petrolífero.

#### **5. Estudios integrados**

En cumplimiento de la evaluación y adquisición de nueva información geofísica, la ANH ha planeado, estructurado y contratado diversos proyectos y estudios (adquisición sísmica 2D de las vigencias 2005, 2006, 2007 y 2008). Se realizó la contratación del Manual de Prácticas Sísmicas con la compañía Mustagh Resources Ltd., ya que se requería un instrumento donde se definieran ciertas normas y que sirviera de guía para las empresas y contratistas que desarrollarán proyectos de adquisición sísmica en territorio colombiano. Estas normas, que serán definidas en el manual, recogerán las mejores prácticas desarrolladas en otros países con características similares al nuestro (en términos del desarrollo de proyectos sísmicos) y se adaptarán a la geografía, legislación y desenvolvimiento colombiano. Actualmente se encuentra en revisión el borrador del manual entregado por el contratista.

La ANH, en convenio con las universidades del país en las cuales existen programas de geología e ingeniería geológica (EAFIT, Caldas, Nacional de

Bogotá, Nacional de Medellín, UPTC, Pamplona y UIS), ha adelantado estudios integrados de la información existente de las cuencas Tumaco *on-shore* y *off-shore*, Chocó, Cauca-Patía, Sinú-San Jacinto, Los Cayos, Urabá, Amagá, Caguán-Putumayo, Guajira y Vaupés-Amazona, con el fin de compilar y evaluar la información existente y poder ofrecer paquetes de información a los inversionistas en la ronda de áreas abiertas y especiales (*Open Round* 2009-2010). En la actualidad los supervisores de cada uno de estos contratos se encuentran revisando los informes parciales de estos estudios.

### 1. Fase de Divulgación

El programa de divulgación tiene como objetivo dar a conocer y posicionar el país, la ANH y el sector petrolero como destinos de inversión; está orientado al logro de aproximadamente 20.000 contactos pasivos y quiere llegar a personas influyentes y multiplicadores.

#### 1.1 Presencia en medios internacionales

En el año 2008, a través de la campaña publicitaria de la ANH, se promocionó la imagen de Colombia como un destino de inversión privilegiado en el continente al contar con un sistema político estable y con condiciones de seguridad cada vez mejores, transmitiendo credibilidad y confianza a los inversionistas; y se posicionó la ANH como interlocutor.

Por tal razón, se hizo promoción en medios internacionales escritos como: *Upstream, Petroleum Economist, Independent Petroleum Association of America (IPAA), World Oil, -, Explorer, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Investor, The Economist, Financial Times, World Petroleum Council, World Petroleum Congress, Ingepet 2008 y Rio Oil & Gas*. Estos son medios especializados del sector de hidrocarburos que se han analizado durante varios años y se ha identificado que son los más adecuados y relevantes para pautar, por el impacto que generan.

#### 1.2 Publicaciones

Como apoyo para la realización de las distintas actividades del plan de promoción, es fundamental contar con el desarrollo de material impreso como folletos, afiches, volantes, cartillas, plegables y carpetas, entre otros.

Lo anterior, con el objeto de dar a conocer al público de una manera atractiva, impactante y profesional, la información técnica y geológica, las áreas hidrocarburíferas del país, los nuevos esquemas contractuales, así como la información más relevante sobre los factores que se han de tener en cuenta para el desarrollo de negocios de E&P en Colombia. De esta manera se busca establecer contactos importantes para el futuro desarrollo del sector, así como lograr la introducción, posicionamiento y recordación de la ANH.

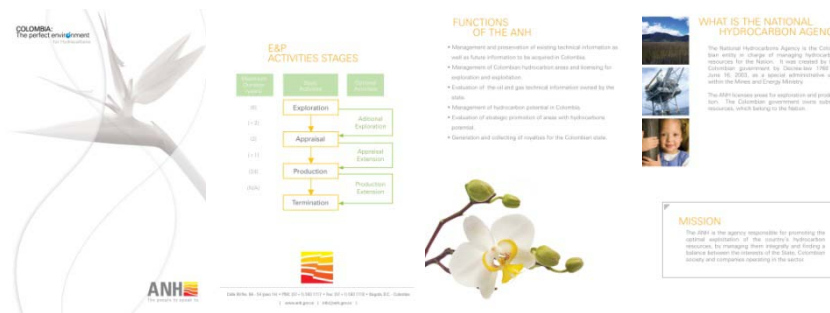
A continuación se muestran algunas piezas desarrolladas para cada uno de los productos de la ANH durante el 2008: Institucional, III Colombia Oil & Gas Investment Conference, Crudos pesados, Ronda Colombia 2008, WPC y Mini Ronda 2008.

- Institucional

Brochure

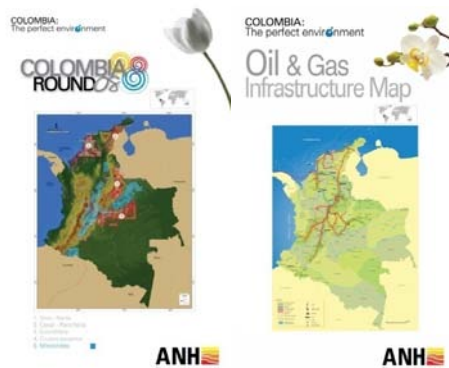


Folleto



- Afiches eventos internacionales

Para los eventos internacionales del 2008 se realizaron afiches con información de Rondas, la ANH, Colombia y la 'III Colombia Oil & Gas Investment Conference'.



- III Oil & Gas Investment Conference



- Desarrollo de Crudos Pesados



- Ronda Colombia 2008

VOLANTE





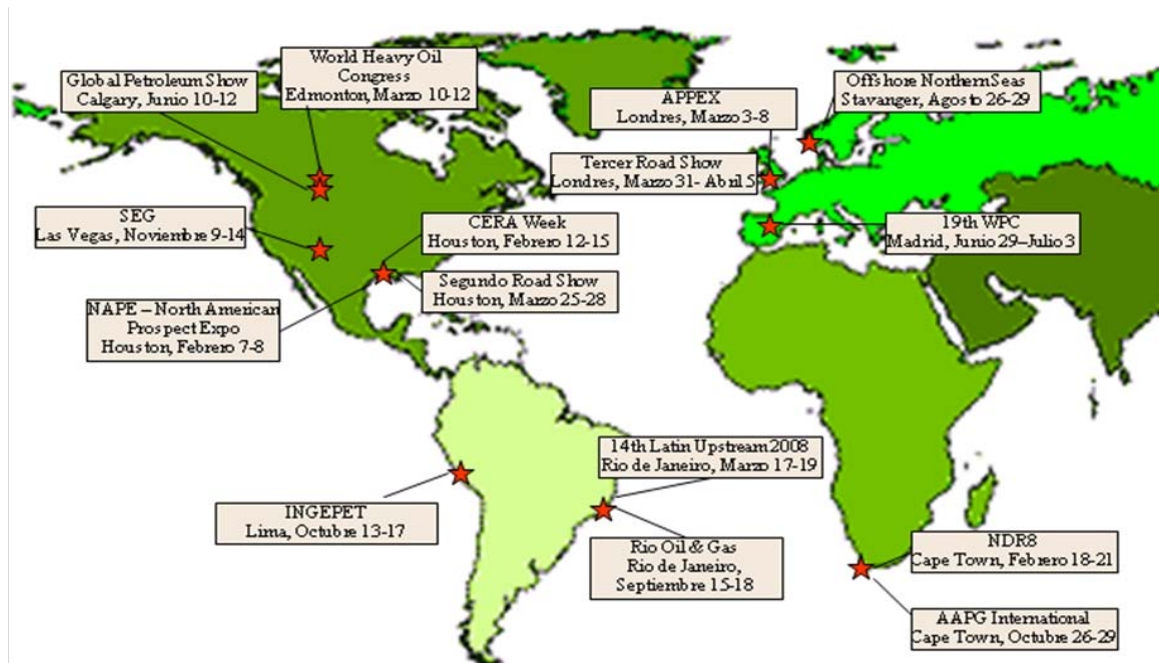
- Mini Ronda 2008



## 2. Fase de activación de contactos

Durante esta fase se busca generar oportunidades para que el mercado objetivo se informe sobre el país como destino de inversión, la ANH y el sector petrolero. El objetivo es lograr aproximadamente 2000 contactos activos.

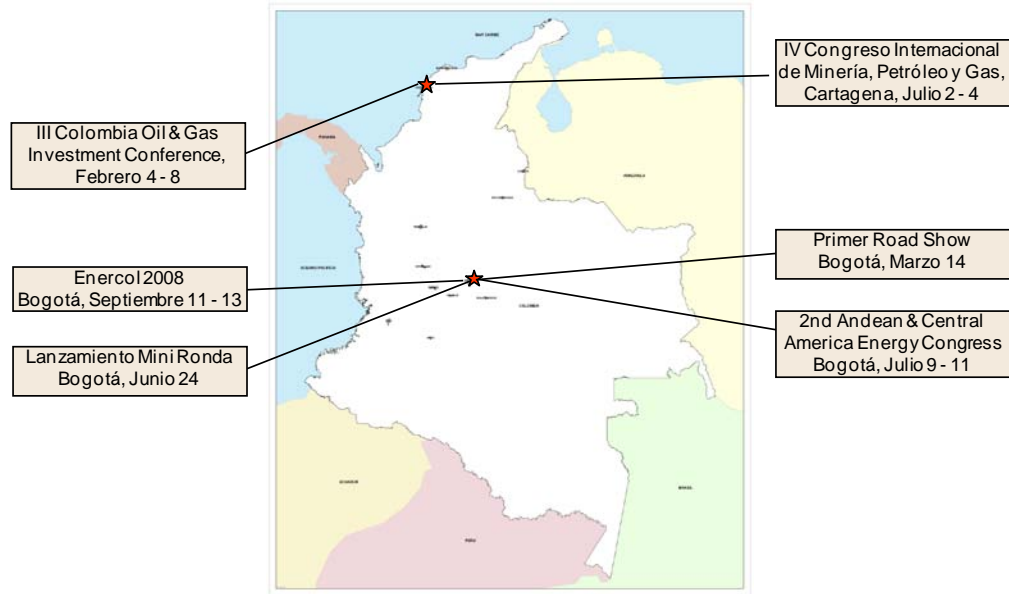
### 2.1 Eventos en el exterior



Para el 2009 la ANH tiene previsto participar en los siguientes eventos, a través de conferencias, patrocinios y stands:

### 3. Fase de promoción de visitas

El objetivo de esta fase es incentivar las visitas a Colombia de multiplicadores y posibles inversionistas. Las actividades que se desarrollan en esta fase comprenden el apoyo de la ANH en eventos que cumplan con este objetivo. De igual manera, la ANH organiza eventos en Colombia.



### 4. Fase de asistencia al inversionista

Tiene como objetivo ofrecer más posibilidades de información a los inversionistas y para esto se ha desarrollado la promoción de rondas licitatorias. En 2008 se realizaron el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, DCP, la Ronda Colombia 2008 y la Mini Ronda 2008. Para promover la Ronda Colombia 2008 se realizó un *Road Show* en Bogotá, Houston y Londres.

De igual forma, se suscribió un contrato con la firma Stratco Consultores Asociados S.A., a través del cual el contratista se comprometió con la ANH a definir y detallar un modelo de actuación comercial y de servicio al cliente, identificar elementos que se requieren para su puesta en marcha y generar un plan estratégico del área comercial, que asegure la alineación de sus acciones a los objetivos corporativos de la Agencia.

### 5. Otras actividades de apoyo

Marca País: “Colombia es Pasión” es un programa del gobierno nacional que la ANH apoyó de forma activa. El objetivo principal era atraer inversionistas para el sector de hidrocarburos. La estrategia fue implementar un mecanismo de

comunicaciones a nivel nacional e internacional, dirigido a divulgar la información positiva sobre el país y a generar un sentimiento de pertenencia, con el fin de facilitar el camino promocional y llegar al público objetivo de la ANH.

## 6. Cumplimiento de indicadores

Para el 2008, empresas internacionales nuevas que firman contratos de E&P:

R E A L		Empresas Establecidas	Empresas Internacionales Nuevas	Empresas que firman contratos
	PLAN	26	4	30
	E&P	21	1	22
	TEA	8	4	12
	Total	29	5	34

Contratos: 59

Atracción de nuevas empresas:

	Plan	Logro
Empresas internacionales nuevas en Colombia	4	5
Empresas existentes en Colombia	26	29

<b>TOTAL</b>	<b>30</b>	<b>34</b>
--------------	-----------	-----------

**ASIGNACIÓN DE ÁREAS**

Se han orientado los esfuerzos a la asignación de áreas mediante la suscripción de 43 contratos de exploración y producción y 16 contratos de evaluación técnica, que desarrollan actividades de exploración y evaluación: adquisición de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios y trabajos de evaluación técnica, de acuerdo con los requerimientos de cada área, entre otras.

## 1. Propuestas de contratación directa

En 2008 se recibieron 49 propuestas de contratación directa de las cuales 11 fueron para contrato de Evaluación Técnica, TEA, 24 de contrato de Exploración y Producción, E&P, y 14 por conversión de contratos de evaluación técnica a exploración y producción.

Estado de las propuestas	E&P	E&P/TEA	TEA	Total
Contrato firmado	3	4	5	12
Por firmar (aprobada CD)	2	3	0	5
Conforme	0	0	1	1
Admitida	1	0	1	2
Devuelta o no admitida	18	4	2	24
Recibida	0	3	2	5
<b>TOTAL</b>	24	14	11	49

En este cuadro no se contabilizaron aquellos contratos firmados en 2008 que venían de propuestas recibidas en 2007 y tampoco las propuestas recibidas ni contratos firmados en el marco de los procesos competitivos de 2008: Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, Ronda Colombia y Mini Ronda, que se tratan de manera separada en el presente aparte del informe.

## 2. Relación inversión versus contratos

De los contratos E&P, incluidos los contratos E&P sobre TEA, correspondientes a contratación directa suscritos en 2008, se presentó un promedio de inversión por hectárea en la primera fase de USD 56/ha, encontrándose el E&P/TEA Cabrestero de la cuenca Llanos con el más alto nivel de inversión por hectárea con cerca de USD 117/ha.

En cuanto a los contratos TEA de contratación directa suscritos en 2008, el nivel promedio de inversión de los contratos suscritos fue de USD 3.10/ha.

## 3. Área total asignada

En 2008, por concepto de propuestas recibidas de contratación directa en esa vigencia y que se firmaron en la misma anualidad, se adjudicaron cerca de 3.200.000 ha.

#### 4. Proceso de solicitud de ofertas- Proyecto de desarrollo de crudos pesados

Dentro de este proceso especial de solicitud de ofertas se recibieron propuestas de 20 compañías, que hacían parte de la lista corta, de las que 12 quedaron habilitadas para participar como operadoras. Como resultado de las propuestas presentadas, la ANH recibió 17 para los ocho bloques, que se reflejaron en la adjudicación y autorización por parte del Consejo Directivo de la ANH para la suscripción de los respectivos contratos TEA especiales. A continuación se presenta la información general de cada uno de los bloques adjudicados:

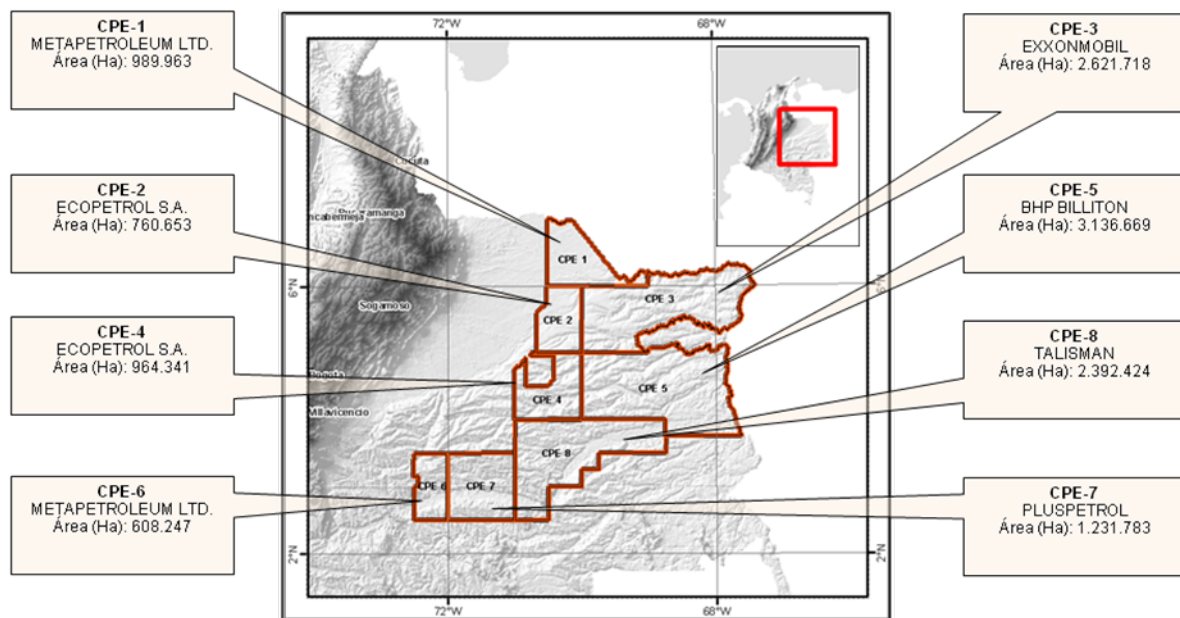


Figura 3. Áreas de crudos pesados.

PROYECTO DE DESARROLLO DE CRUDOS PESADOS - DCP				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
CPE - 1	META PETROLEUM LTD.	1,0	9.500.000	21.600.000
CPE - 2	UNIÓN TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH – SUCURSAL COLOMBIA y ECOPETROL S.A.	1,0	13.900.000	63.600.000
CPE - 3	EXXONMOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA (VICHADA) LIMITED	1,0	15.900.000	9.100.000
CPE - 4	UNIÓN TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH – SUCURSAL COLOMBIA y ECOPETROL S.A.	1,0	14.540.000	79.400.000
CPE - 5	UNIÓN TEMPORAL BHP BILLITON PETROLEUM (COLOMBIA) CORPORATION y SK ENERGY CO., LTD	1,0	17.900.000	32.200.000
CPE - 6	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM y TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD	2,0	11.820.000	37.600.130
CPE - 7	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION y KOREA NATIONAL OIL CORPORATION	1,0	18.240.000	39.520.000
CPE - 8	UNIÓN TEMPORAL TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD y ECOPETROL S.A.	1,0	30.040.000	39.100.300

Se adjudicaron 12.705.798 ha que corresponden al 100% del área total ofrecida en esta solicitud de ofertas.

## 5. Proceso competitivo-Ronda Colombia 2008

En este proceso se estructuraron los términos de referencia para contratar 43 bloques de exploración y producción distribuidos en diferentes áreas. Durante su desarrollo se puso a disposición de las compañías interesadas en participar un paquete con información técnica de los bloques de las áreas denominadas Cesar-Ranchería & Guajira, Sinú-San Jacinto Norte, Cordillera Oriental y Llanos Orientales Área Occidental, y se llevaron a cabo varias sesiones aclaratorias con el fin de resolver dudas.

Se recibieron propuestas de 41 empresas, de las que 35 quedaron habilitadas para participar como Compañías Habilitadas Operadoras. Como resultado de las ofertas entregadas el siete de noviembre de 2008, la ANH adjudicó, previa autorización del Consejo directivo, la suscripción de los respectivos contratos E&P especiales. A continuación se presenta la información general de cada uno de los bloques adjudicados:

RONDA COLOMBIA 2008				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
CPO-1	META PETROLEUM LTD.	6,0	19.000.000	200.000
CPO-2	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION - KOREA NATIONAL OIL CORPORATION	25,0	25.000.000	1.300.000
CPO-3	UNIÓN TEMPORAL PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION - KOREA NATIONAL OIL CORPORATION	25,0	25.000.000	1.300.000
CPO-4	SK ENERGY CO. LTD.	31,0	29.000.000	2.400.000
CPO-5	ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA	23,0	31.000.000	1.100.000
CPO-6	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	39,0	18.900.000	1.600.000
CPO-7	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	47,0	19.400.000	1.600.000
CPO-8	ECOPETROL S.A.	24,0	50.800.000	600.000
CPO-9	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD.	17,0	66.250.000	600.000
CPO-10	ECOPETROL S.A.	20,0	45.900.000	500.000
CPO-11	ECOPETROL S.A.	19,0	61.900.000	600.000
CPO-12	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM LTD. - CEPOLSA - TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD.	28,0	42.250.000	1.400.000
CPO-13	UNIÓN TEMPORAL TECPECOL S.A. - INEPETROL S.A.	32,0	21.260.000	300.000
CPO-14	UNIÓN TEMPORAL META PETROLEUM LTD. - CEPOLSA	2,0	42.250.000	200.000
CPO-17	HOCOL S.A.	12,0	30.200.000	306.000
SSJN-1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	20,0	12.000.000	800.040
SSJN-3	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD.	2,0	52.500.000	200.000
SSJN-4	ECOPETROL S.A.	14,0	53.500.000	400.000
SSJN-5	UNIÓN TEMPORAL SK ENERGY CO. LTD. - PETROPULI LTDA.	23,0	29.500.000	2.300.000
SSJN-7	UNIÓN TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD. - ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA - SSJN-7	14,0	55.400.000	1.300.000
SSJN-9	HOCOL S.A.	18,0	64.350.000	306.000
CR-1	UNIÓN TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA LTD. - PETROBRAS COLOMBIA LIMITED - CR1	22,0	21.250.000	800.000

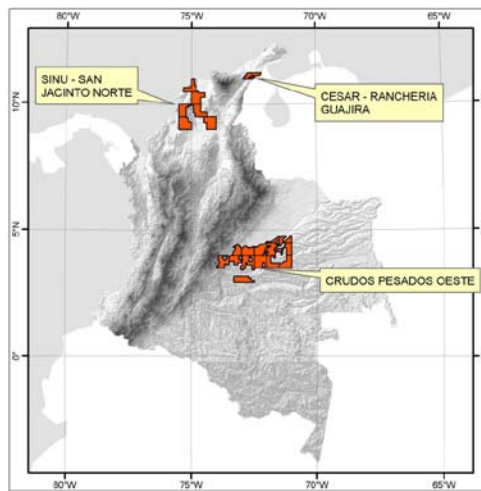


Figura 4. Áreas Ronda Colombia 2008

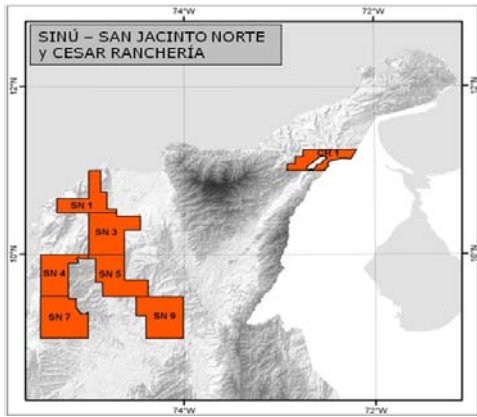


Figura 5. Áreas Ronda Colombia 2008

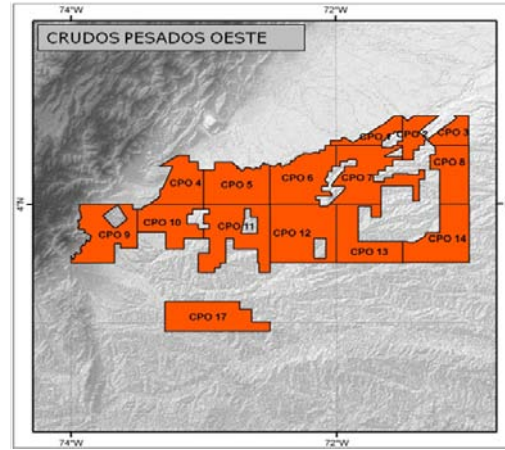


Figura 6. Áreas Ronda Colombia 2008

Se adjudicaron 4.189.082 ha que corresponden al 53 % del área total ofrecida en este proceso de selección.

## 6. Proceso competitivo-Mini Ronda 2008

En este proceso se estructuraron los términos de referencia para contratar 102 bloques de exploración y producción distribuidos en diferentes áreas. Se entregó a las compañías interesadas en participar un paquete con información técnica de los bloques de las áreas denominadas Valle Medio del Magdalena-Catatumbo, Valle Superior del Magdalena, Llanos Orientales, Putumayo y Cordillera Oriental y se hicieron varias sesiones aclaratorias con el fin de resolver las dudas de las compañías participantes.

Se recibió documentación de 75 compañías y 45 quedaron habilitadas como Compañías Habilitadas Operadoras. Como resultado de las ofertas recibidas en el acto que se llevó a cabo el 4 de diciembre de 2008, se adjudicaron 42 bloques, previa aprobación del Consejo Directivo para la suscripción de los respectivos contratos. A continuación se presenta la información general de cada uno de los bloques adjudicados:



MINI RONDA 2008				
BLOQUE	COMPAÑÍA	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN (X%)	INVERSIÓN TOTAL	
			PROGRAMA MÍNIMO EXPLORATORIO (USD\$)	INVERSIÓN ADICIONAL (USD\$)
LLA4	ECOPETROL S.A.	1,0	45.540.000 ó 31.140.000	8.100.000
LLA9	ECOPETROL S.A.	1,0	40.300.000 ó 27.800.000	3.600.000
LLA10	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	9.200.000	1.100.000
LLA14	ECOPETROL S.A.	1,0	40.800.000 ó 28.200.000	7.800.000
LLA16	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	1,0	8.700.000	30.200.000
LLA17	UNIÓN TEMPORAL KINETEX SUCURSAL COLOMBIA- RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED	1,0	21.700.000	11.200.000
LLA18	GOLDEN OIL CORPORATION	7,0	15.800.000	15.000.000
LLA19	GEOKINETICS INTERNATIONAL INC	2,0	6.500.000	1.500.000
LLA20	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	1,0	8.595.000	16.900.000
LLA21	OMEGA ENERGY COLOMBIA	3,0	13.900.000	5.900.000
LLA22	CEPCOLSA	1,0	26.811.000 ó 18.311.000	5.215.000
LLA23	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	5.700.000	1.300.000
LLA24	BD PRODUCTION CO INC	1,0	5.460.000	5.200.000
LLA25	PETROMINERALES COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	1,0	11.070.000	2.200.000
LLA26	CEPCOLSA	1,0	25.331.000 ó 17.831.000	40.200.000
LLA27	NCT ENERGY GROUP C.A., COLOMBIA	4,0	11.180.000	2.700.000
LLA29	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	1,0	8.025.000	21.000.000
LLA30	UNIÓN TEMPORAL PETROANDINA RESOURCES INC-COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	1,0	8.400.000	10.200.000
LLA31	PETROMINERALES COLOMBIA LTD. SUCURSAL COLOMBIA	1,0	10.995.000	11.400.000
LLA32	UNIÓN TEMPORAL TC OIL & SERVICES S.A.- RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED	1,0	24.100.000	12.300.000
LLA33	THORNELOE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	3,0	17.190.000	12.775.000
LLA34	UNIÓN TEMPORAL WINCHESTER OIL AND GAS S.A - RAMSHORN INTERNATIONAL LIMITED	1,0	24.900.000	12.500.000
LLA36	MONTECZ S.A.	3,0	11.900.000	1.000.000
VMM1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC	5,0	9.800.000	8.600.000
VMM2	PETROTESTING COLOMBIA S.A.	3,0	21.020.000	2.860.000
VMM4	GOLDEN OIL CORPORATION	7,0	15.200.000	4.200.000
VMM6	ECOPETROL S.A.	1,0	38.724.000 ó 27.224.000	1.100.000
VMM9	PETROLEOS COLOMBIANOS LIMITED	3,0	10.410.000	5.500.000
VMM12	INGENIERÍA, CONSTRUCCIONES Y EQUIPOS CONEQUIPOS ING. LTDA.	1,0	5.300.000	6.000.000
VMM13	PETROPULI LTDA.	2,0	5.250.000	15.100.000
VMM14	OPICA BLC S.A.	2,0	8.300.000	8.800.000
VMM15	GOLDEN OIL CORPORATION	7,0	11.200.000	10.000.000
VMM17	MORICAL PETROLEO Y GAS CA	1,0	2.800.000	300.000
VMM18	CONSORCIO ENERGÍA COLOMBIA S.A CENERCOL S.A	2,0	6.500.000	1.100.000
VSM10	HOCOL S.A.	6,0	24.780.000	15.000.000
VSM32	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	2,0	39.224.000	100.000
COR7	TECHNICAL INTEGRATED SERVICES INC.	3,0	4.400.000	2.100.000
COR12	PETROLERA MONTERRICO S.A.	3,0	4.500.000	500.000
COR14	OPERACIONES PETROLERAS ANDINAS S.A.	1,0	3.400.000	200.000
PUT1	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.	5,0	20.700.000	4.600.000
PUT2	INEPETROL S.A.	1,0	13.975.000	700.000
PUT4	PETRÓLEOS DEL NORTE S.A.	1,0	21.090.000	1.600.000

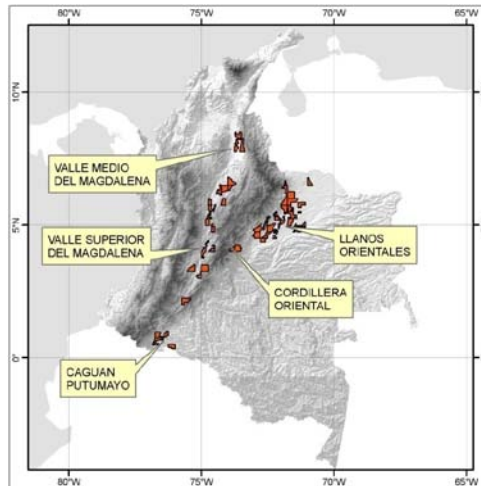


Figura 7. Áreas Mini Rondas 2008.

En total se adjudicaron 1.998.287 ha que corresponden al 39 por ciento del área total ofrecida en este proceso de selección.

## 7. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se resumen los indicadores y su cumplimiento en 2008:

INDICADOR	META	UNIDAD	2008	OBSERVACIONES
CONTRATOS FIRMADOS	30	No. contratos	59	Se superó la meta en 157 por ciento, de acuerdo con los procesos de contratación directa y competitivos.

### 1. Contratos Exploración y Producción - E&P

Desde su creación hasta diciembre de 2008, la ANH ha firmado 170 contratos E&P. Actualmente se encuentran vigentes 151 contratos E&P en etapa exploratoria. Los contratos que se encuentran en etapa de evaluación y explotación se relacionan en el informe correspondiente seguido a contratos en producción.

En relación con los E&P, de los 170 firmados desde la creación de la ANH, 19 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales nueve terminaron durante 2008. El contrato E&P Luna Llena fue terminado por incumplimiento del contratista el 19 de marzo de 2008.

En términos generales, en lo concerniente al cumplimiento de compromisos exploratorios se destaca que durante el 2008 la actividad exploratoria desarrollada condujo a una inversión cercana a los USD400 millones, representada en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos, *re-entry* de pozos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

Durante el año 2008 el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzó un 96,3%. Las desviaciones más frecuentes estuvieron relacionadas, en primer lugar, con comunidades y orden público, y con los factores climáticos en segundo lugar.

El total de pozos exploratorios (A3) perforados en el 2008 fue de 96, con un incremento de 26 pozos respecto al 2007. La distribución de la sísmica adquirida durante el 2008 fue de 4477 km de sísmica 2D y 6947 km<sup>2</sup> de sísmica 3D, para un total de 16.286 km de sísmica 2D equivalente.

Respecto a las visitas para verificar las actividades desarrolladas por los operadores, en el año 2008 la interventoría realizó ocho visitas a los contratos E&P, cinco a registros eléctricos y tres para verificar condiciones referentes a actividades exploratorias o condiciones climáticas.

### 2. Convenios con Ecopetrol

Actualmente se encuentran vigentes 11 convenios de exploración y producción. Dentro de los compromisos contractuales para el 2008 se ejecutaron las siguientes actividades exploratorias: se perforaron once pozos exploratorios (A3) y el total de sísmica adquirida por los contratistas durante el 2008 fue de 875 km de sísmica 2D equivalente.

En los convenios con Ecopetrol, para el 2008 se realizó una inversión cercana a los USD16 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3).

En el año 2008 la interventoría realizó una visita con el fin de verificar las condiciones referentes a problemas acaecidos durante las actividades exploratorias.

### **3. Asociación en exploración y explotación con Ecopetrol**

Actualmente se encuentran vigentes 13 contratos de asociación. En el 2008 renunciaron los contratos de asociación Tierra Negra y Achira. El contrato de asociación Campo Rico pasó al periodo de explotación. Dentro de los compromisos contractuales para el 2008, de las cifras reportadas anteriormente, las siguientes corresponden a actividades exploratorias de contratos en asociación: perforación de 21 pozos exploratorios (A3) y un total de sísmica adquirida por los contratistas de 811 km de sísmica 2D equivalente.

En los contratos de asociación en exploración y explotación con Ecopetrol se realizó una inversión cercana a USD85 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3).

Se pudo establecer que los problemas más frecuentes en los contratos de asociación en exploración y explotación con Ecopetrol están relacionados con comunidades y orden público.

### **4. Contratos de evaluación técnica – TEAs**

Desde su creación, la ANH ha suscrito 73 Contratos de Evaluación Técnica (TEAs). A la fecha, se encuentran vigentes 19 contratos, de los cuales ocho corresponden a Contratos TEAs Especiales asignados en el proceso de crudos pesados especiales. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 59 contratos E&P a partir de 33 contratos TEAs, de los cuales ocho fueron suscritos durante el 2008.

De otra parte, en el año 2008 se inició el proceso de liquidación de los 28 contratos TEAs terminados entre los años 2005 y 2006, de los cuales 23 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y cinco están en trámite de firma de los contratistas. De los 26 contratos finalizados en el 2007, 2008, 12 ya cuentan con acta de liquidación y están en trámite de firma de los contratistas y 14 están en proceso de liquidación.

## 5. Derechos económicos de los contratos E&P y TEAs

DERECHOS ECONÓMICOS	2004 US\$	2005 US\$	2006 US\$	2007 US\$	2008 US\$
CONTRATOS E&P		\$364.879	\$2.001.679	\$2.305.868	\$2.683.691
CONTRATOS DE EVALUACIÓN TÉCNICA	\$311.850	\$1.242.594	\$798.361	\$324.138	\$2.934.310**
TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA	\$355.484	\$392.116	\$652.257	\$916.467	\$669.721*
<b>TOTALES</b>	<b>\$667.334</b>	<b>\$1.999.589</b>	<b>\$3.452.297</b>	<b>\$3.546.473</b>	<b>\$6.287.723</b>

\*USD359.519,82 de Transferencia de tecnología son causados

\*\*Derechos económicos causados contractualmente pagados en 2008

## 6. Resultados de la gestión de seguimiento a la exploración

Km. de sísmica 2D  
equivalente

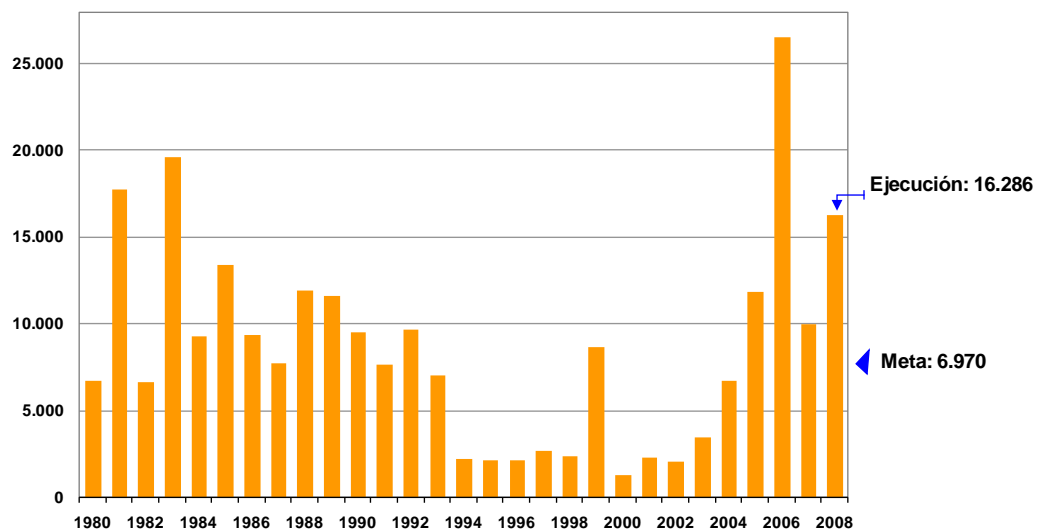


Figura 8 Recuperación de actividad sísmica en el país

No. de pozos perforados

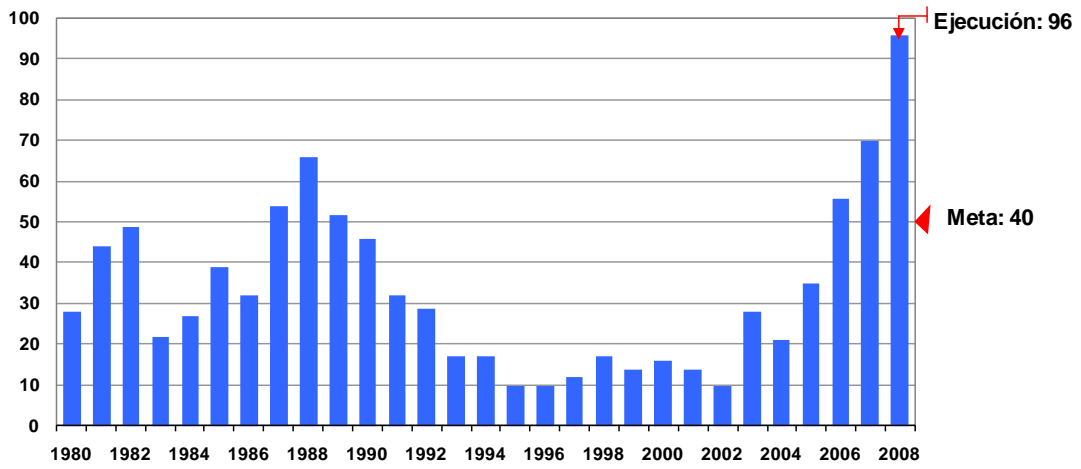


Figura 9 Número de pozos perforados

No. de pozos perforados

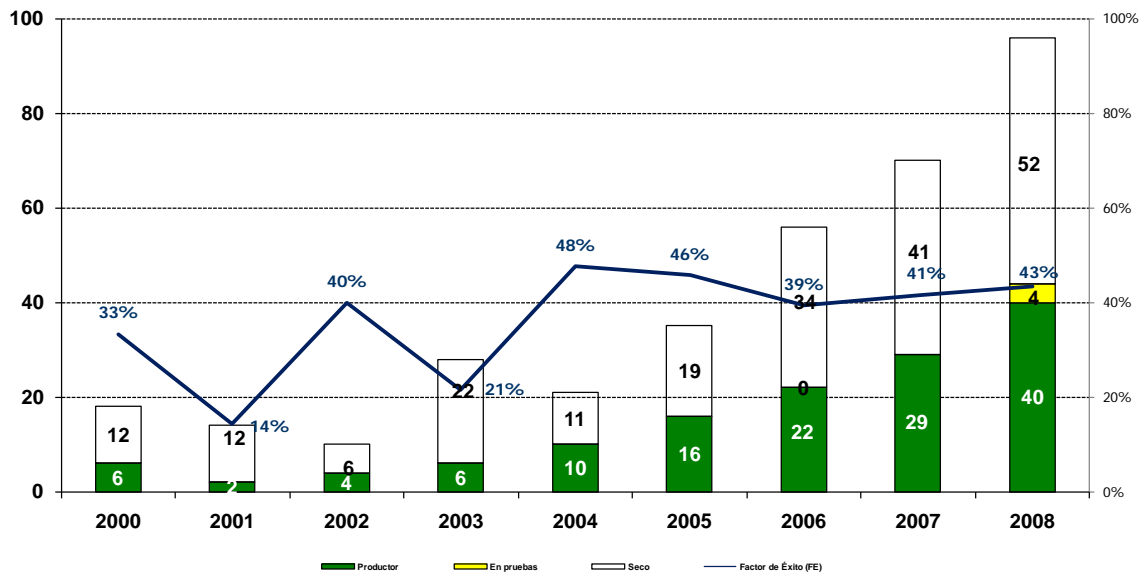


Figura 10 Resumen perforación de pozos A-3

### 1. Planificación de las actividades de seguimiento

Se diseñó una base de datos para presentar: i) El aviso de descubrimiento, ii) El programa de evaluación, iii) La declaración de comercialidad, iv) El plan de explotación, v) El programa de trabajos de explotación y vi) La actualización del plan de explotación.

Asimismo, se incluyeron los términos para dar conceptos y respuestas de acuerdo con los procedimientos establecidos para hacer seguimiento a la producción. Esta base de datos es la formulación del módulo de seguimiento a contratos y convenios en producción, en el Sistema Integrado de Información, SII.

Con el propósito de asegurar que la ejecución de dichos planes y programas se realicen, y se utilicen y se aprovechen los recursos, en forma racional e integral, se contrató a la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos, Acipet, en su calidad de cuerpo técnico consultivo del gobierno en materia de hidrocarburos, para que revise a la luz de las buenas prácticas de la industria, los informes presentados por las compañías, en lo que respecta a las actividades y operaciones que efectuarán. Para tal efecto, se suscribió el Contrato No. 111 de 2008 con Acipet cuyo objeto es evaluar, analizar y validar técnicamente la información y los resultados presentados por los operadores en los informes relacionados con el descubrimiento, evaluación y explotación de los campos productores, a la luz de lo establecido en el contrato E&P y la reglamentación vigente. Las actividades que se llevaron a cabo para cada caso son:

- Validar el modelo geológico: Sísmica, mapas, registros eléctricos, análisis de laboratorio disponibles (corazones, muestras de pared, etcétera).
- Verificar el modelo de yacimiento: caracterización, propiedades, volúmenes, presiones, reservas y pronósticos de producción.
- Analizar los resultados del completamiento y pruebas de los pozos.
- Verificar, en concordancia con los resultados de la evaluación, el plan de desarrollo: pozos a perforar, métodos y facilidades de producción, pronóstico de producción y/o inyección.
- Verificar, en concordancia con los niveles de producción actuales y esperados, el tratamiento y medición de los fluidos producidos.
- Analizar el impacto social y ambiental.

Se continuó con los contratos de interventorías para los E&P y se contrató para el seguimiento a los convenios firmados con Ecopetrol. Dichas interventorías permitieron realizar el control a todas y cada una de las tareas relacionadas con la producción, así como al cumplimiento de los compromisos adquiridos.

También garantizaron el seguimiento, por parte de personal capacitado, de las funciones de inspección e interventoría de los contratos, que incluyen visitas de campo para supervisar los trabajos en los pozos, recopilar documentación técnica, reportes de la visita, certificaciones, comunicaciones escritas y reuniones de la interventoría, acompañados de reportes e informes a la ANH, con una periodicidad definida. Por otra parte, se implementó el informe de seguimiento a los contratos y convenios en producción, que reporta una vez a la semana el avance de operaciones de los descubrimientos.

Como parte del seguimiento a la producción de los contratos de la ANH, se desarrollaron 33 visitas a campo. Nueve para ver el desarrollo y resultados de las pruebas de formación en los pozos y 24 de medición para verificar los procedimientos y equipo empleado, para determinar la calidad y cantidad del crudo en el punto de fiscalización aprobado por el Ministerio de Minas y Energía, MME, y la disposición de los demás fluidos producidos.

### **1.1. Auditorías de medición**

Dentro del Plan de mejora del seguimiento a los contratos en producción, se estableció la ventaja de realizar auditorías de medición a los campos en producción, de las que resultan oportunidades de mejora que garantizan la calidad de la información que debe ingresar al Sistema de Monitoreo Remoto de Producción y aseguran la veracidad de las mediciones de la producción fiscalizada y gravable, para efectos de la liquidación de regalías y derechos económicos.

Las auditorías de medición permiten definir el cumplimiento de las compañías en la aplicación de las normas y estándares definidos para la medición de hidrocarburos. Como resultado de estas auditorías se podrán definir y determinar listas de verificación para evaluar con objetividad los sistemas de medición en cuanto a cantidad y calidad y exigir la optimización de los sistemas de gestión de medición.

Las actividades se adelantarán mediante la contratación de una firma especializada y asegurarán que los sistemas de medición cumplan con:

- Los límites aceptables que imponen las normativas internacionales aplicables.
- Los límites de operación de cada estación dado su nivel de tecnología y condiciones de operación.
- La evaluación y análisis de los mejores métodos y procedimientos utilizados para obtener el balance de productos (stock teórico/stock real) y la conciliación de crudo.
- La inspección de los balances de producto correspondientes a un periodo relevante (últimos dos meses) al tomar como punto de partida un stock inicial real, que considere las transferencias de entradas y los despachos



reales, y comparar el stock final teórico con el stock final real del balance contable a un cierre determinado.

- La verificación de todos los elementos y sistemas de medición estática y dinámica utilizados en la transferencia de custodia, incluidas las mediciones automáticas por el sistema radar.
- La revisión de las rutinas y políticas de mantenimientos y re-calibración.

## **1.2. Monitoreo remoto de producción**

La ANH, contrató con la firma NCT la formulación del proyecto piloto para la automatización del proceso de fiscalización de hidrocarburos en la Fase I- Desarrollo de la ingeniería básica, con el fin de obtener la información necesaria para tomar decisiones frente al manejo de la producción de hidrocarburos e incentivar y promover el desarrollo de buenas prácticas en el país, así como la innovación tecnológica que las soporte. La Fase I- incluye:

- Recopilación y análisis de información requerida para caracterizar el campo seleccionado como piloto, en términos de medición fiscal.
- Visitas de levantamiento de información en campo como parte de la recopilación de información.
- Análisis de opciones técnicas de solución factibles en un contexto de costo-riesgo-beneficio.
- Desarrollo de especificaciones técnicas funcionales de la solución.
- Estimado de costos de la solución.
- Desarrollo de un documento de ingeniería básica.
- Elaboración y especificación de compra e instalación.

Por otra parte, la ANH precisa un manejo adecuado de toda la información técnica de producción y reservas de los pozos de petróleo y gas de una manera organizada, integrada y centralizada para hacer un seguimiento oportuno de la producción y control de la información, con el fin de tomar decisiones en los diferentes niveles dentro de la organización.

De acuerdo con lo anterior, se identificó la necesidad de incluir un módulo en el SII que permita capturar y recibir las mediciones de los parámetros de producción en las baterías de producción, recibir en tiempo real la información de las pruebas de potencial de los pozos, realizar el balance de producción diaria por campo y tener la visualización gráfica de la historia de producción de fluidos de cada pozo.

## **1.3. Contratos de exploración y producción-E&P**

A continuación presentamos las etapas en que se encuentran los referidos contratos:

Durante la vigencia del año 2008 hubo 22 avisos de descubrimiento:

No.	CONTRATO	POZO	FECHA
1	AZAR	Palmera-1	5-nov-08
2	BRISA-LOMALARGA-DINA -POTRERILLO	Arrayán-1ST	26-dic-08
3	BRISA-LOMALARGA-DINA -POTRERILLO	Tempranillo-1	21-jul-08
4	CACHICAMO	Ciriguelo-1	27-jun-08
5	CACHICAMO	Hoatzin-1	28-jun-08
6	CASCABEL	Tijeras-1	23-dic-08
7	CATGUAS	Tres Curvas-1	11-ene-08
8	CORCEL	Corcel-C1	16-sep-08
9	CRAVO VIEJO	Gemar-1	18-sep-08
10	CUISINDE	Tenax-1	23-abr-08
11	DOROTEA	Dorotea-A1	10-ago-08
12	GUACHIRIA SUR	Palmitas-2	6-ago-08
13	GUASIMO	Lisa-1	30-dic-08
14	LA CRECIENTE	La Creciente-D1	22-abr-08
15	LAS ÁGUILAS	Conga-1	7-feb-08
16	LAS GARZAS	Las Garzas Doradas-B1	12-ago-08
17	LEONA	Leona B-1	13-jun-08
18	LISAMA-NUTRIA	Lisama Norte-1PST5	18-nov-08
19	NASHIRA	Nashira-1	11-ago-08
20	OMBÚ	Capella-1	25-sep-08
21	PAJARO PINTO	Catartes-1	11-dic-08
22	RÍO VERDE	Boral-1	17-sep-08

Los siguientes descubrimientos entraron en la etapa de evaluación, durante el año 2008:

No.	CONTRATO	POZO	FECHA
1	CACHICAMO	Ciriguelo-1	15-oct-08
2	CACHICAMO	Hoatzin-1	10-oct-08
3	CATGUAS	Tres Curvas-1	12-mar-08
4	CRAVO VIEJO	Gemar-1	25-nov-08
5	DOROTEA	Dorotea-A1	17-oct-08
6	LA CRECIENTE	La Creciente-D1	27-jun-08
7	LAS GARZAS	Las Garzas Doradas-B1	15-oct-08
8	LEONA	Leona-B1	16-sep-08
9	NASHIRA	Nashira-1	22-sep-08
10	PLATANILLO	Platanillo 2	9-ene-08
11	RIO VERDE	Boral-1	4-nov-08

Durante el año 2008, los siguientes campos culminaron la etapa de evaluación y se declaró la comercialidad de los siguientes campos:

No.	CONTRATO	CAMPO	FECHA
1	CORCEL	Corcel A	17-dic-08
2	CUBIRO	Arauco	18-nov-08
3	CUBIRO	Careto	4-ene-08
4	CUISINDE	Tenax	29-may-08
5	JOROPO	Ojo de Tigre	24-sep-08
6	LA CRECIENTE	La Creciente A	11-nov-08
7	MORICHE	Mauritía Norte	13-nov-08
8	SIRIRÍ	Gibraltar	17-ene-08

Durante el año 2008, presentaron el plan de explotación los siguientes:

No.	CONTRATO	CAMPO	FECHA
1	CUBIRO	Careto	4-dic-08
2	JOROPO	Ojo de Tigre	18-dic-08
3	SIRIRÍ	Gibraltar	17-abr-08

#### 1.4. Convenios de explotación

De las áreas en explotación de operación directa de Ecopetrol, durante 2008, se celebraron cinco convenios que sumados a los 40 firmados en 2007 y seis suscritos en 2006 dan un total de 51.

#### 1.5. Derechos económicos por producción

Para liquidar los derechos económicos generados por la producción proveniente de los contratos E&P, se hizo el cálculo del factor de actualización del índice previsto en la cláusula 16, numeral 16.2, de acuerdo con la variación anual del índice de precios al productor 2006-2005 de los Estados Unidos, para bienes finales.

Obteniendo como resultado USD 0,1119 para hidrocarburos líquidos y USD 0,01119 para gas, para la liquidación correspondiente al año 2008.

Los siguientes son los valores liquidados por concepto de derechos económicos por producción de hidrocarburos:

No.	CONTRATO	COBRO US\$
1	BUENAVISTA	1.642,54
2	CABIONA	14.215,16
3	CACHICAMO	5.736,89
4	CARBONERA	1.360,55
5	CATGUAS	562,75
6	CHAZA	111.968,62
7	CORCEL	93.539,28
8	CRAVOVIEJO	55.506,06
9	CUBIRO	27.806,66
10	DOROTEA	30.672,88
11	ESPERANZA	1.544,01
12	GUARROJO	89.535,30
13	LA CRECIENTE	64.761,36
14	LEONA	2.533,86
15	LOS HATOS	2.244,99
16	MORICHE	2.339,49
17	NASHIRA	2.241,59
18	OROPENDOLA	303,9
19	PLATANILLO	1.538,15
20	RIOVERDE	17.385,09
21	YAMU	13.782,99
<b>TOTAL</b>		<b>541.222,12</b>

En la siguiente tabla se relaciona lo correspondiente a liquidación por Transferencia de Tecnología, por explotación:

No.	CONTRATO	COBRO US\$
1	BUENAVISTA	341,84
2	CORCEL	594,62
3	CUBIRO	2.930,07
4	ESPERANZA	306,90
5	LA CRECIENTE	2.144,65
6	LOS HATOS	453,50
7	MORICHE	86,49
8	RIOVERDE	2.690,80
9	YAMU	3.195,28
<b>TOTAL</b>		<b>12.744,15</b>

## 1.6. Reporte nacional de producción diaria y mensual

Como Plan de mejora, se implementó la metodología para la verificación de la producción mensual de los contratos de exploración y producción, los contratos de asociación y los convenios. Dentro de la planificación, administración y coordinación del seguimiento a la producción se formuló el módulo de seguimiento a la producción fiscalizada y gravable de producción de petróleo y gas, cuyo fin es realizar el balance de la producción de petróleo y gas en tiempo real y verificar el balance de producción mensual de los contratos E&P en explotación. Además, incluye datos de pronóstico y producción de petróleo y gas del país para verificar la desviación de la producción real versus pronóstico y generar los informes de producción requeridos en los procesos de planeación e indicadores de producción.

En 2008 se registró un promedio de producción anual de 588 kbpd que superó el del año anterior de 531 kbpd.

El de gas natural comercializado para 2008 fue de 874 Mpcd que rebasó el de 2007 que fue de 730 Mpcd.

A diciembre de 2008 la producción de los contratos E&P suscritos por la ANH fue de 4 kbpd provenientes de las cuencas Llanos, Putumayo, Catatumbo y Cordillera Oriental, y 35 Mpcd de gas comercializado de las cuencas Valle Inferior del Magdalena y Catatumbo.

La siguiente tabla muestra el nivel de producción promedio de crudo en miles de barriles por día (kbpd) de 2008 que siempre ha estado por encima de la meta del gobierno.

	2008												Promedio
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic (P)	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	543	549	549	552	561	563	566	571	580	587	590	562	
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	13	15	14	16	18	22	22	32	30	36	34	32	<b>588</b>
Producción crudo total (kbpd)	556	564	563	568	579	585	588	603	610	623	624	594	
Proyección Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB													540

Figura 11. Producción promedio de crudo 2008 (kbpd).

A continuación se muestra el nivel de producción promedio de crudo, proveniente de nuevos descubrimientos, en miles de barriles por día (kbpd) durante el año 2008.

Producción Crudo contratos ANH (Kbpd)												
2008												
ene	feb	mar	abr	may	jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	prom.
13	15	14	16	18	22	22	32	30	35	34	32	24

La siguiente tabla muestra el nivel de producción promedio de gas que siempre ha estado por encima de la meta del gobierno.

	2008												Promedio
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic (P)	
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	796	827	840	857	865	815	814	837	916	880	841	782	
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	28	35	35	40	35	36	27	35	29	35	44	41	<b>874</b>
Comercialización gas total (Mpcd)	824	862	875	897	900	851	841	872	945	915	885	823	
Proyección comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													<b>780</b>

Figura 12. Comercialización promedio de gas 2008 (Mpcd).

La siguiente tabla muestra el nivel de producción promedio, correspondiente a nuevos descubrimientos de gas en millones de pies cúbicos por día (Mpcd) durante el año 2008.

Producción Gas contratos ANH (Mpcd)												
2008												
ene	feb	mar	abr	may	jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	prom.
28	35	35	40	35	36	27	35	29	35	44	41	35

## 2. Producción Campos Tello-La Jagua

Durante la vigencia 2008 en los Campos Tello y La Jagua adicional a las actividades propias de mantenimiento de la operación de los campos de producción, se continuó con la implementación del Plan Inicial de Trabajo, concertado entre la ANH y Ecopetrol S.A. en el marco del contrato de exploración y explotación de hidrocarburos, suscrito en 2007. Este plan que tiene una duración de dos años, contados a partir de la fecha de suscripción del contrato, contempla actividades encaminadas al óptimo desarrollo del campo.

De otra parte, el 29 de diciembre de 2008 la ANH y Ecopetrol S.A. suscribieron el Otrosí No.1 al Contrato de Exploración y Explotación de hidrocarburos Campos Tello y La Jagua mediante el cual se adicionó al contrato el área denominada "CARDONAL", extensión aproximada de 7.559,90 hectáreas, y las cláusulas relacionadas con la exploración de hidrocarburos, las que son aplicables únicamente a dicha área.

La producción promedio diaria de los campos Tello y La Jagua durante el año 2008 fue de 6.995 bpd, el detalle se muestra en la siguiente tabla:

Mes	Producción (bpd)
enero-08	7.118
febrero-08	6.891

Mes	Producción (bpd)
marzo-08	6.269
abril-08	7.042
mayo-08	6.668
junio-08	7.280
julio-08	7.515
agosto-08	7.695
septiembre-08	6.985
octubre-08	6.769
noviembre-08	6.880
diciembre-08	6.826

### 3. Regalías Campos Tello-La Jagua

De acuerdo con la Ley 746, artículo 39, el porcentaje de las regalías a pagar para Campos Tello-La Jagua es de 14,5% más 12 %, para un total 26,5%. Por lo tanto, según los barriles producidos totales en 2008 (2.553.855), el valor aproximado a transferir de regalías es equivalente a 667.772 barriles de crudo.

Se realizó el cobro de las regalías que generó la producción de Campos Tello-La Jagua, de acuerdo con las liquidaciones provisionales y definitivas suministradas a la ANH por la Dirección de Hidrocarburos del MME.

### 4. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se resumen los indicadores y su cumplimiento en 2008.

INDICADOR	META	UNIDAD	TOTAL 2008	OBSERVACIONES
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA DE CRUDO	540	KBPD <sup>1</sup>	588	Se evidencia el cumplimiento de la meta establecida para alcanzar en promedio el 109%.
PRODUCCIÓN PROMEDIO DIARIA DE GAS	780	MMPCD <sup>2</sup>	874	Se evidencia el cumplimiento de la meta establecida para alcanzar en promedio el 112%.

<sup>1</sup> Miles de barriles de petróleo por día

<sup>2</sup> Millones de pies cúbicos por día

## MANEJO DE RESERVAS

Mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, se adoptó la metodología SPE/WPC/AAPG/SPEE para la valoración de recursos y reservas de hidrocarburos. El sistema fue adoptado en su generalidad por la industria del petróleo y comprende todo el portafolio de reservas que incluye reservas probadas, probables y posibles y recursos contingentes y prospectivos. Los recursos remanentes consideran el estatus del proyecto y el conocimiento geológico económica y comercialmente viable. También está armonizada con la clasificación IAEA/NEA (Uranio) y con la CMMI/CRISCO (otros minerales) y fue acogida por la United Nations Economic and Social Council en 1997, que recomendó su uso mediante la decisión ECOSOC 226/1997 (incorporada mediante el documento *United Nations International Framework Classification for Reserves/Resources-Solid Fuel and Mineral Commodities*) y la UNECE, *Committee on Sustainable Energy* en 2001 (document ECE/ENERGY/47).

Además, se creó la base de datos de reservas por campo, que es la formulación del módulo de manejo de reservas en el SII de la ANH, para generar los informes de reservas requeridos en los procesos de planeación e indicadores de reservas.

Para la verificación en los términos del plan de mejora para el manejo de reservas, que consiste en la adquisición de una solución de manejo integral de producción y reservas, se construyó una matriz que incluye las reservas probadas, probables y posibles de petróleo y gas para 2005, 2006 y 2007. En relación con los recursos y con la prospectividad, se consideraron las reservas prospectivas de los informes de contratos TEA y de los E&P.

Adicionalmente, en la Solución piloto del modulo de control de producción y reservas adscrito al Sistema Integrado de Información de la ANH, se incluyó el módulo de de reservas, que:

- Permite manejar y consolidar información de reservas a nivel corporativo.
- Realiza Back-Up's de una manera organizada sobre la información almacenada.
- Permite la definición de participaciones [intereses] de las compañías para cada campo o activo de acuerdo a lo estipulado en los contratos.
- Facilita la adecuación de la categorización de los tipos de reservas con base en el plan corporativo. En resumen, la aplicación permite crear niveles de categoría de reservas de acuerdo a los lineamientos establecidos por el sistema internacional de clasificación de recursos definido por la SPE/WPC/AAPG y SPEE en su último documento público.
- Facilita la asignación de las compañías que por manejar reservas deben reportar a la ANH.



- Maneja la estandarización y homologación de nombres de entidades propias al manejo de la información de reservas.
- Permite el cierre de balances y pronósticos de valores para los años posteriores.
- Asegura la utilización de documentos soporte de ingeniería y manejo de link a repositorios de información que soportan el cambio y actualización de reservas.
- Facilita la clasificación de reservas en términos geográficos, unidades de negocio, regalías, campos, pozos y contratos entre otros para un adecuado manejo de la información.
- Permite realizar Roll-up mensual, trimestral y anual de los volúmenes de reservas y flujos de caja.
- Mantiene documentación histórica de reservas.
- Garantiza un mecanismo ágil para actualizar la información de reservas (volúmenes).

## 1. Reservas de crudo y gas

La siguiente tabla muestra las reservas remanentes de crudo al 31 de diciembre de 2008, la producción total, la incorporación anual y las nuevas reservas y reevaluaciones. La relación R/P hace referencia al número de años de autosuficiencia que se tendrían si se mantiene el nivel de producción por año y no se incorporan nuevas reservas.

<b>RESERVAS a 31-Dic-08 (MBBL)</b>	1.180
<b>PRODUCCION AÑO 2008 (MBBL)</b>	215
<b>INCORPORACION AÑO 2008 (MBBL)</b>	37
<b>RELACION R/P (Años)</b>	5

En la tabla se relacionan las reservas de gas a 31 de diciembre de 2008, de las cuales 3799 GPC corresponden a reservas probadas, también se tiene en cuenta la producción total y la incorporación anual que incluye nuevas reservas y reevaluaciones. La relación R/P hace referencia al número de años de autosuficiencia que se tendrían si se mantiene el nivel de producción por año y no se añaden nuevas reservas.

<b>RESERVAS a 31-Dic-08 (GPC)</b>	7.137
<b>PRODUCCION AÑO 2008 (GPC)</b>	320
<b>INCORPORACION AÑO 2008 (GPC)</b>	373
<b>RELACION R/P (Años)</b>	22

## **2. Barriles equivalentes incorporados**

En 2008 se añadieron 37 mmbpe en razón de las nuevas comercialidades aprobadas por Ecopetrol y las declaraciones de comercialidad de los contratos E&P. Para el caso de gas la incorporación de reservas, también correspondiente a las nuevas comercialidades aprobadas por Ecopetrol y a las declaraciones de comercialidad de los contratos E&P, alcanzó un total de 373 GPC.

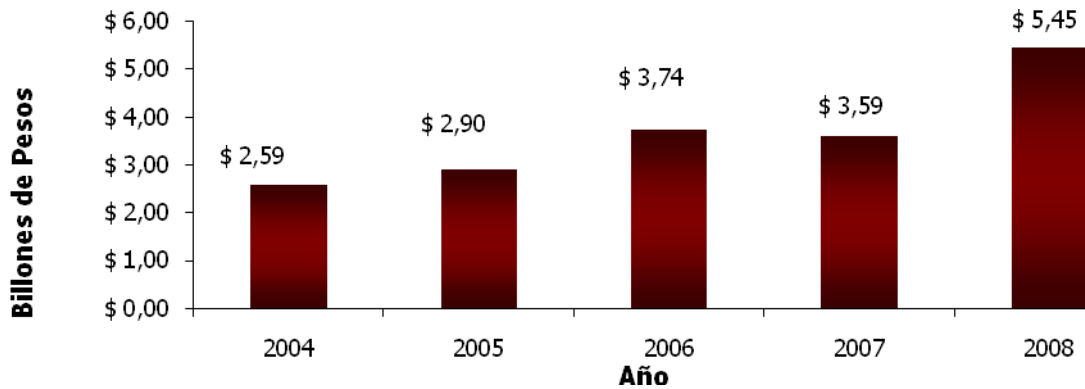
En términos de millones de barriles equivalentes de petróleo por mes, las reservas añadidas en 2008 en millones de barriles de petróleo equivalente ascienden a los 103 mmbpe. (1 BPE = 5700 PCG).

De los contratos E&P se han incorporado 73,09 mmbpe. Es importante anotar que la mayoría de los nuevos descubrimientos derivados de los contratos E&P están en evaluación con el fin de determinar su comercialidad y reservas. El aporte determinante en reservas proviene de la declaración de comercialidad del campo La Creciente A. Los contratos de asociación incorporaron 24,50 mmbpe. Ecopetrol en operación directa ha anexado 5,11 mmbpe. El total de nuevas reservas de petróleo y gas corresponde a 102,70 mmbbpe.

## ADMINISTRACIÓN DE REGALÍAS

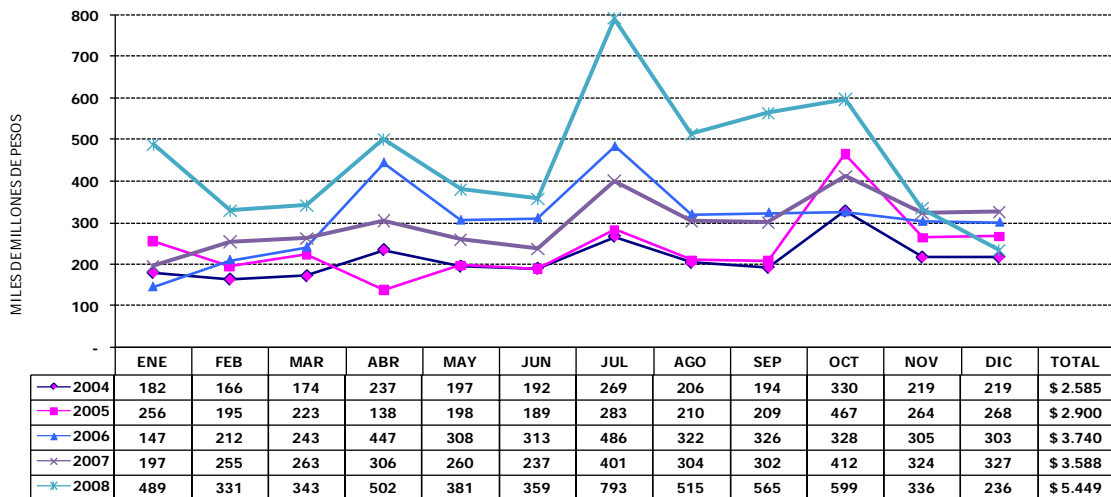
### 1. Recaudo de regalías

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento de las regalías por concepto de explotación de hidrocarburos en el país, que han sido recaudadas por la ANH, durante los últimos cinco años:



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo con lo anterior, en el siguiente gráfico se muestra el comportamiento mensual del recaudo de regalías, desde 2004 hasta diciembre de 2008.



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

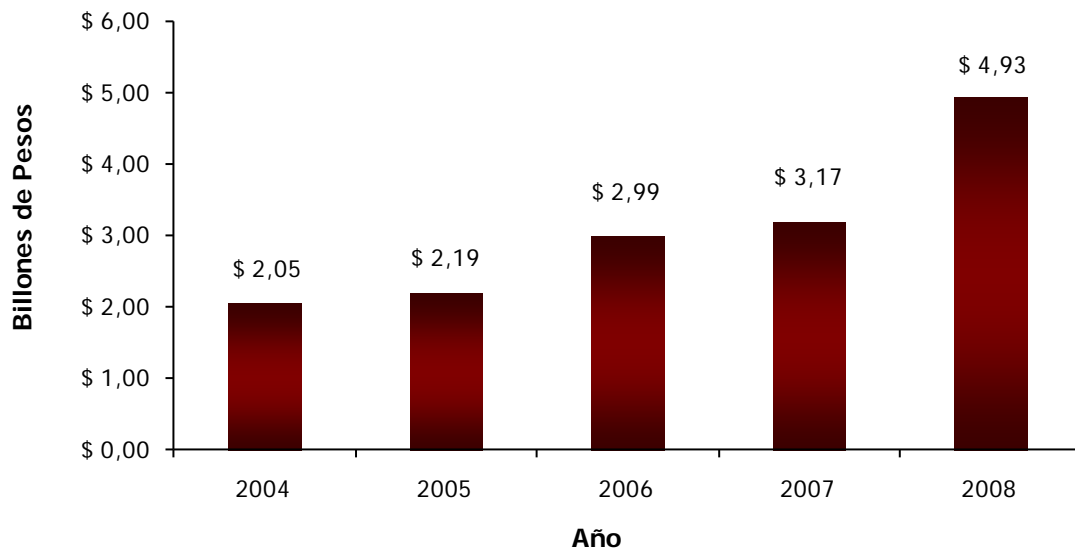
A partir de la Ley 1118 de 2006, por la que se modifica la naturaleza jurídica de Ecopetrol y se dictan otras disposiciones<sup>1</sup> la función de recaudo y comercialización de las regalías de la explotación de hidrocarburos corresponde a la ANH, conforme a lo dispuesto en el numeral 10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003.

Para cumplir con estas nuevas funciones, la ANH suscribió con Ecopetrol un convenio interadministrativo de colaboración para el recaudo de las regalías en desarrollo, del cual los volúmenes de producción recaudados se comercializan directamente con Ecopetrol.

A partir del mes de febrero de 2008, el recaudo de la totalidad de regalías generadas en el territorio nacional se ha hecho en especie, conforme al otrosí No. 1 del convenio interadministrativo suscrito con Ecopetrol.

## 2. Giro de regalías

En el gráfico presentado a continuación se observa el comportamiento de las regalías giradas, analizadas en la vigencia en que se generaron, desde 2004 hasta diciembre de 2008:



Nota: No incluye el traslado al FONPET por \$1,075 billones (octubre de 2007)

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

<sup>1</sup> Mediante esta ley se derogaron "los parágrafos 2 y 4 del artículo 5, el artículo 21, los artículos 33 y 36 al 51 y el parágrafo 2 del artículo 52 de del Decreto Ley 1760 2003 y modifícale artículo 55 de la Ley 191 de 1995 y el artículo 17 literal K de la ley 161 de 1994" (el subrayado es nuestro).

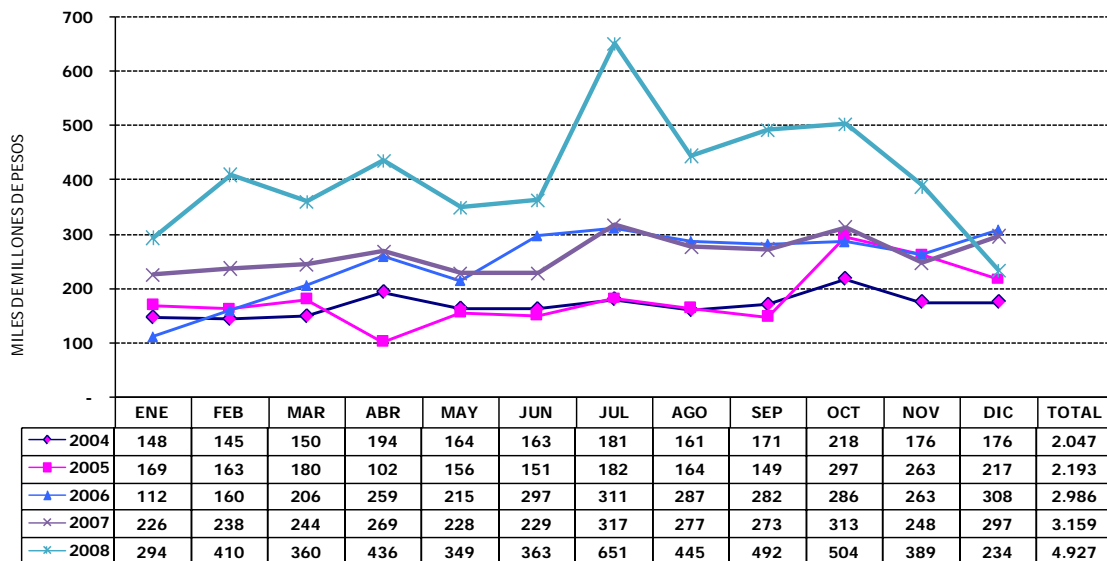
Se han fortalecido las actividades relacionadas con el control y seguimiento de los giros de regalías realizados a través de diferentes canales de comunicación interinstitucional, dentro de los que resalta la labor adelantada conjuntamente con la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, DNP, que ha permitido revisar de forma permanente los entes territoriales suspendidos y las cuentas bancarias autorizadas para el giro de los recursos, entre otros.

Las novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación y que han permitido mantener actualizada la base de datos de los beneficiarios de regalías son las siguientes:

**Tabla 1**  
**Instrucciones Dirección de Regalías . DNP**  
**A diciembre 31 de 2008**

Concepto	A diciembre 31 de 2008
Novedades de cuenta	31
Suspensión de giros	15
Levantamiento de suspensión	34

El comportamiento mensual de las regalías giradas, analizadas desde el periodo en que se generaron, desde el 2004 hasta diciembre de 2008 se presenta en la siguiente gráfica:



Nota: No incluye el traslado al FONPET por \$1,075 billones (octubre de 2007)

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Como ya se mencionó, la ANH ha cumplido con las instrucciones impartidas por el DNP, en particular en lo relacionado con la suspensión de regalías. En el siguiente cuadro se detalla el saldo de regalías, agrupado por departamento, retenido a marzo 31 de 2009:

**Tabla 2**  
**Regalías suspendidas por departamento**  
**A diciembre 31 de 2008**  
 (Cifras en pesos)

Beneficiario	Valor
BOLIVAR	19,704,026,995
BOYACA	32,391,584
CASANARE	77,809,787
CESAR	3,009,916,921
CORDOBA	34,239,465
NORTE DE SANTANDER	7,208,219
PUTUMAYO	189,311,066
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	2,606,821,643
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	1,451,807,144
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	988,818,655
<b>TOTAL</b>	<b>28,102,351,479</b>

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Las regalías suspendidas, sumadas al proceso de autorización de cuentas bancarias en la inclusión de nuevos beneficiarios, han determinado el no giro por parte de la ANH de estos recursos en cada liquidación.

Por otra parte, durante 2008 se incluyeron como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Sardinata y San José de Uré.

En el siguiente cuadro se observa el acumulado de regalías pagadas durante el 2008, por departamento y puertos:

**DE ENERO 1º A DICIEMBRE 31 DE 2008**

Pesos Moneda Legal

<b>BENEFICIARIO</b>	<b>2008</b>
ANTIOQUIA	104.669.801.800
ARAUCA	286.018.592.084
BOLIVAR	73.626.030.434
BOYACA	167.371.354.839
CASANARE	783.461.546.064
CAUCA	8.648.538.025
CESAR	22.962.783.986
CORDOBA	55.796.429
CUNDINAMARCA	11.000.922.520
GUAJIRA	164.016.604.420
HUILA	404.235.206.213
META	671.684.892.653
NARIÑO	2.119.123.384
NORTE DE SANTANDER	34.759.958.049
PUTUMAYO	118.018.991.028
SANTANDER	290.456.850.717
SUCRE	5.420.745.786
TOLIMA	199.409.787.620
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	97.895.916.150
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	99.517.262.692
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	89.232.999.780
FNR. ESCALONAMIENTO	2.329.497.312
DNP 1% LEY 756	39.428.836.846
DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR.	490.203.223.167
FONPET	687.553.820.745
<b>TOTAL</b>	<b>4.854.099.082.743</b>

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

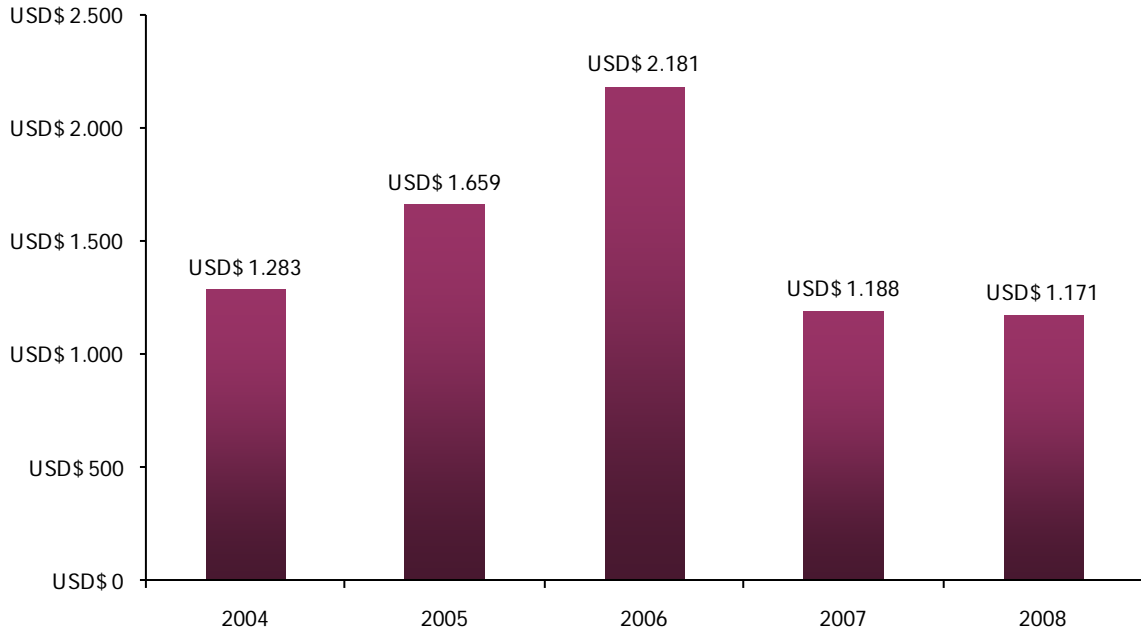
**2.1. Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP**

Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: “Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen<sup>2</sup>.”

En atención a esta disposición legal, a la fecha, el saldo acumulado en el FAEP asciende a USD1554 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el MME.

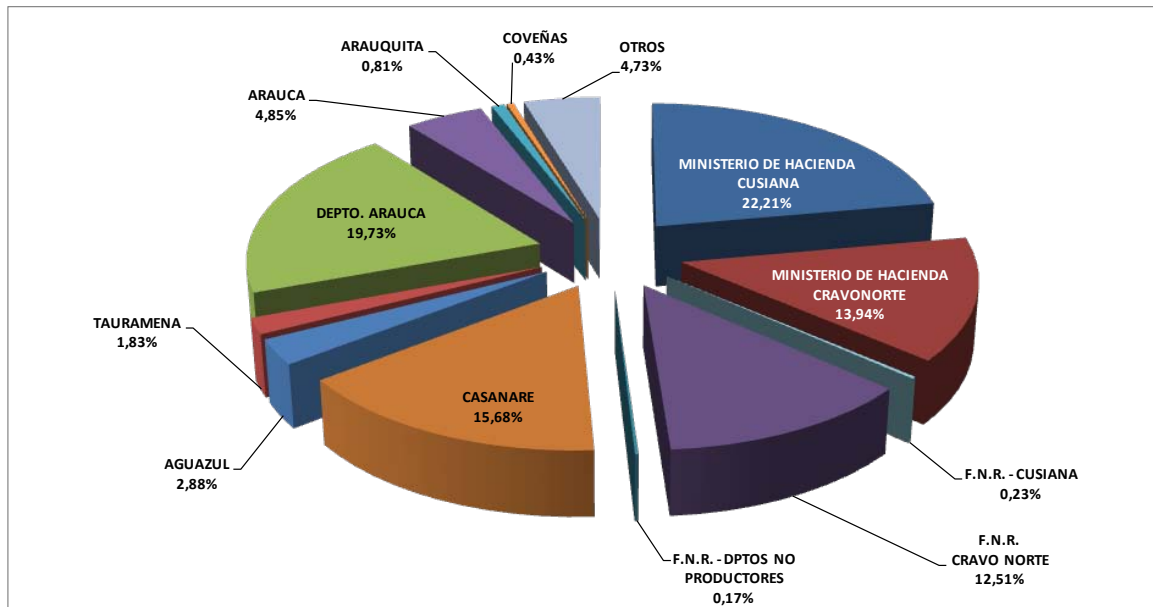
A continuación se presenta el comportamiento del saldo del FAEP de los últimos 5 años, así:

<sup>2</sup> Numeral 5.11, artículo 5 Decreto 1760 de 2003



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

### Distribución del saldo del FAEP a 31 de diciembre de 2008



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos



## GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA

La ANH administra el Banco de Información Petrolera, BIP, que en la actualidad cuenta con 1.694.742 activos de información representados en 960.040 unidades físicas.

La Litoteca Nacional de Colombia es el Centro de Información e Investigación en Ciencias de la Tierra que administra y preserva las colecciones de muestras de roca del país. Promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos mineros energéticos y la investigación de los procesos geológicos naturales. Sus colecciones comprenden para el 2008:

- Colección de corazones de 1532 pozos perforados (176.848 pies).
- Ripios de 5784 pozos (4.557.530 unidades).
- 237 pozos con 5677 corazones de pared (SWC).
- 70.655 muestras de roca de afloramiento.
- 18.372 placas palinológicas.
- 6801 placas de foraminíferos.
- 15.470 plugs tomados de corazones y muestras de afloramiento.

La administración de la Litoteca se realizó hasta el 30 de noviembre de 2008 a través de un convenio celebrado entre la ANH y Ecopetrol S.A. por medio del que se definieron las actividades que correspondían a cada parte. La administración y operación la realizaba Ecopetrol S.A. y la ANH suministraba los recursos financieros correspondientes y hacía la supervisión.

De acuerdo con la ley 1213 del 16 de julio de 2008, que definió que la administración de la Litoteca Nacional sería llevada a cabo por la ANH, se cedió el contrato de operación y la entrega de la administración a la ANH por parte de Ecopetrol, S.A.

### **1. Nuevo modelo del Banco de Información Petrolera, BIP**

Para garantizar la prestación de los servicios relacionados con el BIP, la ANH realizó en 2007 dos procesos licitatorios. El primero, asignado a Schlumberger-Surencó, el cual consiste en la contratación del servicio de gestión, organización, manejo, administración y operación de un centro de recepción y verificación física y técnica, carga y suministro de información de exploración y producción, administración e implementación de software y medios físicos en el BIP. El segundo está relacionado con la administración de la plataforma tecnológica de sistemas y comunicaciones que fue asignado a la Unión Temporal Synapsis-Colombia Telecomunicaciones, empresas con amplia experiencia en proveer este tipo de servicios. Esta Unión Temporal-UT es la encargada de suministrar y

operar, de manera ininterrumpida, en calidad de hosting y housing, el centro de cómputo principal en Bogotá; en hosting, el data center alternativo en Cali; así mismo, provee altos canales de comunicación entre las sedes ANH-Exploration and Production Information Service, EPIS-Litoteca-Cintoteca-Centro de Cómputo Principal-Centro de Cómputo Alternativo, un sistema de alta disponibilidad de cluster para la información pública de la Web, así como la mejora en los niveles de seguridad física, lógica, tiempo de respuesta, operación, soporte y mantenimiento.

La distribución y concentración de las actividades del EPIS entre entidades especializadas en cada una de estas actividades ha generado una mejor dinámica en su operación. Las posibilidades propias de cada actividad se han aumentado y se han generado nuevas oportunidades de servicio, como la conexión a la auto-atención a través de VPN provista por la UT, que permite el acceso a la información por parte de la industria desde diferentes partes del mundo, sin necesidad de un canal dedicado como operaba antes y que limitaba este tipo de acceso a empresas establecidas en Colombia.

Asimismo, este modelo ha mejorado e implementado mayores controles a cada contratista del EPIS sobre las actividades que desarrolla, lo que ha repercutido en mejores niveles de seguridad, medición de actividades, definición de responsabilidades, contra chequeo de información entre los componentes del sistema, mayor calidad y oportunidad en la prestación de los servicios, entre otros.

Este esquema ha significado para la ANH más labores administrativas, sobre todo en sus primeras etapas de definición de procedimientos y controles, para lo que ha sido necesario un apoyo mayor de las firmas interventoras; pero los beneficios obtenidos justifican los esfuerzos dedicados a la implantación e implementación.

Con el fin de continuar esta dinámica, desconcentrar la prestación de los servicios y aumentar la eficiencia mediante la simplificación de los procesos la ANH contempló la necesidad de llevar a cabo la estructuración de una franquicia para los servicios del BIP, para lo cual se suscribió un contrato con la firma VALENCIA HOYOS Y ASOCIADOS el cual tiene por objeto la prestación de servicios para la estructuración de un formato de franquicia para el Banco de Información Petrolera, EPIS de la Agencia.

Esta consultoría, en su etapa inicial, se encarga de presentar un diagnóstico sobre la posibilidad de otorgar franquicias del concepto de negocio EPIS, evaluándolo desde el punto de vista operativo, mercadeo y financiero, así como la validación de los elementos claves de éxito para el desarrollo y operación del sistema de franquicias del EPIS.

## **2. Desarrollo del Front-end del BIP**

El desarrollo del nuevo modelo incluyó la opción de adquirir una nueva plataforma tecnológica de software a través de un proceso de selección independiente de la operación básica y del manejo del centro de cómputo principal y alterno.

De acuerdo con los resultados del taller de transferencia de tecnología realizado para evaluar el software con el que se maneja actualmente la información, se identificó la necesidad de realizar un proyecto para cambiar el Front-end del EPIS, para divulgar y promover la información técnica de E&P contenida en el BIP. El esquema definido fue la integración de software de estructura abierta, previo a un análisis de requerimientos, del modelo de negocios del BIP y la estrategia de promoción diseñada por la ANH.

En agosto de 2008 se suscribió el contrato con la compañía Kadme AS, que ofrece a la ANH los servicios de integración de software para el manejo de información de exploración y producción, entendido como un proceso donde se selecciona, adquiere e integra software de diferentes casas productoras, sin ningún compromiso con ninguna en particular. Este proceso incluye el desarrollo y personalización del software necesario y su ajuste a las necesidades de la ANH. Los componentes que desarrollarán e integrarán serán bajo estructura abierta, lo que disminuirá los costos de la solución.

Desde el punto de vista tecnológico, esta es una solución innovadora y única en el mercado, que ofrecerá una fase de actualización permanente y garantizará el adecuado desarrollo de la solución.

Se espera que el nuevo portal del EPIS esté en operación en junio de 2009 y tendrá como principal característica un solo punto de acceso a toda la información a través de la búsqueda de texto, una interfase más veloz para la consulta del catálogo y diferentes capas de información pública.

La solución propuesta integrará a su vez otros desarrollos de software para componentes puntales del EPIS, todos integrados a la solución Web. Estos son el aplicativo Sistema Web de Administración de Metadatos Geográficos, Swami, del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, IGAC, que administra el metadato geográfico; y la base de datos Gabriela, actualizada por la Universidad Industrial de Santander, que administra la información de muestras de rocas. Toda esta solución estará integrada con el software de preservación de información usado en los procesos de la operación actual del EPIS (Back- end).

## **3. Información cargada en el EPIS-Actualización Banco de Información Petrolera, BIP**

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, al EPIS fue cargada la siguiente información en 2008:

Tipo de Información	Unidades	Cantidad (2008)	Observaciones
Sísmica de campo	Km equivalentes	17.608	45 Programas sísmicos 2D y tres programas sísmicos 3D para el 2008.
Sísmica de proceso	Km equivalentes	28.079	236 Programas sísmicos 2D y tres programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	1.934	Corresponde al número de pozos de los cuales se consultó información
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	17.248	

Esta información fue cargada con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierte en un insumo más para las actividades de E&P en Colombia y garantiza que la Subdirección Técnica cumpla con su misión de preservar la información técnica del país.

De acuerdo con esto, se cargaron 41.290 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representó un crecimiento del 5,71% para 2008.

Adicionalmente, se recibieron 65.725 nuevos medios físicos como cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, catalogados en la base de datos Asset DB, que presenta un crecimiento anual del 7.11%.

De los anteriores medios, para el año 2008 se llevaron a la Cintoteca NRP 8333 que representan un crecimiento anual en el repositorio del 0.9%. Los medios restantes se encuentran ubicados de manera temporal en las instalaciones del EPIS, mientras se verifican y se cargan.

Por otro lado, de acuerdo con el represamiento de cerca de 32.000 unidades como consecuencia del límite presupuestal del pasado contrato de operación, durante 2008, y en desarrollo del nuevo contrato que inició a finales de 2007, se llevó a cabo el plan de actualización, que dio como resultado la verificación y

carga de todas las unidades represadas, excepto aquellas identificadas con faltantes de información para las que se ha hecho la debida gestión y se espera su entrega durante el 2009.

Esta actualización permite contar con información cargada en las bases de datos disponibles para los clientes; así como la generación de todos los balances de información de los contratos de los que se ha recibido información en el EPIS.

Los resultados de 2008 comparados con los de 2004 a 2007 se señalan en las figuras presentadas a continuación. El aumento considerable para 2008 se debe a la carga de las unidades represadas.

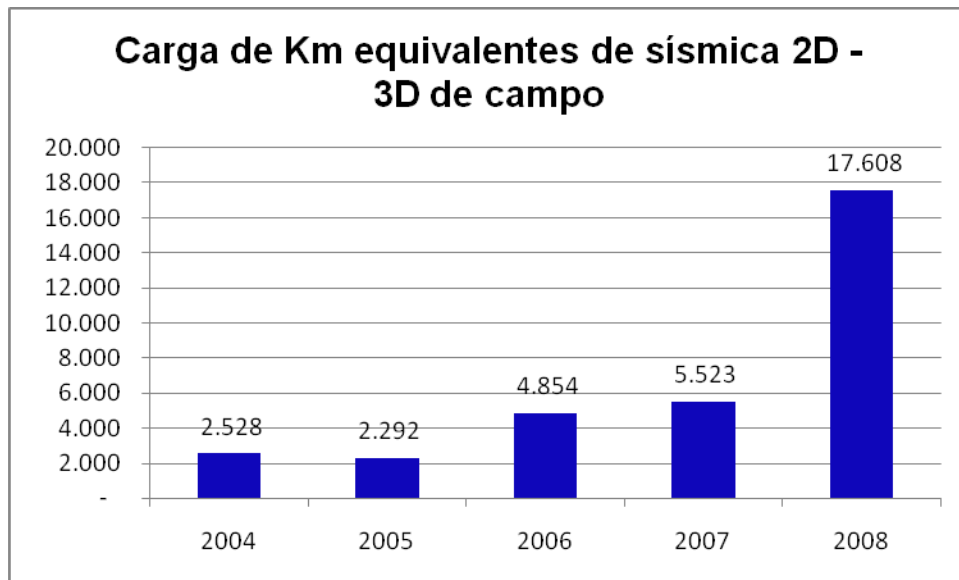


Figura 13

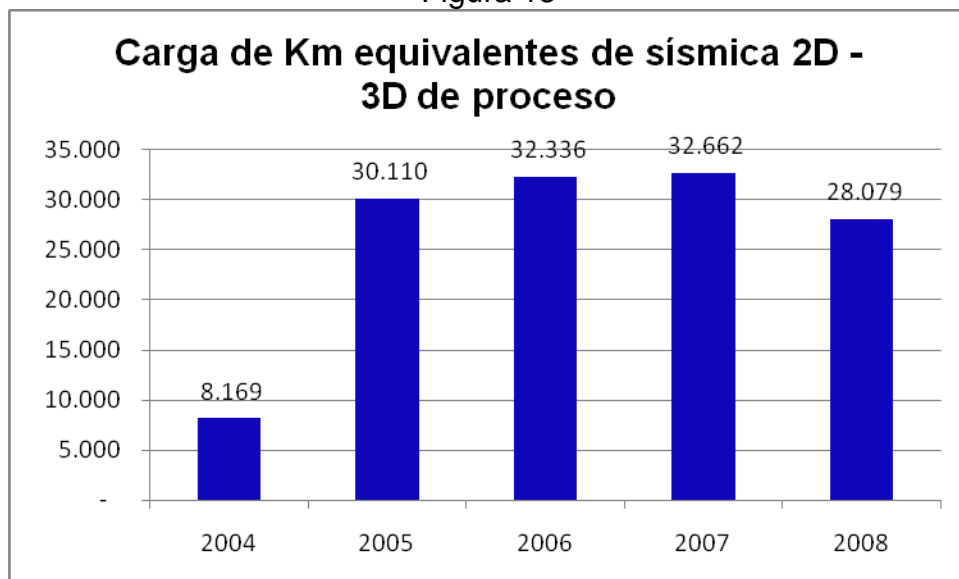


Figura 14

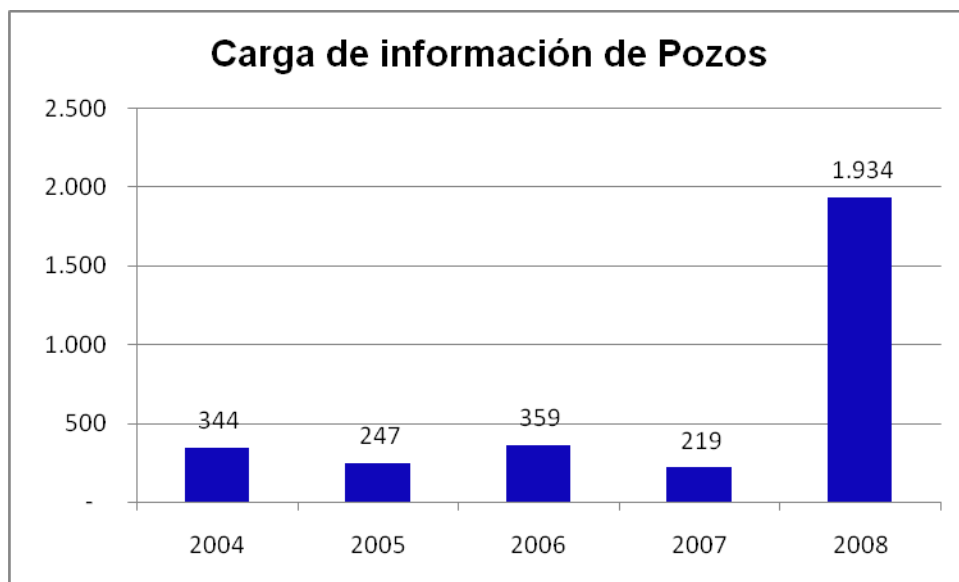


Figura 15

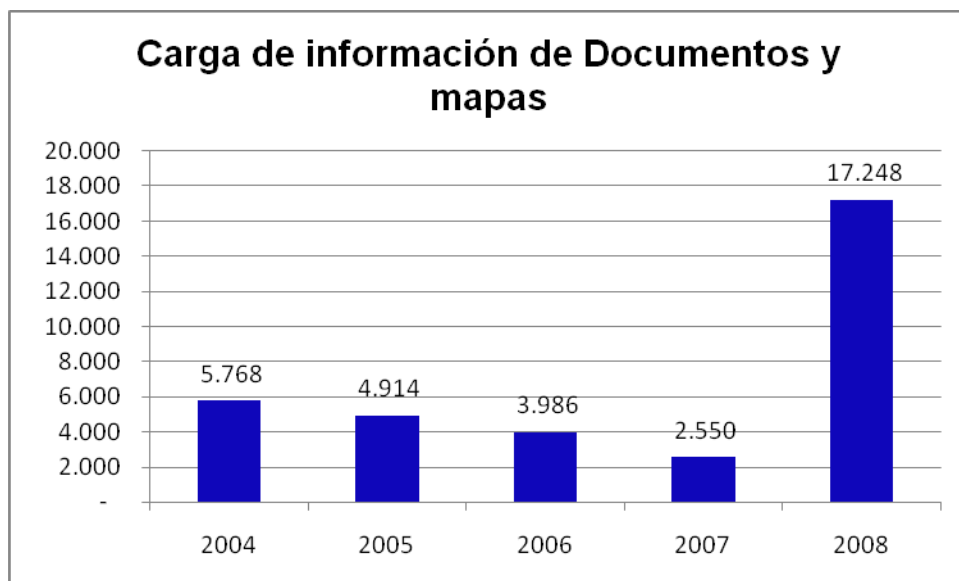


Figura 16

Las figuras anteriores son una comparación anual de cargas de información del EPIS por tipo de información, de los años anteriores y del primer trimestre del año 2009.

#### 4. Suministro de información

En 2008 se suministró la siguiente información:

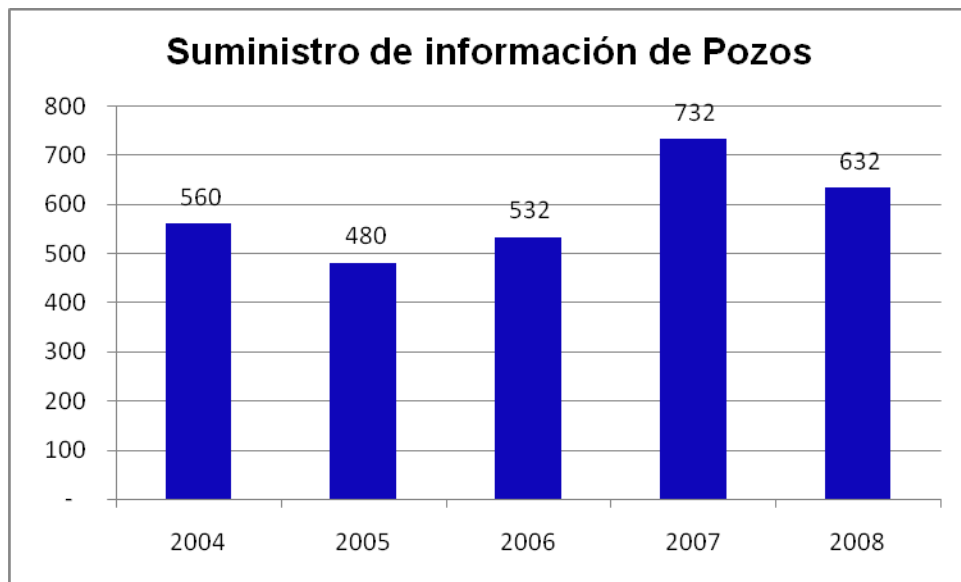
Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2008	Observaciones
Sísmica 2D de campo	Km	24.474	342 programas sísmicos 2D y cinco programas sísmicos 3D.
Sísmica 2D de proceso	Km	50.214	485 programas sísmicos 2D para terceros y tres programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	632	Corresponde al número de pozos de los que se consultó información.
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	7280	
Dataroom	Sesiones	72	

Adicional a estos volúmenes se suministró gran cantidad de información a través de los procesos competitivos de DCP, Ronda Colombia, Mini-ronda y Nominación de áreas.

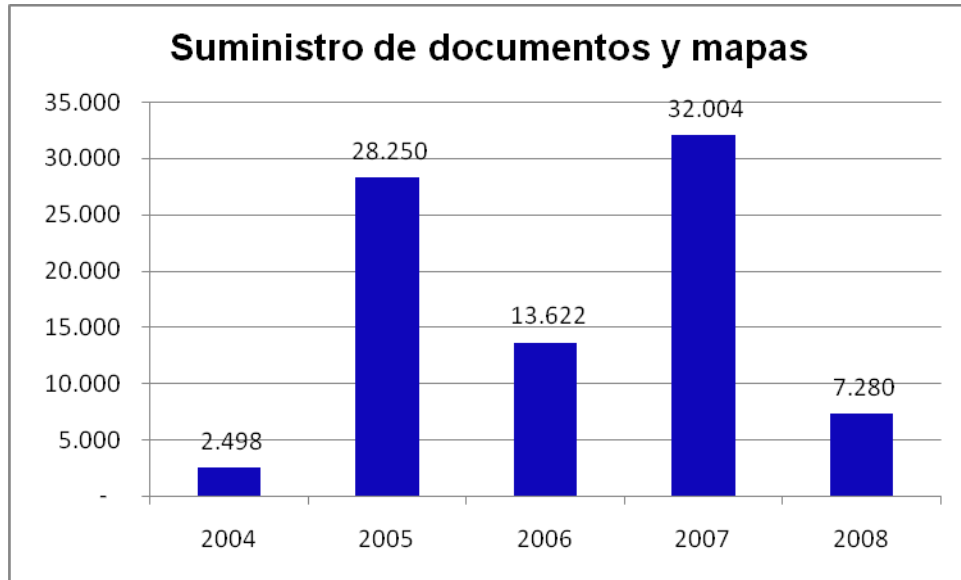
Estos volúmenes fueron el principal aporte por parte del BIP a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia para 2008. Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Medio del Magdalena, Putumayo y Valle Superior e Inferior del Magdalena. Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: CVRD Colombia, Ecopetrol, Nexen, Pluspetrol y Tecpetrol, entre otras. Los resultados de 2008 comparados con los de 2007 a 2004 se ilustran en las figuras presentadas a continuación.



Figuras 17 y 18







Figuras 19 y 20

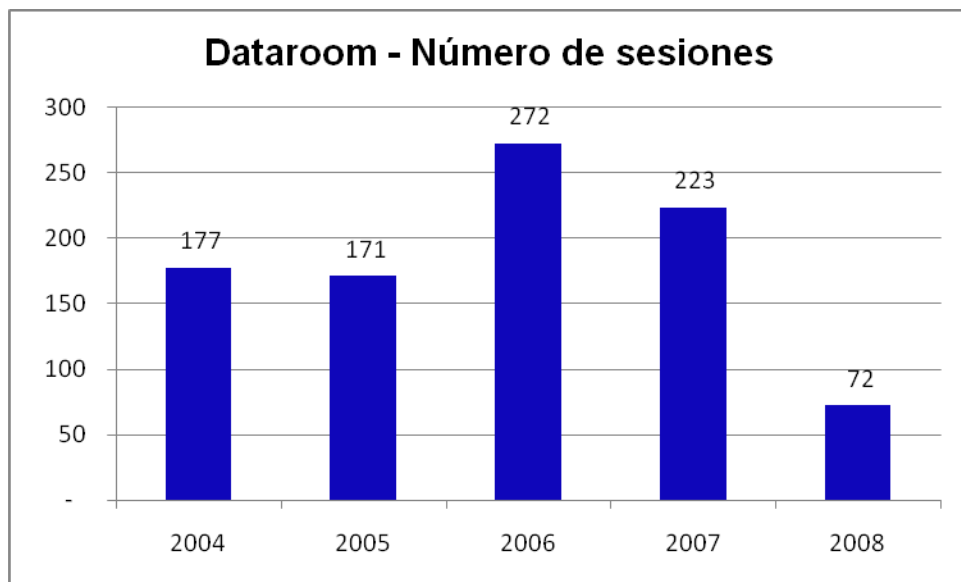


Figura 21

La disminución en el suministro de información se debe a los grandes volúmenes que fueron suministrados a través de los paquetes de datos de los procesos competitivos efectuados en 2008.

## 5. Servicio de autoatención EPIS

El servicio de autoatención consiste en la conexión directa al portal Web privado del EPIS para descargar datos técnicos, que facilita las labores operativas de las

compañías ya que pueden disponer de la información insumo de sus proyectos en tiempo real.

Durante 2008, se implementó el servicio a través de Virtual Private Network, VPN, tecnología que permite una extensión de la red local sobre una pública o no controlada, como por ejemplo Internet, de esta manera permite acceder remotamente a las bases de datos del EPIS y bajar información de forma segura mediante mecanismos de encriptado, control de integración y antirepetición.

Durante el año 2008 se suscribieron: Perenco, Lewis Energy, Nexen, Hocol, Pacific Rubiales, Gran Tierra, Cepcolsa, Petrominerales y Ecopetrol, y está en proceso un nuevo contrato con Ecopetrol S.A. y Pyxis Exploración Ltda.

## 6. Ingresos y egresos del BIP y la Litoteca

El valor facturado por el servicio de suministro de información a los usuarios del EPIS para el año 2008 fue de \$19.286'069.882, 90 incluido el IVA. Los egresos del BIP durante la misma vigencia fueron de \$12.369'452.395,17, de acuerdo con lo establecido en los contratos 066 de 2007 y 094 de 2007 suscritos con Schlumberger Surencó S.A y la Unión Temporal Synapsis-Colombia Telecomunicaciones, respectivamente. Los egresos por concepto del contrato 066 de 2007 fueron de \$ 8917'437.302,17 y por concepto del contrato 094 de 2007 fueron \$ 3452'015.093,00. Los ingresos son la suma de los siguientes conceptos para el año 2008.

CONCEPTO	VALOR
NUEVOS CRUDOS	\$ 7878'878.413
EPIS	\$ 2133'318.531
NUEVOS BLOQUES	\$ 58'469.541
RONDA COLOMBIA	\$ 7066'689.956
MINI RONDA	\$ 2137'381.111
CABRESTERO	\$ 11'332.329
TOTAL BIP	\$ 19.286'069.882

Los egresos por ítems para el año 2008 fueron:

CONTRATO 066 DE 2007	
ITEM	2.008 - VALOR

	INCLUIDO IVA
Costo Fijo Mensual	1170'162.319
Precios Unitarios Fijos	2906'230.201
Plan de Actualización	2557'224.879
Actividades esporádicas	2173'959.053
Reembolsables	109'860.847
<b>TOTAL</b>	<b>8917'437.302</b>

CONTRATO 094 DE 2007	
ITEM	2.008 - VALOR INCLUIDO IVA
Puesta en marcha	370'550.000
Valor Mensual	2801'021.620
Actividades Esporádicas	280'443.473
<b>TOTAL</b>	<b>3452'015.093</b>

Según estos valores, el porcentaje de ingresos vs. egresos fue de 156 %, lo que evidencia que en 2008 los egresos del BIP fueron cubiertos en su totalidad por los ingresos generados.

## 7. Ingresos y egresos de la Litoteca

La Litoteca Nacional prestó servicios a la industria petrolera por \$1534'474.680 incluido el valor del IVA. La ANH le reconoció. \$1540'739.701, con IVA, por la administración y operación de la Litoteca. Los ingresos cubrieron el 99 % de los egresos por administración y operación durante 2008.

## 8. Tiempos de entrega de información a usuarios

El seguimiento y los ajustes realizados dentro del proyecto EPIS, entre los que se incluye la adopción de la evaluación del servicio dentro de los nuevos contratos de la operación del BIP, ha permitido reducir los tiempos de entrega de la información. Para el último trimestre de 2008 el promedio de los días de suministro fue de 2,18.

## 9. Proyectos de inversión

Durante 2008 se desarrollaron diferentes proyectos:

- La entrega de información técnica y geológica por parte de Ecopetrol. En 2008. se llevó a cabo la ejecución del contrato 084 de 2008, cuyo objeto era: "Realizar la verificación de los inventarios documentales de la información técnica de exploración y producción que se encuentra en las

oficinas y distritos de Ecopetrol S.A. y efectuar el cruce de los mismos con las bases de datos del Banco de Información Petrolera a fin de identificar la información faltante en este”, que permitió establecer la información faltante en el EPIS y que debe ser entregada a la ANH. En la actualidad se adelantan los trámites para suscribir un convenio con el fin de preservar la información antes de su traslado de los distritos a Bogotá.

- Suministro y montaje del sistema contraincendios Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla. En 2008 se suscribió el contrato para el suministro y montaje del sistema automático contra incendios para la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla acorde con sus necesidades y condiciones físico ambientales. Como resultado, la ANH espera recibir el sistema instalado y en funcionamiento a finales de febrero de 2009.
- Depuración de metadatos y adquisición de Swami. Este proyecto depuró, estandarizó y normalizó 20.000 metadatos y migró 34.000 de los metadatos geográficos residentes en el BIP y en la herramienta MetaTool de la ANH al Swami, v.2 del IGAC. Este aplicativo producirá en menor tiempo la carga, actualización, consulta vía Web y modificación de los metadatos y cumplirá con los estándares de metadatos geográficos Icontec (la Norma Técnica Colombiana NTC4611 de Metadatos Geográficos).
- Sistema de Información Geográfica, SIG, de la ANH. Este busca crear una cultura a nivel de la Subdirección Técnica respecto al manejo, explotación y aprovechamiento de la manipulación de la información geográfica y responde a las necesidades de los usuarios del sistema en relación al análisis de la información espacial. El SIG\_ANH se desarrolló bajo el software de ArcGIS, versión 9.3, con el lenguaje de programación .Net. La base de datos será manejada bajo Oracle 9i.
- Georreferenciación Magna Sirgas. El objetivo de este proyecto, iniciado a finales de 2008, es elaborar el diagnóstico y control de calidad de la georreferenciación en Magna Sirgas de la información contenida en el EPIS.

## **10. Actividades de cartografía**

Durante 2008 el grupo de cartografía ha dado respuesta a 1245 solicitudes y generado un total de 2722 productos para 63 funcionarios de la ANH. Se aclara que este monto no refleja la complejidad de los productos pues varía según cada solicitud.

## **11. Litoteca Nacional**

En 2008 se realizaron las actividades nombradas a continuación:

- Recepción de 16.180 cajas con muestras en diferentes tipos de empaque (cajas de cartón, madera y plástica estándar Litoteca).
- Verificación de 14.440 (en cajas plásticas estándar Litoteca), lo que muestra un índice de muestras verificadas/muestras recibidas de 0,89.
- Verificación de 5408 cajas de muestra recibidas antes de 2005.
- Carga en la base de datos Gabriela de la información de 17.045 cajas. Expedición de 214 certificaciones a las empresas operadoras por muestras recibidas.
- Las encuestas de satisfacción al cliente muestran en promedio una calificación del 67,06 % como excelente comparado con 57,77 % de 2007 y el valor entre excelente y bueno de 87,88 % se mantiene respecto al año anterior (88,25 %).
- Las observaciones de las encuestas mostraron inconformidad de los clientes sobre todo por no tener acceso a computadores instalados en las salas de consulta, no disponer de balanzas para el muestreo y la falta de registros Core Gamma de todos los corazones dispuestos en la Litoteca. Para ello, se llevó a cabo la implementación de la nueva red de la Litoteca, la compra de las balanzas para el muestreo y los registros, se hacen de acuerdo con las solicitudes de los clientes.
- La Litoteca Nacional inició operaciones a partir de 1988 con un área física de 50 m<sup>2</sup>. En mayo 9 de 1997, Ecopetrol oficializó la inauguración de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango y entregó al servicio de la industria petrolera una moderna y cómoda área física de 2700 m<sup>2</sup>, dotada de áreas de almacenamiento, procesamiento y consulta.

Según las proyecciones que se llevaron a cabo con base en las muestras recibidas y las cajas utilizadas para su almacenamiento durante 2005 y 2006, la capacidad de la Litoteca Nacional estaría colmada por completo en el primer semestre de 2009, razón por la que se adelantan los trámites necesarios para la construcción de una nueva Litoteca, que albergue las muestras que se reciban a partir del segundo semestre de 2009.

Durante 2008 se realizaron los prediseños arquitectónicos de la nueva sede, así como la búsqueda de lotes para la construcción en Bucaramanga y Bogotá, ciudad en la que se hizo un estudio preliminar de suelos de dos de estos lotes.

## **12. Cumplimiento de indicadores**

En la siguiente tabla se resumen los indicadores y el cumplimiento de los mismos durante 2008:

INFORMACIÓN	META 2008	UNIDAD	AÑO 2008	
Días promedio de suministro de información	2,00	Días	2,15	La mayoría de información se ha entregado en los paquetes de información que han hecho parte de los procesos competitivos y el aumento de precios en febrero de 2008.
Suministro de sísmica 2D de campo	57.509,10	Km	24.473,62	
Suministro de sísmica 2D de proceso	187.996,60	Km	50.213,62	
Suministro información de pozos	805, 00	Pozos	632,00	
Suministro de documentos y mapas	35.204,00	Docs. y mapas	7280,00	
Dataroom	245,00		72,00	
<b>CARGA DE INFORMACIÓN</b>				
Días promedio de carga de información	5,00	Días	62,83	
Carga de sísmica 2D y 3D de campo	6075,30	Km equiv.	17.608,27	
Carga de sísmica 2D y 3D de proceso	35.929,30	Km equiv.	28.078,57	
Carga información de pozos	240,00	Pozos	1934,00	
Carga de documentos y mapas	2805,00	Docs y mapas	17.248,00	
<b>LITOTECA NACIONAL</b>				
Muestras recibidas vs. muestras verificadas	680.742,707		1534'474.680	
Muestras recibidas vs. muestras verificadas	1,00		0,89	Durante 2008 fue necesario adicionar el contrato de operación e incluir personal para llevar a cabo la verificación de todas las muestras.
<b>ENCUESTAS SATISFACCIÓN</b>				
Litoteca Nacional	88%	Entre excelente y bueno	75%	
BIP	N/A	Entre excelente y bueno	N/A	Los resultados se tendrán en el primer trimestre de 2009.

## PROCESOS DE APOYO

### GESTION DE RECURSOS HUMANOS

#### **Concurso para ascenso y provisión de cargos de carrera administrativa**

En cumplimiento de los lineamientos establecidos por la Comisión Nacional del Servicio Civil –CNSC- para la segunda fase del concurso, la Agencia presentó a concurso 11 cargos de carrera administrativa del nivel técnico y asistencial.

#### **Bienestar social, salud ocupacional y capacitación laboral**

En 2008, la oficina de recursos humanos diseñó una encuesta para conocer cuales eran las principales necesidades laborales de sus empleados. De acuerdo con los resultados de la encuesta, se procedió a estructurar el Plan anual de Bienestar Social, Capacitación y Salud ocupacional.

El Plan de Bienestar Social busca principalmente mejorar el clima laboral y realizar actividades de integración entre los empleados de las diferentes áreas de la Agencia. Además, pretende ampliar su límite de acción a la familia de los empleados. Dentro de las actividades realizadas cabe destacar:

- Vacaciones recreativas para los hijos de los funcionarios
- Campeonatos internos deportivos
- Día de la familia ANH

El Plan de Salud Ocupacional trabajó intensamente en la realización de programas de capacitación y prevención de enfermedades y accidentes de trabajo, jornadas de acondicionamiento físico y charlas en medicina preventiva. Además, se ejecutaron planes de reacción y simulacro de emergencias en caso de amenaza.

Para la ANH es una prioridad la capacitación de sus empleados. Para cumplir con este propósito se realizaron numerosos seminarios de capacitación en diferentes áreas y especialidades.

## ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

En el año anterior, la ANH había realizado un ambicioso plan de renovación de la infraestructura de la plataforma informática existente. Por eso, durante este período, todos los esfuerzos se enfocaron en ampliar y mejorar la infraestructura vigente. Para lograr este fin, se trabajó principalmente en ampliar y reforzar las redes eléctricas, inalámbricas y telefónicas de la institución.

La ANH continúa con su política de mantener tecnología de punta para soportar el crecimiento de la institución y facilitar así, la gestión de los usuarios. Para cumplir con esas políticas, durante este año se continuó con el proceso de renovación de equipos y compra del hardware y software necesarios para cumplir con este propósito.

De acuerdo con las recomendaciones del informe de seguridad informática, se inició el proceso de adquisición de hardware y software que facilite la recuperación de información en caso de pérdida. Con estas nuevas medidas se garantiza la recuperación de toda la información acumulada en un período de tiempo no superior a un año.

Adicionalmente, para prevenir cualquier emergencia que pueda derivar en la pérdida de la información, en el centro de cómputo, se instaló un sistema de energía de respaldo que cumple con todos los requisitos exigidos por las normas internacionales que regulan esta materia.

Además, se implementaron mecanismos adicionales de seguridad para la custodia de la información. Para el efecto, se contrató un sistema de custodia externa de los back up existentes con las garantías ambientales y de seguridad necesarias para el manejo de este tipo de información.

Es importante resaltar que la Agencia es pionera a nivel estatal en la utilización de telefonía IP y durante este año todos los esfuerzos se encaminaron a implementar los servicios de esta nueva red e incluir dentro de la misma las sedes de Litoteca en Piedecuesta (Santander) y Cintoteca en Facatativa, logrando contar con sistemas eficientes de comunicación y grandes ahorros económicos.

Durante el año se concluyó el desarrollo del Plan Estratégico de Tecnologías de Información 2008-2010 para la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el cual estableció el direccionamiento metodológico (plan de acción) del área de sistemas y definió la estructura de TICs para automatizar las capacidades operativas de la organización dentro del objetivo de sistematizar los procesos del negocio para hacerlos confiables y predecibles.



Para cumplir con esas políticas, La Agencia suscribió un contrato de asesoría con la Unión Temporal Schlumberger Everis en donde se solicita a la firma consultora que desarrolle el Plan Estratégico de Tecnología de información para los años 2008–2010.

El mencionado plan establece los caminos propuestos para generar el *FOUNDATION FOR BUSSINES EXECUTION* de la Agencia. Este modelo define la infraestructura de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TICs) Dec para automatizar las capacidades operativas de la organización considerando los requerimientos de integración y estandarización definidos por el modelo operativo.

De esta forma, se establecen iniciativas que pretenden desarrollar la arquitectura empresarial de la Agencia y que buscan sistematizar los procesos del negocio para hacerlos confiables y predecibles.

El proceso de construcción del *FOUNDATION FOR EXECUTION* busca principalmente:

- Definir el modelo operativo de la Agencia identificando los requerimientos de integración y estandarización de los procesos del negocio.
- Definición de la arquitectura empresarial objetivo para la Agencia, este modelo de arquitectura empresarial integra una visión a largo plazo de los procesos, sistemas y tecnologías utilizadas por la compañía. De esta manera, se garantiza que los proyectos individuales puedan servir de experiencia para desarrollar otros negocios en el futuro.
- Identificación del modelo de gobernabilidad que permita garantizar que todos los negocios y los proyectos de TICs se adapten a los objetivos estratégicos y operativos de la institución.

Es importante señalar que durante el 2008, se inició la implementación de las recomendaciones de esta consultoría y los esfuerzos se concentraron principalmente en desarrollar los siguientes proyectos definidos en este Plan Estratégico de Tecnologías de Información:

- Evaluación de diferentes tecnologías y contratación con Schlumberger para la ejecución de un proyecto piloto de Control a la Producción a contratarse y ejecutarse en el 2009.
- Contratación con Siemens de la implantación de una herramienta de control de fuga de información; se estará ejecutando en el 2009.
- Contratación de mejora del front-end del banco de información petrolera a entregarse en junio de 2009.

-Levantamiento de los requerimientos para la contratación del Sistema Integrado de Información a asignarse e implementarse en el 2009

- Contratación de la implantación del plan de sensibilización de seguridad de la información con Cyberbeth Ltda.

### 1. Consejo directivo

El jefe de la Oficina Jurídica, en su calidad de secretario técnico, se encargó de la convocatoria a las reuniones del Consejo Directivo, asistió a las mismas y procedió a elaborar las actas correspondientes a las sesiones ordinarias y extraordinarias.

Durante el año 2008, se realizaron un total de 15 sesiones con sus correspondientes actas. Así mismo, realizó el seguimiento a las tareas asignadas por el Consejo Directivo a las diferentes dependencias y preparó los correspondientes actos administrativos.

### 2. Actividad legislativa

En coordinación con la Oficina Jurídica del Ministerio de Minas y Energía participó en la elaboración y trámite de los siguientes proyectos de Ley:

- Proyecto de ley PL-003-07C.12/14/07 mediante el cual se busca que la Agencia Nacional de Hidrocarburos administre la Litoteca Nacional. Estado actual: La ley fue sancionada el 16 de julio de 2008.
- Proyecto de Ley No. 002 de 2007 “Por el cual se establece el procedimiento de avalúo para las servidumbres de hidrocarburos”. Estado actual: La Ley está lista para ser sancionada en el mes de enero de 2009 bajo el No. 1274 y publicada en el Diario Oficial número 47223 del 5 de enero de 2009.

### 3. Convenios interadministrativos

En desarrollo del principio de colaboración armónica entre las diferentes entidades del Estado para la realización de sus fines, tuvo contacto con otras entidades y dependencias del sector, respecto a la preparación de estudios e investigaciones que permitan la realización de sus objetivos misionales, así como establecer los requerimientos de oferta y demanda de los hidrocarburos. Para el efecto, elaboró los diferentes convenios previstos para el año 2008, cuyo resultado, fue la suscripción de 18 convenios en el año 2008.

### 4. Procesos especiales

La oficina jurídica prestó el apoyo para la estructuración y trámite de los procesos de solicitud de ofertas para la contratación de bloques exploratorios de los procesos especiales de selección denominados: Ronda Colombia, MiniRonda e invitación de Crudos Pesados.

## **5. Contratos de Exploración y Explotación (E&P) y de Evaluación Técnica (TEAs)**

La oficina jurídica revisó las propuestas de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos y sus respectivas evaluaciones técnicas. Elaboró las minutas de 59 contratos, de los cuales, 16 contratos son TEAs discriminados así: 8 corresponden a TEAs especiales en desarrollo del proceso de Crudos pesados, y ocho 8 TEAs suscritos por asignación directa sin la realización de proceso competitivo, así mismo, la oficina jurídica elaboró las 43 minutas de los contratos E&P que fueron suscritos durante este período. Adicionalmente, se redactó la minuta de los siete convenios de producción sobre áreas de operación directa que se suscribieron con Ecopetrol.

Finalmente, se revisaron y aprobaron 14 contratos de fiducia mercantil exigidos por el consejo directivo, como requisito previo para la suscripción de contratos de E&P y TEAs y se realizaron las prórrogas de las fiducias vigentes.

## **6. Recursos**

Se elaboraron los proyectos para resolver el 100% de los recursos interpuestos contra los diferentes actos administrativos proferidos por la Entidad. Se resolvieron un total de 82 recursos, discriminados de la siguiente forma:

**REPOSICIÓN:** Se resolvieron un total de 79 recursos de reposición, de los cuales 73, correspondieron a las decisiones que señalaron el incumplimiento de requisitos mínimos dentro del proceso denominado Convocatoria 001 de 2005 en su fase II (Gestión Humana), cinco correspondieron a decisiones relacionadas con el proceso Misional (E&P y/o TEAs) y uno relacionado con la gestión de contratación administrativa.

**APELACIÓN:** Se resolvieron un total de tres recursos de apelación, todos y cada uno de ellos referentes a la actividad contractual misional (E&P y/o TEAs).

### 1. Procesos de contratación

El Comité de contratos se encargó de las revisiones integrales y formales de los diferentes procesos contractuales, formulando las correspondientes recomendaciones, viabilidades jurídicas y conceptos a los diferentes ordenadores del gasto. De cada sesión, se levantaron y suscribieron las respectivas actas, en un total de 87 actas.

En relación con el apoyo jurídico en la fase precontractual, contractual y postcontractual, la oficina revisó la totalidad de los documentos requeridos en las diferentes fases y redactó las minutas para cada contrato. Así mismo, elaboró los respectivos actos administrativos que se derivaron de las contrataciones celebradas y las correspondientes órdenes de servicio requeridas.

De igual manera, durante dicha anualidad, se analizaron los estudios de conveniencia y oportunidad y demás obligaciones pactadas en cada uno de los convenios interadministrativos que fueron elaborados, cada uno de los cuales contó con su respectivo concepto de viabilidad jurídica.

La legalización de las diferentes contrataciones, así como las pólizas presentadas para el cumplimiento de las diferentes actuaciones contractuales fueron estudiadas y aprobadas de conformidad con los requisitos exigidos en cada contrato y la ley. De igual forma se revisó y aprobó las garantías bancarias de los TEAs y de las diferentes fases de los contratos E&P.

### 2. Plan de compras

En cumplimiento con el Artículo 17 del Acuerdo 0009 de 2006, los plazos establecidos y la normatividad vigente del Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal – SICE, el 4 de enero de 2008 se registró en el Portal del SICE el Plan de Compras inicial de la entidad.

Durante el transcurso de la vigencia 2008, se registraron modificaciones al Plan de Compras reportado inicialmente. El valor final registrado en el portal del SICE asciende a la suma de \$89.009'985.698 discriminado de la siguiente forma:

ADQUISICIÓN BIENES Y SERVICIOS	2256'583.860
SERVICIOS PERSONALES	3485'100.000
GASTOS DE COMERCIALIZACIÓN	18.709'100.000
GASTOS DE PLAN DE INVERSIÓN	63.893'601.838
TRANSFERENCIAS AL SECTOR	665'600.000
VALOR REGISTRADO EN EL SICE	89.009'985.698

### **1. Inventarios y activos fijos**

La ANH mantiene un control permanente sobre todos los bienes de su propiedad y consciente de su responsabilidad, ejerce un estricto control sobre el inventario de sus bienes. Para cumplir con su labor, periódicamente envía comunicaciones a los diferentes funcionarios y contratistas de la Agencia solicitando información sobre sus bienes y recordándoles su responsabilidad en el manejo de las propiedades de la Entidad.

Igualmente a finales de 2008, la Agencia contrató la toma física del inventario de sus bienes de la Cintoteca, la Litoteca y las oficinas de la sede, igualmente se contrató una inspección y valorización de los materiales del Campo Tello

De conformidad con lo definido en el Instructivo para el manejo administrativo de los bienes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se llevo a cabo el Comité de Inventarios en el cual se presentó una relación de todos los bienes que se consideró oportuno dar de baja por razones de pérdida o porque se encontraban en desuso o en mal estado.

### **2. Seguros**

Los bienes de la ANH están debidamente asegurados, mediante las pólizas adjudicadas de acuerdo con Resolución No. 305 del 24 de octubre de 2007 dentro de la Licitación Pública SAF-LP-006 de 2007 - Programa de Seguros de la ANH, la cual tienen vigencia hasta marzo de 2009 (incluye prórroga y adición que se realizó a partir del 29 de octubre de 2008).

### 1. Generar recursos propios y excedentes para la nación

#### 1.1 Porcentaje del presupuesto financiado con recursos propios (autosuficiencia)

El Ministerio de Hacienda establece que los ingresos propios están compuestos por las rentas propias o ingresos corrientes y los recursos de capital generados por la actividad para la cual se crea cada órgano<sup>3</sup>.

Los ingresos correspondientes a aportes de la Nación son los recursos del Presupuesto de la Nación que el Gobierno orienta hacia las entidades descentralizadas del orden nacional con el objeto de contribuir a la atención de sus compromisos y al cumplimiento de las funciones, para la ANH esta clase de recursos en la actualidad no aplican.

La Ley 1169 de 2007, por medio de la cual se decreta el presupuesto de rentas y recursos de capital del 1º de enero al 31 de diciembre de 2008, ordenó una apropiación de \$187.989'000.000 para atender los gastos de funcionamiento e inversión de la ANH. Adicionalmente, el Decreto 4944 del 26 de diciembre de 2007 establece la forma como se liquida el Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2008, detalla las apropiaciones, clasifica y define los gastos de la ANH.

Es importante anotar que el 29 de julio de 2008, el gobierno expide el Decreto 2719 en el cual ordena reducir unas apropiaciones en el Presupuesto General de la Nación de la vigencia fiscal 2008. Como consecuencia de ello, la ANH sufre un recorte en su presupuesto de gastos de funcionamiento en la suma de \$2158'000.000.

Derivado de lo anterior y conforme a la distribución de los ingresos según la Ley General del Presupuesto y efectuado el recorte presupuestal antes mencionado, el porcentaje del presupuesto es el siguiente:

Recurso	Concepto	Valor	Porcentaje
20	Ingresos Corrientes	\$172.851'000.000	94%
21	Otros Recursos de Tesorería	\$ 12. 878'000.000	6%
	Total Ingresos Propios	\$185.831'000.000	100%

<sup>3</sup> Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.



## 1.2. Excedentes generados por la ANH

Concepto	Valor	Porcentaje
Presupuesto de ingresos apropiado	\$185.831'000.000	100%
Ejecución de ingresos	\$912.099'940.000	491%

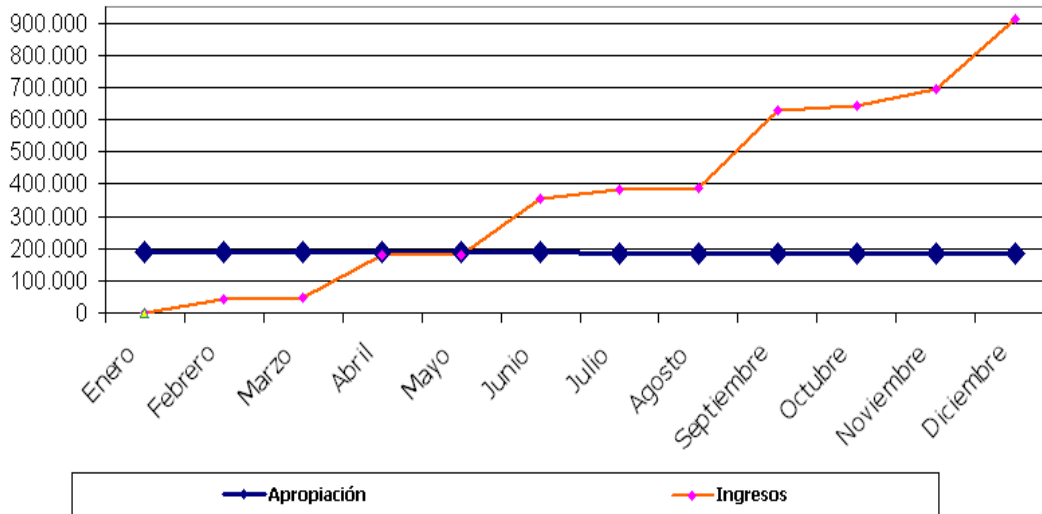
Se ha generado excedentes por \$726.268'940.000. Es importante aclarar que dentro de estos recursos sobresalen los ingresos correspondientes al margen de comercialización que representan el 71% de los ingresos totales y los derechos económicos de los contratos E&P que alcanzaron el 19% de los ingresos.

## 2. Ejecutar el presupuesto

### 2.1 Porcentaje de ejecución del presupuesto (ingresos)

Concepto	Apropiación	Ingresos	Porcentaje
Enero	187.989	547	0%
Febrero	187.989	41.600	22%
Marzo	187.989	46.184	25%
Abril	187.989	177.602	94%
Mayo	187.989	180.279	96%
Junio	187.989	354.457	189%
Julio	185.831	384.151	207%
Agosto	185.831	389.804	210%
Septiembre	185.831	628.098	338%
Octubre	185.831	645.042	347%
Noviembre	185.831	694.445	374%
Diciembre	185.831	912.099	491%

Para mayor ilustración se anexa el siguiente gráfico, cuya información está contenida en la tabla anterior:



Como se observa, la ANH cumplió holgadamente con la meta de recaudo planteada por la Ley de Presupuesto para el año 2008. Es de observar que todos los excedentes financieros generados por la ANH son reportados al finalizar cada vigencia fiscal al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación y este último, con el CONPES, realiza anualmente la distribución de los excedentes y de las utilidades de los establecimientos públicos reasignándolos o destinándolos para financiamiento de otras actividades de gobierno.

## 2.2. Porcentaje de ejecución del presupuesto (gastos)

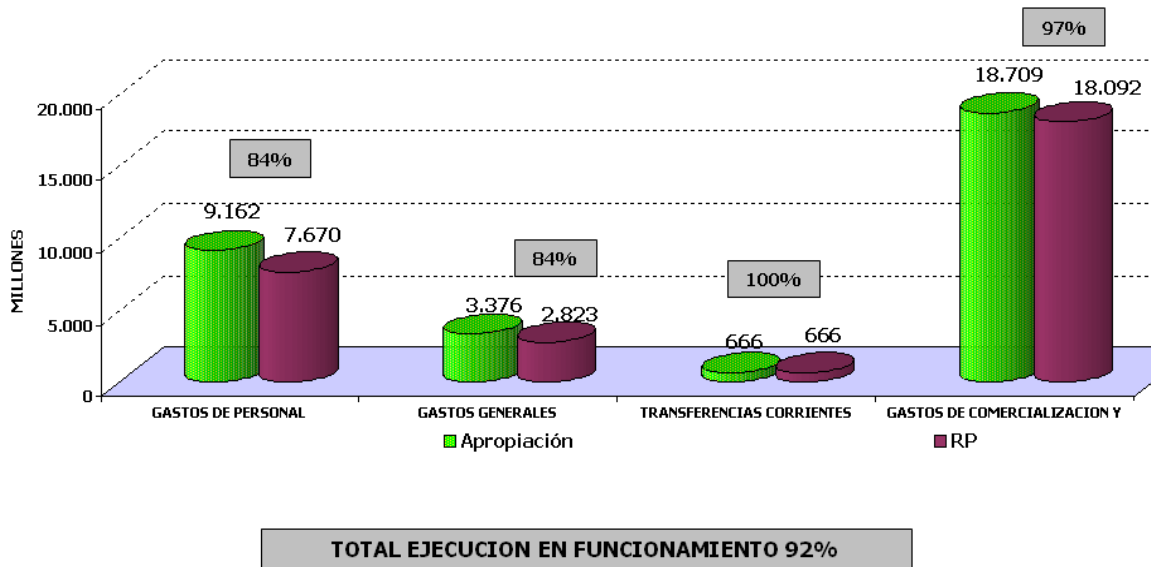
Como señalamos anteriormente, El Decreto 2719 del 29 de julio de 2008 ordenó un recorte de \$2158'000.000 en el presupuesto de gastos de funcionamiento.

A continuación se presenta una descripción de los gastos de funcionamiento e inversión según lo decretado en la Ley general de apropiaciones:

## 3. Presupuesto de gastos de funcionamiento

Los gastos de funcionamiento son todas aquellas erogaciones que tienen por objeto atender las necesidades de la entidad con el fin de cumplir a cabalidad con las funciones asignadas por el Decreto 1760 de 2006, y corresponde principalmente a: gastos de personal, gastos generales, transferencias corrientes y gastos de comercialización y producción.

La ejecución presupuestal de gastos de funcionamiento para el período comprendido entre el primero de enero a 31 de diciembre de 2008, fue:



La periodicidad con la que se hace seguimiento a cada uno de estos rubros es mensual, pero para mayor ilustración y comprensión, el análisis se hace en forma acumulada. Es importante anotar, que la ejecución de gastos de funcionamiento al 31 de diciembre del año 2008 corresponde a un 92% del total del presupuesto apropiado.

El rubro de transferencias corrientes corresponde a la cuota de auditaje que la ANH debe girar a la Contraloría General de la Nación.

#### 4. Presupuesto de inversión

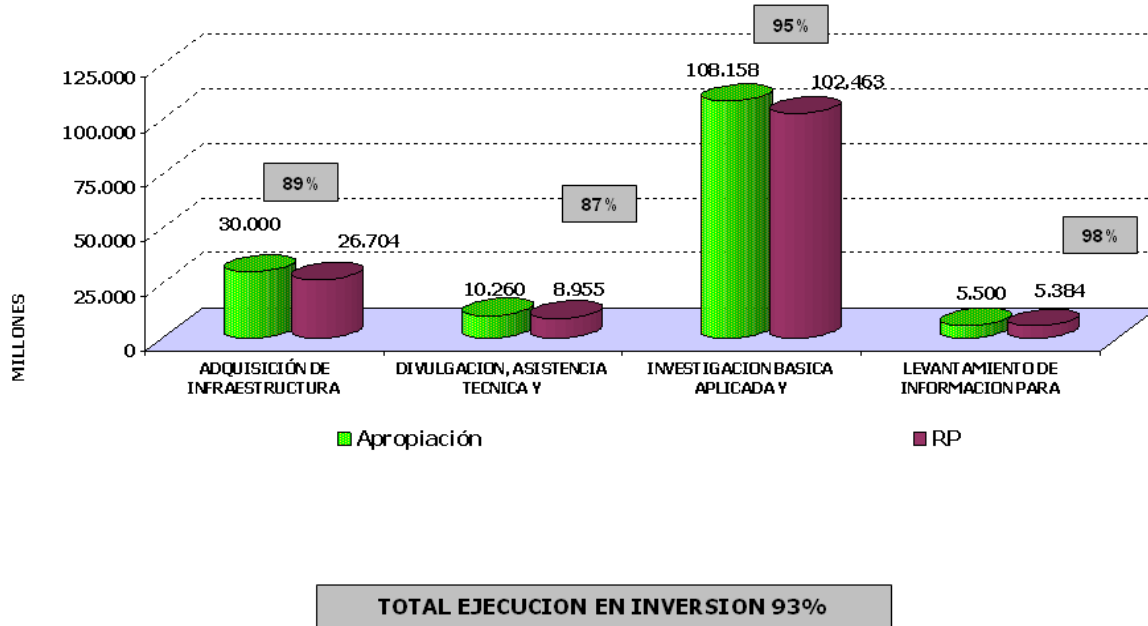
Se entiende por Presupuesto de inversión, todas aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, aquellos gastos destinados a crear infraestructura social<sup>4</sup>.

La característica fundamental de este gasto debe ser que su asignación permita acrecentar la capacidad de producción y productividad en el campo de la estructura física, económica y social, y son:

Inversión: compuesto por adquisición de infraestructura propia del sector, divulgación, asistencia técnica y capacitación del recurso humano, investigación básica, aplicada y estudios y levantamiento de información para procesamiento.

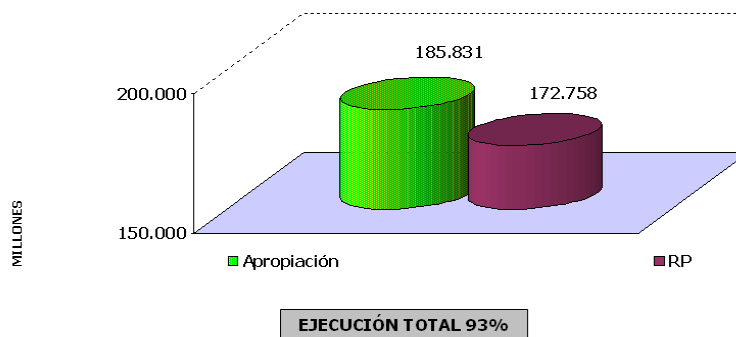
<sup>4</sup> Definición según Ley 1169 de 2007

La ejecución presupuestal de gastos de inversión, fue:

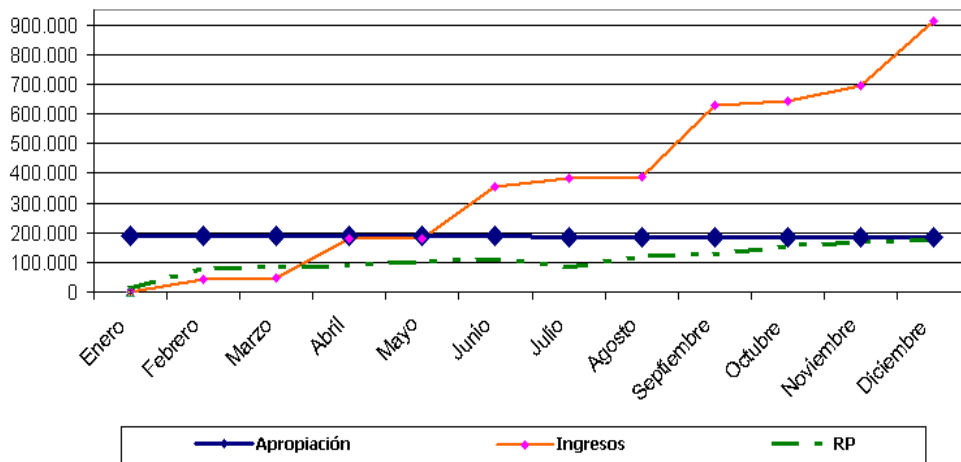


Como lo mencionamos anteriormente, nos parece importante anotar que la periodicidad con la que se hace seguimiento a cada uno de estos rubros es mensual, pero para mayor ilustración y comprensión, el análisis se presenta en forma acumulada.

Por lo anterior, la ejecución presupuestal acumulada de la Agencia a corte del 31 de diciembre de 2008 asciende al 93%, considerándose satisfactoria, como se ilustra en el siguiente gráfico:



Para efectos de lograr una mayor claridad sobre el tema, presentamos nuevamente la gráfica y una tabla que resume la ejecución de ingresos, gastos y excedentes acumulados al cierre de la vigencia.



Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Excedentes	0	0	0	0	0	166.468	198.320	203.973	442.267	459.211	506.708	726.268
Apropiación	187.989	187.989	187.989	187.989	187.989	187.989	185.831	185.831	185.831	185.831	185.831	185.831
Ingresos	547	41.800	46.184	177.602	180.279	354.457	384.151	389.804	628.098	645.042	692.539	912.099
RP	16.003	80.818	83.901	88.191	105.778	111.137	87.081	120.954	125.575	157.410	169.172	172.758

## 5. Planes de mejora

Dentro de los planes de mejora establecidos por la ANH, para lograr un mejor aprovechamiento de sus recursos, podemos mencionar los siguientes:

### 5.1 Transición SIIF Nación II

Con el fin de poder dar inicio al Sistema SIIF II, a partir del 1 de enero de 2009, la ANH, durante el año 2008, atendió todos los requerimientos establecidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Coordinación SIIF II relativos a exigencias de carácter tecnológica, de comunicación, y las capacitaciones necesarias del personal responsable de implementar el mencionado proyecto.

En la actualidad, los funcionarios de la ANH se encuentran en proceso de capacitación y certificación en cada uno de los módulos que ofrece dicho sistema y continúan atendiendo los diferentes requerimientos necesarios para continuar la implementación de dicho proceso.

### 5.2 RAVEC

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público con el fin de hacer más eficiente la comunicación entre cada una de las entidades y el SIIF Nación II ha implantado el RAVEC. El RAVEC es una Red de Alta Velocidad del Estado Colombiano, que

permite que todas las entidades, incluida la ANH, tenga conexión de forma continua para reportar todas las operaciones que se generen con las demás entidades del Estado.

### **5.3 Diseño de la nueva operación de tesorería**

La Agencia realizó un estudio para el mejoramiento y diseño de la nueva operación de tesorería, procedimientos que fueron incorporados por la firma contratista RISCO Finanzas Corporativas S.A, dentro de las actividades contratadas estuvo la generación de un informe en el que se establecieron los requerimientos, políticas y recomendaciones para la operación financiera, contable y administrativa, próxima a su implementación.

## PROCESO DE EVALUACIÓN

### EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA

Durante el año 2008, la oficina de Control Interno centró sus actividades en el fomento de la cultura del autocontrol y de la autogestión. Para cumplir con este propósito diseñó el Informativo OCI, como un canal de comunicación entre la oficina de Control Interno y los diferentes funcionarios y contratistas de la Agencia. En este documento se dieron a conocer diversos aspectos relacionados con el sistema de Control Interno, a saber: Administración del riesgo, gestión por procesos, divulgación del Código de Ética, Acuerdos de Gestión, entre otros.

Adicionalmente, se diseñó una campaña institucional denominada: *El Autocontrol, una clave del éxito*. Como parte de la campaña, se diseñaron cuatro folletos que fueron entregados a cada uno de los funcionarios y contratistas de la Agencia denominados así: *El autocontrol, una clave del éxito, 5S una herramienta de autocontrol, El orden, principio del buen funcionamiento y Códigos de ética, instrumentos de gestión*.

#### **1. Administración del riesgo**

En el 2008, se efectuaron actividades de capacitación, acompañamiento y apoyo a cada uno de los responsables de los 19 procesos que tiene identificados la entidad, en la revisión, valoración y evaluación del mapa de riesgo para proceder a su respectiva actualización. Estas actividades estaban enfocadas hacia la verificación de los puntos de control de cada uno de los procesos.

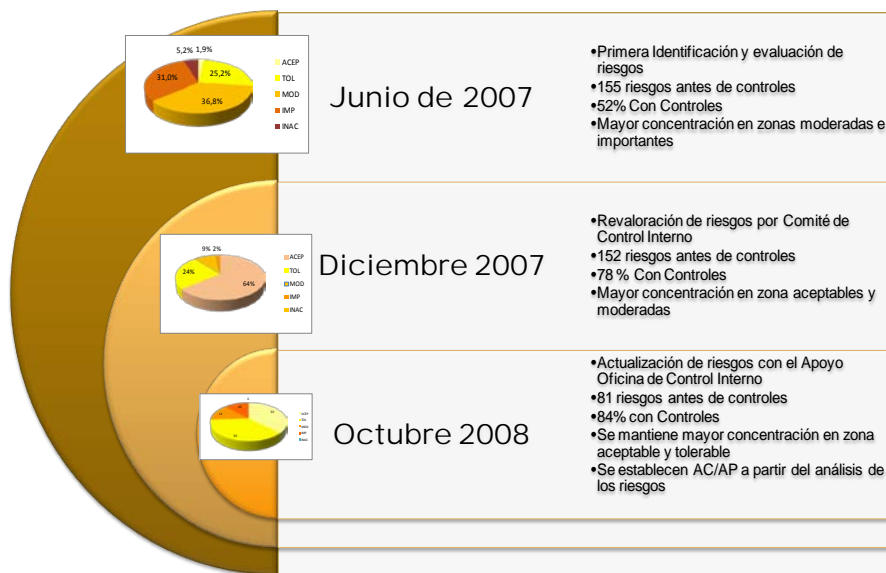
La evolución de la administración del riesgo en la entidad se puede evidenciar en las siguientes cifras:

Junio de 2007: se identificaron 155 riesgos, 52% con controles, presentando una mayor concentración de riesgos en las zonas moderada e importante

Diciembre de 2007: Se identificaron 152 riesgos, 78% con controles, presentando una mayor concentración en las zonas aceptable y moderada. En esta revisión se evidencia un mayor control en las actividades de los procesos.

Los resultados obtenidos durante el desarrollo de las actividades del 2008 permiten identificar 81 riesgos, 84% de ellos con controles, con una mayor concentración de riesgos en las zonas aceptable y tolerable.

A continuación se visualiza de forma gráfica la mejora de la administración del riesgo en la Entidad:



Como oportunidades de mejora, la entidad estableció con cada uno de los líderes de los procesos las respectivas acciones preventivas que permitan evitar la materialización de los riesgos identificados, las cuales serán objeto de verificación durante el año 2009.

## 2. Resultados de auditorías

En el mes de agosto se desarrolló el primer ciclo de auditorías internas, el propósito de estas auditorías era verificar la planificación de los procesos y el grado de conocimiento e implementación de los lineamientos estratégicos de la organización. En esta auditoría fueron documentadas cuatro no conformidades a nivel general, las cuales fueron gestionadas por el proceso de Evaluación, seguimiento y mejora.

Durante los meses de octubre y noviembre, se llevó a cabo el segundo ciclo de auditorías internas. Durante este nuevo ciclo, se hallaron treinta y seis no conformidades que también fueron gestionadas por el proceso de evaluación seguimiento y mejora.

Una vez ejecutado el ciclo completo de auditorías internas y de certificación al sistema de gestión y control, se observa que el sistema cumple con los requisitos de la NTC ISO 9001:2000 y la NTC GP 1000, y con todos los demás requisitos legales y reglamentarios aplicables a la Entidad.

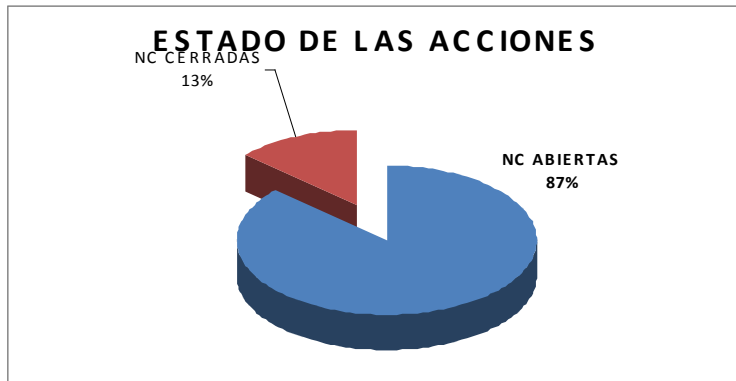
También se evidenció que el sistema de gestión y control se encuentra implementado y el mantenimiento del mismo está en proceso de fortalecimiento respecto a:



- Toma de acciones correctivas y preventivas proactivamente por los responsables de los procesos
- Mejorar la aplicación de metodologías para el análisis de los datos.
- Mejorar el control de los registros y la actualización de la TRD
- Actualizar e implementar la metodología de gestión de los riesgos
- Identificación de productos no conformes
- Análisis de datos a través de indicadores de gestión.

### 3. Estado de las acciones correctivas y preventivas:

Como resultado de las no conformidades documentadas por auditorías, seguimiento a procesos, riesgos y análisis de datos, se cuenta con 82 reportes, de los cuales el 87% se encuentra en proceso de implementación y el 13% cerrados. Algunas de estas acciones no pudieron ser cerradas en el 2008 debido a la reciente culminación del ciclo de auditorías internas y a la auditoría de certificación. Para el año 2009 la entidad tiene establecido actividades de apoyo y seguimiento permanente para la implementación de estas acciones



La siguiente gráfica permite visualizar la fuente generadora de acciones correctivas y preventivas en el sistema de gestión y control, encontrándose que la realización de las auditorías y la revisión de riesgos fueron las mayores fuentes generadoras de estas acciones.



#### **4. Plan de mejoramiento**

Se efectuaron seguimientos periódicos a las actividades desarrolladas por cada una de las áreas con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República en el mes de Septiembre de 2008, En este se obtuvo un cumplimiento del 100% de las metas establecidas para el 31 de diciembre de 2008.

#### **5. Sistema de control interno**

Se realizaron las evaluaciones de la implementación del Mecy y de la NTCGP 1000-2004, dando cumplimiento a la normatividad existente.

#### **6. Informes**

La Oficina de Control Interno cumplió con los informes a su cargo a los diferentes entes de control, a saber: Zar Anticorrupción, Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Ministerio de Minas y Energía, Contraloría General de la República, Contaduría General de República y Departamento Administrativo de la Función Pública, entre otros.

## ATENCIÓN AL CIUDADANO

Según la Resolución 115 del 5 de Abril de 2006 , las Funciones – Participación Ciudadana son:

- Coordinar, controlar y efectuar seguimiento a las actividades tendientes a divulgar y fomentar al interior de la Agencia Nacional de Hidrocarburos- ANH-la cultura de la participación ciudadana para el control de gestión de la ANH.
- Coordinar y controlar el diseño e implementación de instrumentos que faciliten la participación ciudadana y permitan el suministro de información sobre proyectos en que intervenga la ANH.
- Velar por la oportuna orientación al ciudadano en relación con las solicitudes que presenten sobre la gestión técnica y administrativa de la ANH.
- Participar en los comités y reuniones en que se involucren comunidades y mantener un archivo actualizado.
- Participar en el diseño, ejecución y control de estrategias que faciliten la divulgación de la información procesada por la ANH.
- Coordinar la ejecución de las metas de los planes de acción de los lineamientos del Plan de Desarrollo Administrativo que sean de su competencia.
- Ser el centro de información de los ciudadanos sobre diferentes temas en la entidad entre otros: Organización de la entidad, misión que cumple, funciones y procesos y procedimientos según los manuales, normatividad de la entidad, mecanismos de participación ciudadana, informar sobre los contratos que celebre la entidad según las normas vigentes; informar y orientar sobre la estructura y funciones generales del Estado.

El objeto del proceso consiste en promocionar, fomentar, divulgar y hacer seguimiento de la cultura de la participación ciudadana y el alcance aplica desde el diseño de instrumentos que facilitan la participación ciudadana hasta su implementación, control y seguimiento.