

INFORME DE GESTIÓN 2010



© ANH 2011

Director Agencia
Nacional de
Hidrocarburos:
Armando Zamora Reyes

Subdirectora
Administrativa y
Financiera:
Claudia Lafaurie
Taboada

Subdirectora Técnica:
Carolynna Arce
Hernández

Coordinación editorial:
Lorena Cuevas Bernal
Comunicaciones
Corporativas

Coordinación de cifras e
Información:
Grupo de Planeación

Edición:
Su Libro

Diseño y concepto
gráfico:
Patricia Montaña D.

Fotos: ANH

Agencia Nacional de
Hidrocarburos
Avenida Calle 26
No. 59 - 65 Piso 2,
Bogotá D.C., Colombia

www.anh.gov.co

Impreso en Colombia
Printed in Colombia

Prohibida su
reproducción total
o parcial, por cualquier
medio, sin permiso
escrito de la ANH.

Presentación 5

1 ■ PROCESOS ESTRATÉGICOS

Gestión estratégica9

Proceso de relaciones externas.....19



2 ■ PROCESOS MISIONALES

Gestión del conocimiento 33

Promoción 45

Asignación de Áreas 54

Seguimiento a contratos de
exploración 58

Producción 62

Manejo de reservas 74

Administración de regalías 83

Gestión de la información técnica 91

3 ■ PROCESOS DE APOYO

Gestión de recursos humanos	105
Administración de la información.....	107
Gestión jurídica.....	110
Gestión contractual	112
Administración de recursos físicos	113
Gestión financiera.....	115



4 ■ PROCESO DE EVALUACIÓN

Evaluación, seguimiento y mejora.....	123
Atención al ciudadano.....	126
Instrumentos de medición y seguimiento	128





Presentación

A través de la gestión realizada en 2010 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 197. En 2010, se firmaron siete contratos de exploración y producción (E&P) y uno de evaluación técnica (TEA), para un total de ocho contratos.

También se han adquirido 18.171 km de sísmica equivalente 2D en el año 2010 dentro del cuatrienio 2006-2010, y se han perforado 69 pozos exploratorios A3 en el año 2010 dentro del mismo periodo, con lo cual se llegó a 82.610 km de sísmica equivalente 2D y 332 pozos, superando las metas cuatrienales de 32.000 km de sísmica equivalente 2D y 160 pozos. Los resultados para la totalidad del año 2010 fueron de 25.965 km de sísmica equivalente 2D y 112 pozos exploratorios A3.

El país registró en el tercer trimestre del 2010 una inversión extranjera directa de US\$2.006 millones, información disponible al finalizar el año 2010 por parte del Banco de la República.

La ANH generó excedentes por valor de \$505.616 millones, donde sobressalen los ingresos correspondientes a excedentes financieros que representan el 57%; rendimientos financieros que representan el 2,4% de los ingresos totales; los ingresos correspondientes a margen de comercialización que representan el 5,5% de los ingresos totales y los derechos económicos de los contratos de exploración y producción que alcanzaron el 34,1% del total de los ingresos recibidos.

La ejecución de gastos de funcionamiento fue del 99% del presupuesto apropiado, y la de inversión del 92%, considerándose ambas satisfactorias. Hasta la liquidación provisional de noviembre de 2010, la ANH recaudó regalías por \$5,33 billones, de los cuales los entes territoriales percibieron \$5,18 billones, la diferencia entre lo recaudado y los giros obedece a: i) que al 31 de diciembre de 2010, se encontraba pendiente el giro correspondiente a la liquidación provisional de noviembre de 2010 y, ii) los desahorros en aplicación de la Ley 209 de 1995 (Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP).

En relación con los servicios prestados durante el 2010 por el Banco de Información Petrolera, BIP, se destaca que fueron incorporados 38.339 km equivalentes de sísmica de proceso (35 programas sísmicos 2D y 25 programas sísmicos 3D), información de 1.095 pozos y 8.623 documentos y mapas.

Durante 2010 se suministró información de 53.698 km de sísmica 2D de campo y 17.391 km de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del BIP. Se atendió información de 174 pozos, se suministraron 10.088 unidades de información entre documentos y mapas y se atendieron tres sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción). Adicional a



■ Armando Zamora
Director General

estos volúmenes se suministró información a través del proceso competitivo Open Round Colombia 2010.

Con el fin de incrementar el conocimiento del potencial geológico y mejorar la competitividad del país, se efectuó la contratación de proyectos de inversión por más de \$180.000 millones.

La gestión de promoción también ha presentado resultados satisfactorios en la vigencia 2010, principalmente mediante el proceso de la Ronda Colombia 2010, el cual se promocionó con el objetivo de atraer inversionistas para que fuesen partícipes de dicho proceso competitivo y así como resultado del mismo lograr la suscripción de contratos para incrementar los buenos resultados de la ANH. Mediante dicho proceso se logró la asignación de 78 bloques así: 68 contratos E&P y 10 contratos TEA.

Durante el año 2010 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 que en noviembre de 2010, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas – ICONTEC, realizó la segunda auditoría de seguimiento al Sistema de gestión y control de la ANH. Como resultado no se generaron no conformidades. Por tanto, el ente de certificación dio la recomendación para mantener las certificaciones de calidad NTC ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009.

Armando Zamora
Director General



Este informe de gestión se ha organizado de acuerdo con los procesos de la ANH. En primer lugar, se presentan 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.

MAPA DE PROCESOS.



Fuente: Grupo de Gestión Estratégica

Figura 1

Gestión estratégica

1 ■ Sistema de gestión y control

En noviembre de 2010, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas – ICONTEC, realizó la segunda auditoría de seguimiento al Sistema de gestión y control de la ANH. Como resultado no se generaron no conformidades. Por tanto, el ente de certificación dio la recomendación para mantener las certificaciones de calidad NTC ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009.

Durante el 2010 la ANH trabajó en el fortalecimiento del Sistema de gestión y control, para lo cual desarrollo las siguientes actividades:

1.1 ■ Indicadores de gestión

Se realizó una revisión de indicadores por tipología y clasificación teniendo en cuenta el concepto de eficacia, eficiencia y efectividad.

Clasificación	Cantidad
Estratégicos	55
Estadísticos	14
Proceso	56
Total	125

Fuente: Grupo de Gestión Estratégica

Tipología	Cantidad
Efectividad	41
Eficiencia	41
Eficacia	43

1.2 ■ Documentación

Se actualizó la documentación establecida para la operación y control de los procesos del sistema de gestión y control (71 documentos), teniendo en cuenta:

- Actualizaciones de la normatividad
- Optimización y mejora de los procesos
- Inclusión de controles derivados de los mapas de riesgos
- Hallazgos de las auditorías realizadas a los procesos
- Requisitos de NTC ISO 14001:2004 y NTC OHSAS 18001:2007 en relación con los procedimientos obligatorios.

Se adoptó la documentación por medio de la Resolución 413 del 2 de Noviembre de 2010.



1.3 ■ Mantenimiento de Procesos

Se trabajó con los líderes de proceso en el fortalecimiento del sistema y en crear cultura para el mantenimiento y la mejora de los procesos, llevando a cabo las siguientes actividades:

- Generación de planes de mejoramiento para los procesos
- Actualización de los mapas de riesgos de los procesos
- Fortalecimiento de controles para la mitigación de los riesgos
- Establecimiento de planes para el manejo del riesgo
- Ciclo completo de auditorías internas de calidad de acuerdo con los requisitos de las normas NTC ISO 9001:2008, NTC GP 1000: 2009 y MECI 1000:2005, en coordinación con la oficina de Control Interno
- Seguimiento a acciones correctivas y preventivas
- Seguimiento a la implementación de aspectos por mejorar generados por informes de auditoría

1.4 ■ Capacitación

Se llevaron a cabo capacitaciones en temas relevantes para el mantenimiento y mejora del sistema de gestión y control, entre otros:

- Curso de auditor interno de calidad
- MECI: administración de riesgos
- Inducción y reinducción: gestión estratégica y procesos
- Mejoramiento continuo



2 ■ Contrataciones del programa de tendencias globales y locales

2.1 ■ Boletín de estadísticas

Se publicó en medio físico y magnético, un boletín con las principales estadísticas del sector de hidrocarburos.

2.2 ■ Promoción para la incorporación de nuevas tecnologías para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM)

Debido que Colombia cuenta con un importante potencial en hidrocarburos no convencionales como el Gas Metano asociado al Carbón (Coal Bed Methane o CBM), la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, decidió contratar un estudio con el fin de promocionar la incorporación de nuevas tecnologías de CBM en Colombia.

Aún cuando la ANH inició, a través de un estudio preliminar, una caracterización de los yacimientos de CBM y la identificación de diferentes tecnologías, no se tiene un entendimiento suficiente del potencial de gas en CBM, caracterización de yacimientos y diferentes tecnologías y su dependencia de las condiciones de los yacimientos (Ej. diferente caracterización del carbón, condiciones del entorno, etc.).

Por lo anterior, la ANH suscribió una orden de servicios con Arthur D. Little, Inc. con el objetivo de “contratar el estudio para promover la incorporación al país de nuevas tecnologías para la exploración y producción de Gas Metano Asociado al Carbón”.

Dentro de los objetivos específicos de este estudio se pretendió caracterizar los yacimientos carboníferos de Colombia; identificar y distinguir las prioridades tecnológicas adecuadas para la exploración y producción de CBM según las características de los diferentes yacimientos en Colombia; e identificar los proveedores de estas tecnologías y diseñar una estrategia de promoción para asegurar su participación en las diferentes rondas de asignación de bloques de CBM.

Como resultado de este estudio, se recibió de parte de la compañía contratista una caracterización de los yacimientos de CBM en Colombia y un análisis de las características que pueden definir las prioridades tecnológicas para dichos yacimientos, dentro de los reportes de una primera fase. Posteriormente, se entregó un análisis de las tecnologías más adecuadas para los yacimientos de CBM y un listado priorizado de perfiles de principales proveedores de tecnologías más adecuadas. Finalmente, se proporcionó una estrategia de promoción de nuevas tecnologías y recomendaciones para su implementación.



2.3 ■ Definición de esquemas contractuales para Gas Metano Asociado al Carbón (CBM)

Debido a que la ANH tiene la responsabilidad de apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la definición de los lineamientos para la política pública de explotación del Gas Metano Asociado al Carbón (Coal Bed Methane o CBM) considerando los principales retos técnicos, ambientales y logísticos que caracterizan la explotación de ese recurso; se requirió diseñar una minuta de contrato para la asignación de áreas para exploración y explotación de CBM.

Para ello, la ANH ha iniciado el entendimiento de los retos contractuales para yacimientos no convencionales a través de un estudio preliminar. Este estudio debe servir de base inicial para definir los lineamientos definitivos del contrato de exploración y producción de CBM y posteriores contratos para otros no convencionales (Ej. Tar sands, Oil/Gas shales).

Por lo anterior, la ANH suscribió una orden de servicios con IHS CERA Inc. con el objetivo de “contratar el estudio cuyo objeto sea la definición de esquemas contractuales para la asignación de áreas para la exploración y producción de Gas Metano Asociado al Carbón”.

Dentro de los objetivos específicos de este estudio se pretendió entender los retos y dificultades específicos presentados por la exploración y producción de CBM; definir los lineamientos técnicos, ambientales y logísticos para la exploración y producción de CBM en Colombia y diseñar un modelo contractual para la asignación de áreas para la exploración y producción de CBM, así como mecanismos de resolución de posibles conflictos entre explotadores de carbón y de CBM.

Como resultado de este estudio, se recibió de parte de la compañía contratista un informe de presentación en MS PowerPoint de MS Office con el apoyo a los archivos relacionados con el modelo económico hipotético basado en uno análogo de EE.UU., dentro de la primera fase. Posteriormente, se entregó un reporte con recomendaciones sobre los lineamientos generales para una política de exploración y explotación de CBM, junto con un informe de un proyecto o borrador de directrices. Finalmente, se recibió el proyecto de modelo de contrato para la exploración y la producción de CBM, así como mecanismos para la solución de controversias relacionadas con los derechos mineros, superposición y conflictos de uso de la tierra.

2.4 ■ Estudio para apoyar el desarrollo de la estrategia de gas

Debido que Colombia cuenta con un importante potencial hidrocarburífero concentrado en la zona del Caribe del país, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, ha decidido contratar un estudio con el fin de apoyar al Ministerio de Minas y Energía para definir el óptimo aprovechamiento y desarrollo integral del Caribe para las reservas de Gas.

Por lo anterior, la ANH suscribió una orden de servicios con Arthur D. Little, Inc. con el objetivo de “contratar el estudio para apoyar la estrategia para el óptimo desarrollo integral de Gas en el Caribe”.

Dentro de los objetivos específicos de este estudio se pretendió analizar los posibles escenarios de reservas recuperables y producción de gas en la cuenca del Caribe, definir los mercados locales e internacionales en los que Colombia podría colocar sus excedentes de gas, caracterizar opciones de infraestructura en sus aspectos técnicos y de costos (ej. LNG, FLNG, CNG), evaluar diferentes estrategias de desarrollo integral en la zona del Caribe, incluyendo opciones de infraestructura y comerciales e identificar acciones concretas para ejecutar por ANH y el Ministerio de Minas y Energía y asegurar la implementación de las estrategias de desarrollo integral identificadas.

Como resultado de este estudio, se recibió de parte de la compañía contratista un informe de los escenarios de reservas recuperables y producción. Luego, se obtuvo un reporte con la definición de los mercados locales e internacionales en los que Colombia podría colocar sus excedentes de gas según los escenarios definidos. Posteriormente, se entregó un reporte con las opciones de monetización y recomendación. Finalmente, se recibió el informe con la recomendación de una estrategia de desarrollo integral que incluye un plan de comunicación con los operadores y las regiones.

2.5 ■ Contribución directa e indirecta del sector hidrocarburos en la economía colombiana

En razón a la reciente coyuntura económica mundial, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, encontró conveniente y oportuno adelantar un estudio especializado para determinar la contribución del sector de hidrocarburos en la economía nacional. A partir de la creación de la Agencia se inició una nueva etapa en la evolución del sector, que se refleja en los nuevos contratos suscritos, lo cual se traduce en mayor volumen de inversiones, así como en presión sobre la demanda de bienes y servicios asociados con el sector, por ejemplo los requeridos para desarrollar la actividad sísmica y la perforación de pozos exploratorios. Este acelerado ritmo de crecimiento en la actividad petrolera, contribuye de manera directa e indirecta sobre el resto de la economía del país, contribución que requiere ser objeto de análisis y estudio especializado.

Desde mediados de 2004, con la creación de la ANH, se inició una nueva etapa en el sector petrolero colombiano, producto de los cambios en la estructura institucional del sector y en la adopción de un nuevo esquema contractual de características más competitivas para los inversionistas privados. Es así como, a la fecha, la ANH ha suscrito más de 300 nuevos contratos de exploración y producción, E&P, y de evaluación de técnica, TEA, manteniéndose cada año la firma de contratos por encima de las metas propuestas por el Gobierno Nacional. Como resultado de lo anterior, la actividad sísmica y la perforación de

pozos exploratorios, está creciendo a niveles que exigen mayor disponibilidad de maquinarias y equipos que permitan mantener los compromisos exploratorios que las compañías adquieren con la firma de los contratos.

A partir del año 2007 la ANH ha venido trabajando en el desarrollo de procesos competitivos para la asignación de áreas especiales (Ronda Caribe, Ronda Colombia, proyecto de desarrollo de crudos pesados y Ronda 2010), lo cual se traduce tanto en un mayor volumen de inversiones como a su vez en una mayor presión sobre la demanda de bienes y servicios asociados con el sector, como resultó evidenciado a lo largo del «Colombia Petroleum Show» llevado a cabo en Corferias en diciembre del año 2009, donde la participación en la muestra comercial fue ampliamente reconocida. Este acelerado ritmo de crecimiento en la actividad petrolera, contribuye de manera directa e indirecta sobre el resto de la economía. Es así como con el fin de avanzar en una primera aproximación en el análisis y medición de la magnitud de esta contribución, la ANH encuentra oportuno y conveniente realizar un estudio detallado de la contribución en la economía del desarrollo de la actividad hidrocarburífera en el país.

Inicialmente, con la creación de la ANH se realizó un estudio que tendía a determinar la magnitud de estos efectos económicos a través de las razones precio cuenta para la economía colombiana. En esta misma línea durante el año 2009, se realizó otro estudio para determinar la relación entre el desarrollo del sector y el crecimiento económico, a partir del cual se identificó la necesidad de profundizar en la contribución directa e indirecta de la nueva dinámica del sector de hidrocarburos y las diferentes industrias de bienes y servicios que se han venido desarrollando, frente a diferentes variables de la economía colombiana.

La ANH suscribió un contrato con la Universidad de los Andes con los objetivos específicos de hacer la descripción de los principales hechos estilizados que han caracterizado el comportamiento reciente del sector de hidrocarburos -petróleo y gas- en Colombia; efectuar un análisis y medición de la contribución directa del sector de hidrocarburos en las principales variables macroeconómicas colombianas (producción, importaciones, consumo, exportaciones, inversión, impuestos -ingresos fiscales-, otros ingresos estatales y empleo); hacer un análisis de la contribución directa del sector de hidrocarburos en las finanzas locales tanto en términos directos como indirectos en Colombia; efectuar el cálculo de los efectos directos e indirectos que se derivan de las relaciones económicas de la exploración y producción de hidrocarburos -petróleo y gas- con el resto de sectores de la economía y comparar diferentes escenarios de desarrollo del sector de hidrocarburos frente al escenario de abastecimiento únicamente a través de importaciones, identificando los posibles efectos en los precios de los combustibles y de los insumos de la industria petroquímica.



3 Comunicaciones internas y externas

3.1 Comunicaciones internas

Durante la vigencia 2010, las comunicaciones internas se canalizan en tres fases, las cuales a continuación se detallan, así:

Fase I de diagnóstico

1. Estudio plan estratégico y entrevista a funcionarios

- Se hizo un análisis de la misión, visión y valores de la ANH.
- Se definieron los públicos de interés (clientes, empleados, sociedad y accionista) y cómo se comunica la ANH con ellos.
- Se elaboró un análisis de los objetivos estratégicos de la ANH frente a contenidos en canales.
- Se hizo una ronda de entrevistas a funcionarios (se entrevistaron seis funcionarios de áreas clave en la ANH sobre procesos de comunicación interna). Con esta información se elaboró un cuestionario para la encuesta de comunicación interna, pendiente por aplicarse.

2. Auditoría proceso actual

- Se elaboró un mapa de empleados por tipo de contrato y ubicación que muestra 151 empleados en total, de los cuales 49 son directos y 102 por contrato.
- Se elaboró un mapa de canales (Virtuales, físicos, impresos y presenciales). El mapa incluye, descripción, responsable, periodicidad, cobertura y status.
- Se analizó el diagrama de comunicación actual de la ANH.
- Análisis al organigrama funcional ANH.
- Estudio de emisores (información masiva y por áreas)
- Estudio de receptores (Con acceso a medios, interactividad, canales de participación y limitación espacial).
- Se hizo un análisis del contenido (Información con mayor frecuencia, información que no se incluye en los canales e información deseada por los empleados).
- Definición de estilos de comunicación
- Análisis de toma de decisiones

3. Encuesta

- En febrero se hizo un estudio de resultados de la encuesta de clima laboral realizada en 2007 por la firma PAL. Se tomaron las respuestas de comunicaciones y liderazgo como punto de referencia para el diagnóstico.
- Elaboración de encuesta de comunicación interna (Se elaboró un cuestionario de 29 preguntas que salieron de las entrevistas a funcionarios y de la auditoría del proceso de comunicación actual).

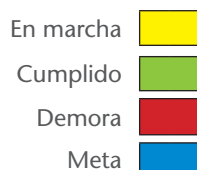
Fase II estrategia

A partir del diagnóstico de las comunicaciones internas se detectan oportunidades de mejora las cuales permiten diseñar nuevos canales de comunicación interna, así:

- Se diseñó y se presentó a consideración nuevo formato de cartelera interna para la ANH por secciones y con temáticas alineadas a objetivos estratégicos.
- Se diseñó ficha técnica para boletín interno "Explorando actualidad", se adelantó la elaboración de contenidos y toma de fotografías.
- Se detecta la necesidad de diseñar talleres para el personal asociados al contenido de las comunicaciones internas de la ANH.
- Se elabora el cronograma general de plan de comunicaciones internas hasta agosto de 2010.



Cronograma



ETAPAS	ACTIVIDADES	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto
Fase 1. Diagnóstico (Mes y medio)	Estudio plan estratégico y entrevista a líderes							
	Auditoría proceso actual							
	Encuesta							
	Presentación diagnóstico							
Fase 2. Estrategia y plan (1 mes)	Definición imagen ideal							
	Diseño nuevo proceso de comunicación							
	Definición de mensajes claves							
	Nuevos canales de comunicación interna							
	Preparación talleres							
	Cronograma de ejecución							
Fase 3. Ejecución y formación (4.5 meses)	Acompañamiento y activación nuevo proceso de comunicación							
	Realización de talleres para líderes							
	Primera ronda de cascada y evaluación de resultados							
	Política y manual de comunicación interna							
	Sostenimiento-ejecución							
	Encuesta							

Fuente: Grupo de Comunicaciones

Fase III ejecución y formación

A partir del cronograma de comunicaciones internas que se detectan, se inicia un seguimiento mensual para su cumplimiento y ejecución, asociado a:

1. Formación

Se acordó que Compass Porter Novelli diseñe y dicte un taller especial para directivos de la ANH en habilidades en comunicación interna.

2. Ejecución

- Optimización de canales: Boletín interno 'Explorando actualidad'
- Redacción y edición de artículos
- Rediseño y elaboración del contenido de las Carteleras Internas

3. Optimización de canales:

- Boletín interno 'Explorando actualidad'

4. Intranet:

Actualización de la información asociada al personal, formatos y noticias contenida en la intranet.

5. Campañas:

Activación de las campañas de fechas especiales, valores, Oficina sin papeles' y 'Oficina abierta'

3.1 ■ Comunicaciones externas

Se actualizaron y mejoraron algunos aspectos de la página web que a continuación detallamos:

- Se efectuaron publicaciones en el link de noticias, acordes a los eventos en los que participó la ANH.
- Se creó una cuenta en Twitter para cumplir con lineamientos de la Estrategia de Gobierno en línea.
- Se publica información referente a la Ronda Colombia 2010.
- Se publica información geológica y geofísica de interés general y específico.
- Se publica información relacionada a la Rendición de cuentas.
- El contenido de la página Web esta publicado en inglés y en español.



Proceso de relaciones externas

Durante el año 2010 el Grupo de Comunidades y Medio Ambiente apoyó la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos a nivel nacional liderada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dando lineamientos y llevando a cabo acciones concretas que buscaban la conservación ambiental, el desarrollo sostenible, la protección y fortalecimiento de las comunidades y etnias de Colombia, y la viabilidad de las operaciones petroleras, asegurando 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 se enfocó en gestionar una planificación interinstitucional, a través del apoyo continuo a las entidades del gobierno que tienen como función la formulación e implementación de proyectos que orienten la protección del ambiente, los recursos naturales, y las comunidades en todo el territorio colombiano.

En la perspectiva de fortalecer la responsabilidad de la gestión ambiental en las etapas de planeación y desarrollo del sector, la ANH inició la implementación de la Evaluación Ambiental y Social Estratégica, sustentada en la articulación adecuada de los aspectos económicos, sociales y ambientales de las diferentes regiones de interés, para generar condiciones propicias en el crecimiento del desarrollo local, integrando las consideraciones ambientales y sociales en los procesos de planificación con el fin de armonizar los intereses de la sociedad, las compañías y el Estado.

Adicionalmente, la ANH adoptó los lineamientos y directrices socio-ambientales, así como los instrumentos de seguimiento de los mismos que han venido siendo desarrollados en conjunto con las autoridades ambientales y sociales a nivel nacional, los cuales 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 con el mejoramiento de las condiciones de seguridad física en las actividades propias del sector de hidrocarburos, se llevó a cabo la consolidación de los estudios regionales de riesgos sociopolíticos y de seguridad, identificando 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, por medio de un sistema que monitorea dichas condiciones en nueve regiones estratégicas para el sector de hidrocarburos en todo el territorio nacional.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo por el área en el año 2010, 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.



■ Joven de etnia indígena



- Acompañamiento y asesoría a las compañías hidrocarburíferas relacionadas con la ANH en su gestión y trabajo con grupos étnicos.
- Seguimiento a los compromisos socio-ambientales, en el marco de los contratos E&P que suscribe la ANH con los diferentes operadores presentes en el territorio nacional.
- Seguimiento y acompañamiento en la planificación y ejecución de los aspectos socio-ambientales en el marco de los Proyectos Directos que adelanta la ANH, con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

1 ■ Fortalecimiento interinstitucional en temas socio-ambientales y de viabilidad de operaciones

1.1 ■ Comunidades

Para la ANH resulta de gran importancia avanzar en un relacionamiento cualificado con los grupos étnicos existentes en el país, por lo cual ha trabajado continuamente en la formulación de proyectos que permitan lograr la viabilidad de las operaciones hidrocarburíferas en el marco del respeto a las comunidades ubicadas en el área de influencia de las mismas.



■ Joven de comunidad afrocolombiana

Bajo el marco de la Constitución Política de Colombia de 1991, el Convenio 169 de la OIT, la Ley 21 de 1991, el Decreto 1320 de 1998, la jurisprudencia de la Corte Constitucional y el reconocimiento de la jurisdicción especial indígena y la Ley 70 de 1993, se suscribieron una serie de Convenios con diferentes entidades gubernamentales y nacionales, fortaleciendo la institucionalidad y cobertura de dichas instituciones, buscando garantizar la protección de los derechos de las diferentes comunidades y etnias que habitan el territorio colombiano.

Con el fin de garantizar la viabilidad de la actividad petrolera y el respeto de los derechos de las comunidades étnicas asentadas en el área de interés del sector, la ANH en conjunto con el Ministerio del Interior y de Justicia han venido adelantando una serie de Convenios con el fin de fortalecer la capacidad operativa del Ministerio, en las actividades de coordinación interinstitucional de los procesos de consulta previa y las verificaciones de existencia o no de pueblos indígenas y afrocolombianos con las organizaciones y autoridades representativas de las comunidades, en relación con los proyectos de hidrocarburos de interés de la ANH y demás actividades relacionadas.

Como principales resultados de este apoyo se obtuvieron:

Acompañamiento de funcionarios y contratistas del Grupo de Consulta Previa bajo el marco del Convenio 019 de 2009 con el apoyo de la ANH – durante la vigencia 2010	Cantidad
Reuniones de Consulta Previa acompañados por el Ministerio del Interior y de Justicia	199
Verificaciones de la existencia de comunidades étnicas desarrolladas por el Ministerio del Interior y de Justicia	66
TOTAL	265

Fuente: Grupo de Relaciones Externas

Con el mismo objetivo de fortalecer el relacionamiento con los grupos étnicos, se continuó el desarrollo de 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, ECOPEPETROL S.A. y la FEN, proyecto que inicio actividades durante el 2008.

Durante la vigencia 2010 se adelantaron cinco talleres de formación con las comunidades y etnias locales en áreas de interés del sector de hidrocarburos en las ciudades de Puerto Carreño (Vichada), Barrancabermeja (Santander), Yopal (Casanare), Leticia (Amazonas) y Tumaco (Nariño). En el marco de estos talleres se capacitaban 304 líderes de comunidades étnicas y funcionarios locales y regionales. Así mismo, se elaboraron cinco Agendas Locales con las problemáticas y necesidades identificadas por las comunidades participantes.

A su vez, se realizaron las siguientes actividades:

- Seguimiento Regional: A partir de los talleres locales se han elaborado por parte del consultor regional cinco planes de acción de seguimiento con la efectiva participación de las comunidades visitadas, bajo la coordinación del Grupo de Asuntos Étnicos de la Procuraduría Delegada para la Prevención en materia de DD.HH. y Asuntos Étnicos; actualmente dichos planes de acción son objeto de seguimiento por parte del consultor y la PGN.
- Seguimiento regional por parte del consultor regional y la PGN a los planes de acción formulados por la PGN correspondientes a los talleres realizados del 2008 al 2009 en Riohacha (Guajira), Quibdó (Chocó), Puerto Asís (Putumayo) y Villavicencio (Meta).
- Publicación de boletines de reseñas graficas y textuales de los talleres, y boletines de prensa en la página Web de la Procuraduría General de la Nación.
- Un taller de información de resultados con empresas del sector de hidrocarburos, donde se logró establecer las dificultades que afronta la industria frente al procedimiento de la consulta previa, los roles institucionales de las entidades públicas participantes y las posiciones asumidas por los representantes de la comunidad. Tuvo una participación de 55 personas en las cuales se encontraban representantes de las empresas de la industria, gobierno y equipo del programa.
- La elaboración del Manual Lúdico, cuya base conceptual son los Derechos Humanos y la Constitución Política de Colombia, con el objeto de generar interlocución interinstitucional, interétnica e intercultural. El Manual se encuentra pendiente de publicar.

Como parte del compromiso que tiene la ANH de ejecutar los proyectos y contratos hidrocarburíferos en el marco de los estándares socio-culturales que establece la Ley en todo el territorio nacional, en el año 2009 se celebró un convenio interadministrativo con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi – IGAC– y el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH–, el cual terminó en el mes de noviembre de 2010, con el fin de desarrollar el diseño, prueba y ajuste de un sistema de registro y consulta, mediante la sistematización y georeferenciación sobre cartografía a escala 1:100.000 de los principales sitios, colecciones arqueológicas y Áreas Arqueológicas Protegidas de Colombia, e implementarlo en el sistema de consulta de Áreas de Reglamentación Especial, administrado por el IGAC.

Este esfuerzo logró consolidar la información arqueológica nacional en un sistema de consulta a través de la Web, con el fin de poner a disposición de todos los interesados, especialmente las compañías con las que la ANH realiza los contratos E&P y TEAs, esta información fundamental para poder adelantar actividades productivas en el subsuelo colombiano, con el fin de garantizar la integridad del patrimonio arqueológico de la nación.

Por otra parte, en conjunto con el Ministerio del Interior y de Justicia, la ANH ha venido trabajando desde el año 2009 en un proyecto para poder desarro-



illar una Política Pública de los Pueblos Indígenas de la Amazonía colombiana. Es indispensable que para la amazonia colombiana exista un documento de política que sirva para la administración de los recursos naturales de manera controlada y concertada, es decir de esta información dependerá la formulación de un CONPES para la Amazonia por parte del Departamento Nacional de Planeación, que ayudará como insumo para la enunciación de una política pública integral para los pueblos indígenas de la Amazonia colombiana y que permitirá establecer unos lineamientos concretos para el desarrollo de las actividades del sector de hidrocarburos bajo el marco del respeto, la concertación y la interlocución con las comunidades que habitan en los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y producción.

■ *Jóvenes de etnia indígena*

Este trabajo incluye la articulación de los pueblos indígenas presentes en los departamentos del Putumayo, Amazonas, Caquetá, Guainía, Guaviare y Vaupés. Se espera que esta política beneficie a una población estimada de 192.450 indígenas distribuidos en los territorios de estos departamentos, para lo cual se ha planteado una metodología participativa a través de talleres locales, regionales y nacionales. Se espera que dicho convenio termine en el mes de abril del año 2011.

La ANH en coordinación con la Dirección de Pesca y Acuicultura del Ministerio de Agricultura y Desarrollo Rural –MADR– entidad encargada, entre otras funciones, del desarrollo de las políticas para las actividades de pesca en el país, se han propuesto la ambiciosa tarea de aunar esfuerzos con el fin de implementar un Proyecto de fortalecimiento estratégico de la actividad costa afuera del sector hidrocarburos, a través del trabajo articulado con las autoridades y comunidades pesqueras, el cual busca viabilizar y generar lineamientos claros en materia social para las operaciones de exploración de hidrocarburos que actualmente se vienen adelantando en ambas costas del país.

Para ello, en el año 2009 la ANH y el Instituto Colombiano de Desarrollo Rural –INCODER– suscribieron un Convenio que busca la definición de los lineamientos para establecer los términos y condiciones para el desarrollo de la actividad costa afuera del sector hidrocarburos en áreas de influencia de comunidades pesqueras artesanales en el norte del Pacífico colombiano, con lo cual se espera poder compatibilizar los intereses de las compañías exploradoras costa afuera y las comunidades asentadas en áreas de influencia de estos proyectos. Se espera poder contar con los resultados de dicho convenio en el mes de febrero de 2011.

En este mismo orden de ideas, la ANH, el INCODER y el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andreis–INVEMAR–, en el año 2009 suscribieron un convenio con el fin de llevar a cabo la caracterización de la pesca marino-costera de Colombia en términos de identificar, ubicar y cuantificar la extensión de caladeros para los tipos de pesquerías industrial y artesanal, con el fin de obtener un concepto técnico que aporte información que contribuya al proceso de toma de decisiones para los procesos de consulta previa, cuando aplique, y el licenciamiento ambiental de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas costa afuera. Dicho convenio terminó actividades en el mes de julio de 2010.

Este tipo de ejercicios permitirán obtener un concepto técnico que aporte información que contribuya al proceso de toma de decisiones para el licenciamiento ambiental de actividades de explotación de hidrocarburos en áreas de influencia de los caladeros de pesca artesanal e industrial en las aguas marinas colombianas, permitiendo tener certeza del correcto desarrollo de la actividad costa afuera del sector hidrocarburos en armonía con las comunidades pesqueras que dependen de los recursos vivos presentes en estas áreas marítimas.

1.2 ■ Medio Ambiente

De acuerdo con la función asignada a la ANH de propender porque las actividades hidrocarburíferas del país se desarrollen de manera sostenible, se ha trabajado conjuntamente con las entidades del Estado que tienen competencia en el tema ambiental, con el fin de fortalecer la imagen institucional del desarrollo ambiental del país en armonía con el medio ambiente.



En consecuencia, en el año 2008, se firmaron varios convenios interinstitucionales con el objeto de fortalecer el desarrollo de la actividad hidrocarburífera de manera sostenible y lograr consolidar el Sistema de Información Ambiental Nacional, dando las herramientas necesarias al país para afrontar el reto planteado desde los Objetivos del Milenio para el año 2015 de “garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”.

■ *Corocoras en Orocué, Casanare*

La ANH y el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andreis –INVEMAR– suscribieron un convenio, para la caracterización biológica, física y oceanográfica de las unidades ecosistémicas presentes en el Área de Régimen Común Colombia–Jamaica, hasta una profundidad de 1000 metros, con el fin de obtener los lineamientos de conservación de estos ecosistemas en el proceso de toma de decisiones para el licenciamiento ambiental de los proyectos hidrocarburíferos por parte de las autoridades ambientales, con el cual se espera:

- a. Caracterizar el Área de Régimen Común utilizando la información secundaria existente en términos de batimetría, geología, oceanografía, paisajes, inventarios de biodiversidad, información de especies focales y los usos actuales de los recursos vivos.



- b. Caracterización de los organismos bentónicos y el plancton de las unidades de paisaje del Área de Régimen Especial y su relacionamiento con las características sedimentológicas, geomorfológicas y oceanográficas.
- c. Generar un modelo paisajístico a partir de la integración de la información secundaria analizada y los muestreos realizados que permita, con base en las características de las comunidades y de las actividades de prospección, dar los lineamientos para su conservación con el fin de contribuir al proceso de toma de decisiones de las autoridades ambientales para el licenciamiento de las actividades de explotación de hidrocarburos costa afuera.

La ANH con la Unidad de Parques Nacionales adscrita al MAVDT y la participación de autoridades locales y regionales y comunidades asentadas, en el mes de septiembre de 2010 terminaron la ejecución de un proyecto que buscaba el desarrollo de un modelo de reordenamiento socio-ambiental y 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 ambiental en esta región del país.



Este esfuerzo conjunto obtuvo los siguientes resultados entre otros:

- a. El acuerdo establecido entre la UAESPNN y la etnia Barí para la adopción e implementación del Régimen Especial de Manejo al interior del PNN Catatumbo.
- b. Un modelo de ordenamiento ambiental del territorio en el Parque Nacional Natural Catatumbo Barí y su área de amortiguación.
- c. Documento propuesta técnica para la declaratoria de un área de conservación en el marco del Sistema Nacional de Áreas Protegidas.
- d. Documento con los lineamientos de Buenas Prácticas para las actividades del sector de hidrocarburos que se pretendan adelantar y desarrollar en el área de estudio y su área de influencia, que permita su desarrollo de manera ambiental y socialmente sostenibles.

Con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, se suscribió un Convenio en el año 2009 con el fin de consolidar un modelo de desarrollo sostenible para el sector de hidrocarburos, que permitirá generar los lineamientos, capacidades y metodologías necesarias para que los proyectos que suscribe la ANH con los diferentes contratistas del sector, se desarrollen sin contratiempos en el trámite de los procesos de licenciamiento ambiental y en armonía con el medio ambiente.

Los proyectos que se ejecutaron durante el 2010 son los siguientes:

- a. Se realizó la capacitación en experiencias internacionales de la aplicación del proceso de EAE a las actividades de E&P costa afuera para el sector de hidrocarburos.
- b. Se estableció un equipo interdisciplinario de soporte para evaluar el estado ambiental y social de las áreas objeto de E&P de hidrocarburos devueltas a la ANH, el cual aseguró ejecución y seguimiento oportuno de las demás acciones de fortalecimiento institucional para el desarrollo sostenible que se convinieron en el convenio.
- c. Se inicio el proyecto evaluación socio-ambiental de los procesos de consulta previa del sector hidrocarburos realizados en el marco del trámite de licenciamiento ambiental de competencia del MAVDT. Se espera que este proyecto termine actividades en el mes de junio de 2011.
- d. Se inicio el proyecto para zonificar, ordenar y establecer los lineamientos de manejo ambiental de la Zona de Reserva Forestal del Cocuy, declarada por la Ley 2ª de 1959. Se espera que este proyecto termine actividades en el mes de junio de 2011.

La ANH y el Ministerio de Minas y Energía, suscribieron un convenio a principios del año 2010, con el fin de diseñar y ejecutar una estrategia para la gestión nacional e internacional de la agenda ambiental del sector minero energético colombiano. Con ello se buscaba profundizar lazos de coopera-

ción encaminados a preparar las agendas ambientales nacionales e internacionales para el sector de minas y energía y a su vez identificar y coordinar la cooperación técnica internacional para el sector de minas y energía.

Entre los productos que se pactaron se encuentran:

- Agenda ambiental interministerial suscrita entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
- Agendas ambientales para los siguientes sectores: minas, hidrocarburos, gas y energía.
- Agenda Ambiental Internacional para el sector minero energético.
- Estudios básicos de soporte para las agendas.
- Eventos de concertación y capacitación.

Se espera que para el mes de abril de 2011 se pueda tener el 100% de los productos pactados.

1.3 ■ Gestión del entorno socio-político

La ANH, en conjunto con el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, terminó en el mes de julio de 2010 el desarrollo de un convenio que buscaba 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.

Mediante este tipo de esfuerzos, se lograron conformar coordinadores regionales multiplicadores que realizaran el seguimiento a las rentas petroleras en sus regiones de la mano de las comunidades y autoridades locales y regionales, y se implementaron estrategias a través de medios de publicidad y comunicación sobre el manejo de estas rentas, lo que permitió dar claridad y transparencia sobre la inversión de las regalías del sector de hidrocarburos a nivel nacional.

De esta forma se propendió por generar una cultura de la probidad y la transparencia entre las entidades territoriales y las comunidades en 18 departamentos del país.

Por último, se concluyó la segunda fase del “Proyecto Monitor” entre la ANH y la Universidad Sergio Arboleda, la cual buscaba dar continuidad al 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 tuvo una cobertura geográfica en cinco entornos del territorio nacional, entre los cuales se encuentra el Arauca, Casanare, Meta, Huila, Tolima,

Putumayo, Catatumbo, Vichada, San Andrés y Chocó. Con ello se logró actualizar la línea base de información en estas áreas y el análisis de información relacionada con vulnerabilidades y amenazas en cada entorno, con lo cual se obtuvieron recomendaciones para la adopción de acciones de control, administración de riesgos y la facilitación para el manejo de situaciones de crisis.

2 ■ Seguimiento socio-ambiental a los contratos E&P, TEAs y proyectos directos de la ANH

2.1 ■ Seguimiento a los compromisos en salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente

A través del equipo de profesionales del Grupo de Comunidades y Medio Ambiente y el apoyo de la auditoría en HSE, se realizó el seguimiento en temas de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente a los compromisos suscritos en las minutas de los contratos E&P y TEAs por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos. A su vez se acompañó y se realizó el seguimiento a los proyectos directos de la ANH.



■ *Habitantes comunidad indígena del Amazonas*



Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos hidrocarburíferos en materia de HSE.
- Se elaboró una hoja de vida por cada contrato, la cual incluye el desarrollo de actividades y compromisos en materia de HSE.
- Se elaboraron 48 informes semanales de seguimiento a estos contratos.
- Se elaboraron 12 informes mensuales consolidados del estado mensual de los contratos.
- Se proyectaron los conceptos frente al cumplimiento de dichos compromisos de HSE por parte de los contratistas y operadores.
- Cinco visitas de verificación en campo a los proyectos que lo requerían.

En total se realizó el seguimiento a 236 contratos E&P y 23 TEAs suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas que operan en el territorio nacional. Adicionalmente se realizó el seguimiento a ocho proyectos directos que desarrolla la ANH con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

2.2 ■ Seguimiento a los compromisos sociales

A través del equipo de profesionales del Grupo de Comunidades y Medio Ambiente y el apoyo de la Auditoría Social, se realizó el seguimiento en temas de comunidades, consulta previa y la inversión social del sector a los compromisos suscritos en las minutas de los contratos E&P y TEAs por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos. A su vez se acompañó y se realizó el seguimiento a los proyectos directos de la ANH.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos en materia social.
- Se elaboraron 48 informes semanales de seguimiento a estos contratos.
- Se elaboraron 11 informes mensuales consolidados del estado mensual de los contratos.
- Se elaboraron 2 informes semestrales que contenían la evaluación de los aspectos sociales de los informes ejecutivos semestrales que están obligados a entregar los operadores de los contratos.
- Se analizaron las líneas generales de inversión social que ha propuesto la industria del sector hidrocarburos (contratos E&P, nueva minuta)
- Se proyectaron los conceptos frente al cumplimiento de dichos compromisos sociales por parte de los contratistas y operadores.

- Se elaboró el informe sobre Programa en Beneficio de las Comunidades del área de influencia de los proyectos.
- Se realizó el análisis de tiempos y la línea base de consulta previa.
- Se realizó el análisis sobre los contratos con inconvenientes y orden público.
- 22 visitas de verificación en campo a los proyectos que lo requerían.

En total se realizó el seguimiento a 236 Contratos E&P y 23 TEAs suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas que operan en el territorio nacional. Adicionalmente se realizó el seguimiento a ocho proyectos directos que desarrolla la ANH con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.





Gestión del conocimiento

Unas de las principales funciones de la ANH son evaluar el potencial hidrocarbúfero del país, y diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de la exploración y explotación de hidrocarburos y divulgarlas de acuerdo con las mejores prácticas internacionales. Con el objeto de darle cumplimiento a esas disposiciones se trazó un plan de adquisición de información y profundización en el conocimiento geológico y geofísico del país, aspectos que se han adelantado mediante la contratación de estudios técnicos que han contribuido decididamente a romper paradigmas exploratorios, incrementando el conocimiento en cuencas emergentes y frontera y ayudando a tomar decisiones estratégicas y alineadas con la realidad del sector.

Instituciones académicas nacionales e internacionales y firmas consultoras han apoyado la labor de la ANH, dejando como resultado una serie de estudios que han sido puestos en conocimiento de los inversionistas, la industria y la academia. Los documentos son publicados en la página web de la entidad y representan únicamente extractos de los principales aspectos de las investigaciones, ya que los documentos completos están disponibles para consulta en el Banco de Información Petrolera.

De acuerdo con lo anterior, la ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, conforme a 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 exploratorio 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.

Así, en respuesta a las necesidades del país y a las condiciones del mercado, la ANH ha realizado diversas rondas (Ronda Caribe 2007, Minironda 2007 y 2008, Ronda Colombia 2008, Crudos Pesados 2008 y la Ronda Colombia 2010) y se ha adelantado a los ciclos antes descritos, cumpliendo con las expectativas del sector y con su quehacer misional. El resultado de la última Ronda, con adjudicación de bloques en cuencas emergentes y frontera (p.e. Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto, entre otras), evidencian la importancia de los resultados que se han obtenido gracias al incremento del conocimiento geológico y geofísico, así como a la acertada promoción técnica realizada.



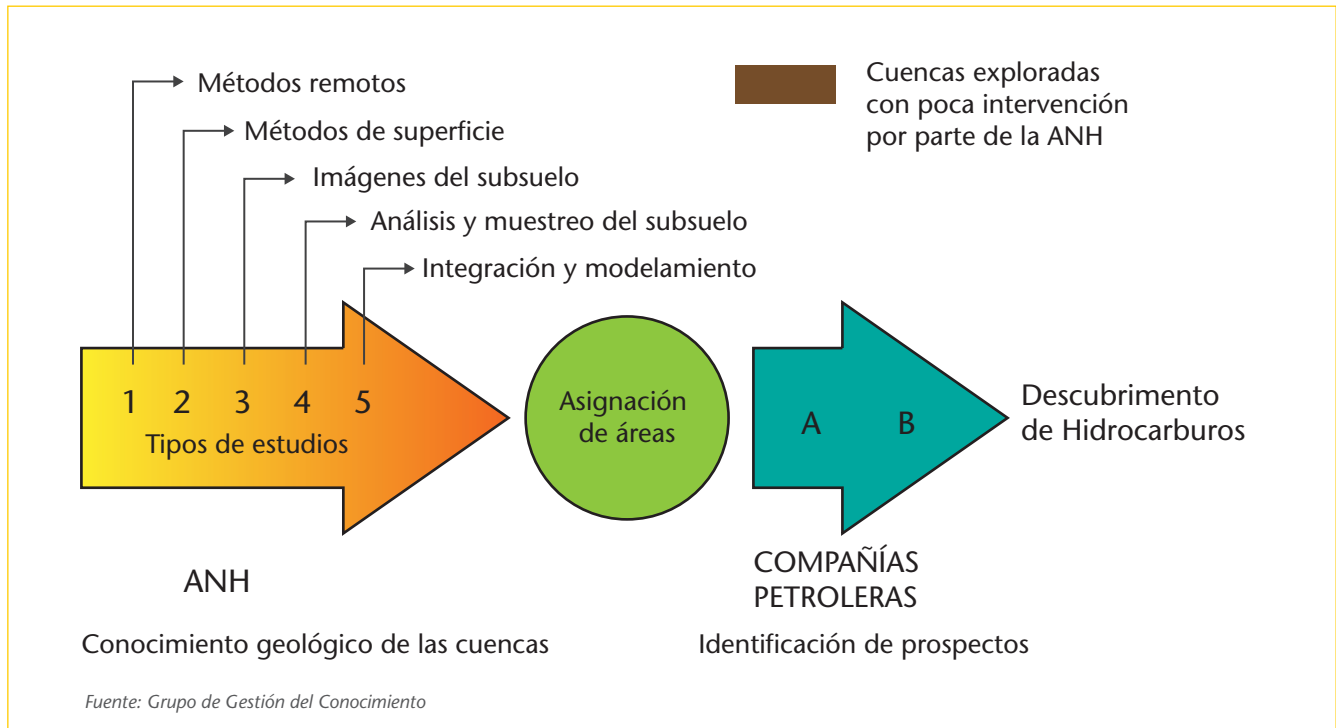


Figura 2. Gráfico que ilustra los diferentes tipos de estudios que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país.

Los estudios exploratorios han sido divididos en cinco áreas principales:

1. **Métodos remotos:** aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con el objeto a estudiar, en este caso con la superficie terrestre o la superficie en el fondo del océano. Incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), adquisición e interpretación de imágenes satelitales ópticas (satélite y radar), fotografías aéreas y batimetría en regiones costa-afuera.
2. **Métodos de superficie:** aquellos estudios que se realizan directamente sobre el terreno (cartografía geológica, columnas estratigráficas, transectas geológicas) o sobre el fondo marino. 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 y estudios radiogénicos.
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: Adquisición y procesamiento de sísmica 2D y 3D (on-shore y off-shore), reprocesamiento sísmico, magnetotelúrica, gravimetría y magnetometría en superficie.

- 4. Métodos de conocimiento directo del subsuelo:** incluye los estudios que permiten obtener testigos de roca del subsuelo con el fin de conocer sus características físicas, químicas, paleontológicas y cronológicas. Ej: pozos estratigráficos y *piston core* en regiones costa-afuera. Incluyen además todos los registros que se pueden obtener a lo largo del pozo (e.g. registros eléctricos, 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 radiogénicos.
- 5. Estudios integrados:** son aquellos que resultan de la agrupación de la información adquirida mediante 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 y registros eléctricos, datos bioestratigráficos, atlas de integración (e.g. geoquímicos, geofísicos, petrográficos, bioestratigráficos).

Los proyectos desarrollados durante el 2010 en cada uno de los programas fueron:

MÉTODOS DE SUPERFICIE		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
UNIVERSIDAD DE CALDAS	Realizar cartografía geológica a escala 1:100.000 de un sector de la Cuenca Tumaco, integrado con la perforación de pozos estrechos (tipo slim hole), análisis de ripios de tres pozos perforados en el área, análisis de líneas sísmicas y análisis de muestras de superficie y del subsuelo para estudios bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos,	Se ha realizado la cartografía geológica con control de campo de 6.408 km ² . Se ha realizado el levantamiento de 826 m de columnas estratigráficas y la recolección de aproximadamente 800 muestras para los diferentes análisis bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos.
GEOLOGÍA REGIONAL Y PROSPECCIÓN (GRP)	Adelantar la cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409 localizadas en la cuenca Tumaco, así como el inherente levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos.	Se encuentran en la fase de socialización del proyecto. Se entregó como primer producto el informe de la Fase I: A) Diagnóstico del estado del conocimiento geológico del área cubierta por las planchas 340, 362, 385 Y 409, mediante la compilación, análisis y evaluación de la información geológica y cartográfica existente. B) Mapa fotogeológico, escala 1:50.000, de cada una de las planchas a trabajar en desarrollo de este proyecto. C) Revisión e interpretación de las fotografías aéreas e imágenes de satélite y radar, que se constituye en el mapa-imagen sobre el que se diseñen las transectas que faciliten los recorridos para la comprobación durante la fase de campo.

Fuente: Grupo de Gestión del Conocimiento

VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO

VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
G2 SEISMIC	Adquisición (cubrimiento completo) y el procesamiento de alta resolución de 337 km de sísmica 2-D en la Cuenca Chocho 2D Buenaventura Norte.	Se adquirieron 174 km en territorio de Aca-desan y se finalizaron satisfactoriamente los compromisos ambientales y sociales.
P I I S C O X X I	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Diagnóstico sobre sensibilidad, vulnerabilidad y riesgo sociocultural de las etnias localizadas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte ANH (PIISCO SOCIAL).
	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Caracterización de los componentes ambientales y levantamiento de la línea base de biodiversidad y la elaboración del Plan de Manejo Ambiental en el área de influencia de las líneas sísmicas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte (PIISCO Ambiental).
	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Capacitación en gerencia de proyectos sísmicos con el fin de formar personal calificado para que conozca los principios teóricos, técnicos, logísticos y prácticos necesarios para desarrollar operaciones de adquisición sísmica enmarcadas en las particularidades geológicas, topográficas y operativas propias del país.
	AGENCIA LOGÍSTICA DE LAS FUERZAS MILITARES	Convenio para adelantar las gestiones administrativas, financieras y contractuales para llevar a cabo la adquisición y suministro en su totalidad de los bienes y servicios acordados en el plan de inversión con el fin de desarrollar actividades de actividad sísmica del proyecto PIISCO.
	MDN-FFMM DE COLOMBIA	Convenio de cooperación técnica para aunar esfuerzos para que las partes, a partir de sus propias capacidades y experticia técnica, desarrollen actividades de exploración sísmica en zonas geográficas consideradas con afectación del proyecto PIISCO.
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Desarrollar el Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional y diseño de programas de adquisición sísmica 2D regional y subregional de la ANH-2009-2025.	La Universidad Nacional entregó el documento final que se convierte en la guía para la adquisición sísmica de la ANH hasta el 2025.
PETROSEIS	Reprocesamiento e interpretación de cuatro programas sísmicos 2D adquiridos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.	Actualmente se encuentran en diagnóstico y compilación de la información.

Fuente: Grupo de Gestión del Conocimiento

MUESTREO DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
LTGEOPERFORACIONES Y MINERÍA LTDA /HGA LTDA.	Perforación de un pozo somero estratigráfico con toma de registros y núcleos de roca en la cuenca Tumaco e interventoría.	Se perforaron 579 metros obteniendo muestras que actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas. El informe fue entregado a la ANH y la información está disponible en la página web de la ANH para consulta de inversionistas y académicos.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	Realizar la perforación de pozos someros estrechos (Tipo Slim Hole) en la cuenca Cauca-Patía con recuperación de 5.160m de núcleos y toma de registros de pozo de conformidad a las coordenadas presentadas en el anexo el cual forma parte integral del contrato.	Han sido perforados 3 pozos (aproximadamente 1.800 metros) obteniendo muestras que actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas.
UNIVERSIDAD DE CALDAS	Estudio integrado de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros (Slim Hole) perforados por la ANH.	La Universidad de Caldas se encuentra describiendo los núcleos producto de la campaña de perforación de Slim Hole sobre la Línea Sísmica Transandina, los Slim Hole en la Cuenca Cauca-Patía, el Slim Hole del Chocó, el Slim Hole de Tumaco, poco profundos en la cuenca cordillera y el pozo profundo del Chocó. Se han descrito 8.000 metros de núcleos y se han realizado 1.900 análisis.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Ríosucio, cuenca Chocó, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	Se realizó la presentación del proyecto a las autoridades civiles y militares del Municipio de Ríosucio, así como a las distintas comunidades que potencialmente estarían involucradas en el mismo y se hizo la selección en campo del punto a perforar y delimitación de polígono de impacto indirecto del proyecto. Se adelantó la Consulta Previa hasta firma de preacuerdos. Se radicó el PMA ante la autoridad ambiental respectiva.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Buenaventura, cuenca Tumaco, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	Se realizó la presentación del proyecto a las autoridades civiles y militares del municipio de Buenaventura, así como a las distintas comunidades que potencialmente estarían involucradas en el mismo y se hizo la selección en campo del punto a perforar y delimitación de polígono de impacto indirecto del proyecto. Se radicó el PMA ante la autoridad ambiental respectiva.
WEATHERFORD/ HGA LTDA.	Prestación de los servicios técnicos para la perforación de un pozo angosto, somero y corazonado (tipo Slim hole), en Nóvita Condoto, en la cuenca Chocó, con profundidad final programada de 1.000m (3.281 pies), con toma de registros de pozo y de núcleos de roca e interventoría.	Se perforaron 512 metros obteniendo muestras que actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas. El informe fue entregado a la ANH y la información está disponible en la página web de la ANH para consulta de inversionistas y académicos.

Fuente: Grupo de Gestión del Conocimiento

MUESTREO DEL SUBSUELO

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	Perforación del pozo estratigráfico ANH-B/TURA-1-ST-P con adquisición de: núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y toma de registros de pozo.	Se suscribió el contrato y se encuentran en la fase de recopilación de información y estudios técnicos iniciales.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER	Perforación del pozo estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P con adquisición de: núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y toma de registros de pozo.	Se suscribió el contrato y se encuentran en la fase de recopilación de información y estudios técnicos iniciales.
GPC DRILLING S.A. (FONADE)	Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca Chocó (Colombia), con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros.	A 30 de diciembre se han perforado los 9.500 pies. La fecha estimada para terminar es marzo de 2011. Las muestras que se han obtenido actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas.
Consortio TMG Tumaco (FONADE)	Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca Tumaco (Colombia), con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros.	Actualmente se encuentran adecuando la plataforma de perforación.
Universidad EAFIT	Perforación de pozos exploratorios para adelantar la valoración del potencial de Gas Metano Asociado al Carbón ("CBM") en las formaciones Amagá (Antioquia) y Guaduas (Boyacá y Cundinamarca).	Se encuentran en la fase de recopilación de información.

Fuente: Grupo de Gestión del Conocimiento

ESTUDIOS VARIOS

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
Lithosfera Ltda	Actualización del mapa de anomalías de Bouguer y de intensidad magnética total.	Los productos finales del contrato se encuentran en el EPIS y disponibles para la academia y la industria en la página web de la ANH.
RA Geología EU	Actualización de la base de datos geoquímica del país con el fin de diagramar, editar, y publicar la segunda versión del Atlas Geoquímico de Colombia en la Revista <i>Earth Sciences Research Journal</i> de la Universidad Nacional de Colombia.	Se realizó la compilación de la información geoquímica adquirida 2004-2009 y se actualizó el Atlas. Está disponible en la página WEB de la ANH.
Universidad EAFIT	Compilar, analizar e integrar la información geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias de Colombia (sensu ANH, 2007) que conlleven a editar y publicar el libro <i>Petroleum Geology of Colombia</i> .	Se presentó el diseño versión 2 de la base de datos y se está compilando la información requerida para el desarrollo del proyecto
Universidad Nacional de Colombia	Evaluación del potencial hidrocarbúfero recuperable de campos no descubiertos ("yet-to-find hydrocarbons") en las cuencas colombianas.	En compilación y diagnóstico de la información
COLCIENCIAS	Aunar esfuerzos con el fin de desarrollar los programas y proyectos para el fortalecimiento de la investigación en áreas de ciencia de la Tierra	Se ha avanzado satisfactoriamente en el desarrollo del convenio. Se adelantó en noviembre el primer taller de integración de la Red Nacional de Laboratorios de Geociencias.

Fuente: Grupo de Gestión del Conocimiento

1 ■ Métodos remotos

La ANH ha considerado estratégico para el cumplimiento de sus actividades misionales la adquisición e implementación de una “Solución integral aerotransportada para la toma de datos aerogeofísicos y de percepción remota”, la cual se utilizará para la obtención de información necesaria para la exploración de hidrocarburos y para la formulación de modelos de superficie y del subsuelo del país. Esta solución comprende una plataforma aérea, una instrumentación de adquisición de datos de aerogeofísica y percepción remota, y unos mecanismos para el procesamiento de los datos y la interpretación de la información obtenida. En este sentido la entidad se encuentra en el período de adquisición de una plataforma aérea que cumpla con los requisitos técnicos aeronáuticos y operacionales.

Por otro parte, para la vigencia 2010 se tenía proyectada la adquisición de información de una zona comprendida en las cuencas Vaupés - Amazonas y Caguán - Putumayo, para lo cual adelantó el proceso previo mediante la Invitación pública ANH-03-IP-2010, el cual fue terminado anticipadamente debido a ajustes que debieron realizarse, específicamente en asuntos relacionados con las condiciones de experiencia y con la capacidad financiera exigida. Una vez concluido este proceso, la ANH realizó los ajustes a los términos para lo cual adelantó el proceso de Invitación Pública ANH-05-IP-2010, el cual fue declarado desierto a pesar de que se presentaron tres oferentes, que no cumplieron con la totalidad de los requisitos habilitantes.

En cuanto al programa satelital se manifiesta que con arreglo a lo dispuesto en la Ley 489 de 1998, el Decreto Presidencial 2442 de julio de 2006, creó la Comisión Colombiana del Espacio, CCE, como una Comisión Intersectorial de consulta, coordinación, orientación y planificación, con el fin de orientar la ejecución de la política nacional para el desarrollo y aplicación de las tecnologías espaciales, y coordinar la elaboración de planes, programas y proyectos en este campo, sin autonomía administrativa, y financiera.

Por lo tanto y con el fin de avanzar en el desarrollo del Programa Satelital Colombiano las entidades que componen esta comisión se encuentran trabajando en la formulación de propuestas para la Vicepresidencia de la República con el fin crear una entidad que cuente con los mecanismos administrativos y financieros que permitan la ejecución y contratación autónoma de proyectos en el marco del Programa Satelital Colombiano de Observación de la Tierra. Para el año 2010 la ANH reconocida como miembro activo con participación en los grupos de Observación de la Tierra e Infraestructura Colombiana de Datos Espaciales, ICDE mediante el Acuerdo 10 del 23 de julio de 2008 de la Comisión Colombiana del Espacio, considera aplazar la participación económica en este programa, y los recursos fueron destinados para el Fondo Nacional de Calamidades del Gobierno Nacional.



2 ■ Métodos de superficie

Gran parte de las áreas sedimentarias de Colombia no poseen cartografía geológica con soporte de campo, dado que se encuentran en regiones que tienen dificultades de acceso y pocos afloramientos, como es el caso, por ejemplo de las cuencas de Caguán-Putumayo, Chocó y Tumaco. Por esta razón se requiere emprender campañas cartográficas en aquellas regiones donde aún existen vacíos en el conocimiento de la geología comprobada en el terreno, y que han sido cartografiadas esencialmente con información derivada de la interpretación de imágenes de sensores remotos. Se trata, de zonas en donde podrían existir importantes reservas de hidrocarburos (“cuencas frontera”), cuya prospección tiene como base primordial la geología de superficie, es decir de mapas geológicos actualizados y confiables, elaborados con suficiente información adquirida en el terreno. Dado que la cuenca Tumaco constituye una de las cuencas frontera del país, y una de las que menor información de campo posee, la ANH ha considerado conveniente y necesario adelantar las gestiones conducentes a la contratación de la cartografía geológica de planchas 1:100.000 y con ello ampliar el conocimiento de las unidades estratigráficas y estructurales allí presentes.

La ANH se encuentra adelantado un proyecto con la Universidad de Caldas para realizar la cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 361 BIS, 383, 384, 407 y 408 en esta área de interés para el País. Adicionalmente, a través de un contrato de consultoría, se adelanta la cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409. Ambos trabajos contienen dentro de sus actividades el levantamiento de secciones estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos lo que permitirá contribuir enormemente al conocimiento de la estratigrafía y el sistema petrolífero de la cuenca.



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 de todos los programas sísmicos que ha adelantado la ANH. Para alcanzar este objetivo se llevó a cabo en el 2010 la contratación para completar el proceso y la interpretación de algunos de los programas adquiridos en las vigencias anteriores que no se habían llevado a cabo en su momento y que representan información adicional importante para obtener mayor conocimiento de las cuencas.

En el desarrollo del Programa Integrado e Interdisciplinario de Investigación Sísmica Colombia PIISCO-XXI, con el cual se pretende llevar a cabo el levantamiento de sísmica terrestre de tipo regional, cubriendo áreas, principalmente frontera, donde la exploración ha sido muy limitada debido a condiciones especiales tanto ambientales como sociales, la ANH se encuentra realizando los trabajos previos relacionados con los temas social y ambiental en el sector norte del Chocó. Este trabajo avanza lentamente teniendo en cuenta el alto número de comunidades presentes en el área que son objeto de consulta previa.

Adicionalmente, a través de FONADE, fueron llevadas a cabo dos licitaciones públicas con el objeto de adquirir información sísmica en la Cuenca Cauca-Patía y dar continuidad a la Sísmica Regional Transandina. Estos programas buscan establecer modelos regionales de las cuencas, 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.

4 ■ Muestreo del subsuelo

Para dar cumplimiento al programa de muestreo del subsuelo se han estructurado una serie de proyectos de investigación de las características estratigráficas del subsuelo de las Cuencas Sinú-San Jacinto y Valle Inferior del Magdalena, Chocó (Sector Bajo Atrato y San Juan), Caguán-Putumayo, Paleozoico de los Llanos Orientales (sensu ANH, 2007), entre otras.

La ANH durante los últimos años ha considerado importante caracterizar sus posibles sistemas petrolíferos y para ello ha adelantado proyectos en las diferentes cuencas del País entre los cuales se encuentran perforación de pozos someros y estrechos (tipo slim hole) con recuperación de núcleos, muestras de zanja y toma de registros de pozo, estudios petrofísicos, geoquímicos y bioestratigráficos de las muestras obtenidas.

La compañía LT Geoperforaciones fue contratada en el 2009 para realizar una campaña de pozos someros a través de la línea sísmica transandina, lo cual permitió obtener 4.000 metros de núcleos. La Universidad de Caldas realizó el estudio integrado de los núcleos obtenidos en este estudio, lo que permitió realizar la integración de la información previamente adquirida en la cuenca Sinú-San Jacinto y consolidar el modelo estratigráfico de la zona.

La ANH ha establecido como proyectos prioritarios la perforación de pozos estratigráficos en las cuencas frontera y moderadamente estudiadas como Cauca-Patía, Chocó y Tumaco que permitirán la caracterización de los componentes del sistema petrolífero. Para ejecutar estos proyectos en el 2009 y 2010 se adelantaron los estudios ambientales y sociales y en el 2010 se suscribieron los contratos para iniciar las perforaciones profundas en las cuencas Cauca-Patía, y Tumaco (Buenaventura y Tangareal). Adicionalmente se perforaron 9.800 pies en el pozo estratigráfico profundo localizado entre Nóvita y Condoto en el Chocó, 1.800 metros en pozos estratigráficos del tipo Slim Hole en Cauca-Patía, y 500 metros de núcleos en un Slim Hole en la cuenca Tumaco. Los estudios de los núcleos obtenidos en estos proyectos permitirán obtener información estratigráfica detallada del área, determinar y caracterizar algunos de los componentes de los sistemas petrolíferos y del potencial de las cuencas.

5 ■ Estudios integrados

En los últimos tres años la ANH ha adquirido una apreciable cantidad de información gravimétrica, la cual, compilada con información existente, ha permitido la construcción de las nuevas Bases de Datos Gravimétricos y Magnéticos de Colombia. La interpretación de los mapas permite tener una visión general de las Cuencas sedimentarias que podrían presentar potencial en hidrocarburos. Con el objeto de que esta información sea conocida y difundida la ANH contrató la integración de la información, y se generaron los mapas integrados de gravimetría y magnetometría los cuales se encuentran a disposición de la industria y la academia en el EPIS y en la página Web.

Por otro lado se adelantó la actualización del atlas geoquímico en el cual se incluyeron datos de más de 10.000 muestras, lo que permitió incluir aproximadamente 190.000 datos geoquímicos adicionales de diferente tipo (pirólisis, gasometría, cromatografía gaseosa, cromatografía líquida, reflectancia de vitrinita, entre otros). En esta edición se reportó información de 18 cuencas estratigráficas del país y se incorporó información importante de geoquímica de superficie y las relaciones crudo-roca en algunos sistemas petrolíferos.

También avanza con la Universidad Eafit un proyecto que tiene como objeto la edición y publicación del libro Petroleum Geology of Colombia mediante la compilación, análisis e integración de la información geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias de Colombia (sensu ANH, 2007) y su base de

datos digital interactiva asociada. Este proyecto se desarrolla con el objetivo de hacer la difusión de esta información, mediante la presentación de una síntesis del conocimiento actual de la geología del petróleo de Colombia, en la que se destacan los elementos geológicos relevantes identificados en la exploración de hidrocarburos en las diferentes cuencas, con el objeto de estimular la aplicación de nuevos conocimientos y modelos geológicos soportados por datos locales, en la búsqueda de nuevas oportunidades exploratorias en las cuencas productoras y el desarrollo de estrategias prospectivas en las cuencas frontera.

Adicionalmente, la ANH ha contratado y patrocinado varios estudios relacionados con el tema del potencial de hidrocarburos (IHS Energy, 2005; Ziff Energy Group, 2006; Halliburton, 2006; Arthur D'Little, 2007; UIS, 2008) que le han permitido definir estrategias de inversión en la planeación e implementación de las actividades exploratorias en la industria de hidrocarburos en Colombia y en ese sentido, teniendo en cuenta que existe nueva información geológica y geofísica que permite precisar los modelos, se ha considerado necesario adelantar un nuevo proyecto para realizar la evaluación y diagnóstico del volumen total de hidrocarburos económicamente extraíbles de campos aún no descubiertos en Colombia (yet-to-find reserves), con discriminación para cada una de las cuencas sedimentarias en las cuales se incluyen petróleos o aceites livianos y pesados, gases asociados a petróleos convencionales e hidrocarburos no convencionales, utilizando metodología comparativas que faciliten el seguimiento y revisión de los valores con el fin de refinar el modelo de prospectividad del país.

Finalmente, la ANH suscribió un convenio de cooperación con Colciencias en el 2009 con el fin de desarrollar programas y proyectos para impulsar la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación y fortalecer áreas de investigación en ciencias de la Tierra, cuyo propósito principal es la creación y consolidación de capacidades en aspectos como infraestructura de laboratorios en universidades y entidades con funciones afines a las de la ANH que brinden servicios confiables a la ANH y a la industria; permitan el fortalecimiento de programas de pregrado y postgrado y la formación de recurso humano técnico y científico con los más altos estándares requeridos por el sector de hidrocarburos a nivel de maestría y doctorado. El convenio está orientado a que las universidades que cuenten con programas en Geociencias fortalezcan sus laboratorios en las áreas de bioestratigrafía, cronoestratigrafía, litoestratigrafía, cromatografía, geoquímica del petróleo y que entidades que desarrollan actividades afines a la ANH (IGAC e INGEOMINAS), puedan continuar con el desarrollo de Programas Estratégicos de Investigación Nuclear y Satelital respectivamente. En este escenario, en el 2009, Colciencias abrió una convocatoria para el fortalecimiento de los laboratorios y la integración de sus participantes en la Red Nacional de Laboratorios y en el transcurso del 2010 se adelantó la consolidación institucional de todos los miembros participantes en la adecuación de los laboratorios y mediante el desarrollo del convenio la dotación de los mismos, dando cumplimiento a los compromisos adquiridos desde el punto de vista académico,



administrativo y financiero. Finalmente, en noviembre de 2010 se realizó el primer taller integrado de la Red Nacional de Laboratorios de Geociencias con la participación de la Universidad Industrial de Santander, la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad EAFIT, La Universidad de Caldas, La Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, la Universidad de los Andes, INGEOMINAS; IGAC, el Centro Internacional de Física, Colciencias y la ANH en donde se trazaron los primeros lineamientos de funcionamiento de la Red, se establecieron sinergias para trabajos de colaboración conjunta y se proyectaron las actividades y acciones para lograr unos laboratorios universitarios de calidad para la docencia, la investigación y la extensión.



Promoción

1 ■ Fase de Divulgación

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

1.1 ■ Plan de medios

Durante el año 2010, la ANH lanzó una campaña publicitaria donde se promocionó la imagen de Colombia, posicionándolo como un país apto para la inversión extranjera y a la ANH como interlocutor.

Con estos objetivos principales se desarrolló el plan de medios 2010 en revistas y periódicos especializados del sector hidrocarburos y financiero, como *World Oil*, *Oil & Gas Journal*, *Oil & Gas Investor*, *Explorer*, *Petroleum Economist*, *Upstream*, *The Financial Times*, *The Economist*.

1.2 ■ Publicaciones

Como apoyo para la realización de las distintas actividades del plan de promoción, fue fundamental contar con el desarrollo de publicaciones: material impreso como folletos, afiches, volantes, cartillas, plegables y carpetas, entre otros. Así mismo con el fin de realizar un seguimiento del sector en los medios impresos, se efectuó un análisis de las suscripciones nacionales e internacionales más importantes en el sector de hidrocarburos.

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

• Institucional

FUNCIONES DE LA ANH

- Manejo y preservación de la información técnica existente, así como de la información futura que pueda ser adquirida en Colombia.
- Administración de las áreas hidrocarbúferas colombianas y licenciamiento para su exploración y producción.
- Evaluación de la información técnica sobre petróleo y gas que posee el Estado.
- Manejo del potencial hidrocarbúfero en Colombia.
- Evaluación de la promoción estratégica de las áreas con potencial hidrocarbúfero.
- Generación y recolección de regalías para el Estado colombiano.



El EPIS (Banco de Información Petrolera), es el Repositorio Nacional de datos encargado de la Administración de la información técnica obtenida de las actividades exploración y producción de la Nación, siendo la única fuente oficial.

La ANH administra EPIS y sus servicios, que consisten en recibir, catalogar, verificar, almacenar y actualizar información técnica y geológica concerniente a los recursos hidrocarbúferos de la Nación.

Beneficios de la EPIS

- Ofrece un ambiente seguro para el almacenamiento de información técnica, con tecnología y modelos de datos de acuerdo con estándares internacionales.
- Es la fuente oficial de información técnica para la exploración y producción de los recursos hidrocarbúferos en Colombia.
- Brinda la posibilidad de obtener, previa solicitud, información técnica de manera analógica y digital.
- Ofrece variedad de servicios para acceder y adquirir la información técnica.

Información que encontrará en EPIS

- Toda la información hidrocarbúfera de Colombia
- Estadísticas de E&P
- Información sísmica
- Información de cuencas
- Información de pozos
- Reportes técnicos
- Mapas y documentos

www.epis.com.co
Centro de las Naciones Unidas administra la Oficina Nacional, Centro de Información e Investigación en Colombia de la Tierra que administra y controla las actividades de desarrollo de energía para y promueve su estado.

INTERACTIVA MAPA INTERACTIVO

Use el mapa interactivo para revisar la información geológica.



Calle 88 No. 8A - 54 (pase 14) • P.O. Box 03 • 11003 1717 • Fax: 02 • 11003 1718 • Bogotá, D.C. - Colombia
www.anh.gov.co | info@anh.gov.co

COLOMBIA:
The perfect environment for Hydrocarbons exploration and production



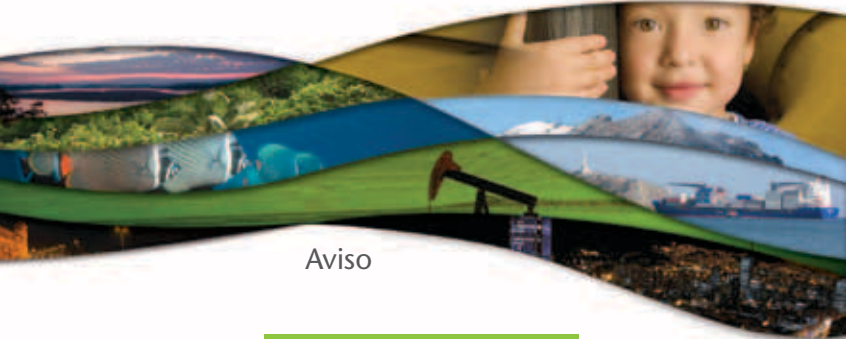
¿QUÉ ES LA AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS?

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, es la entidad del Estado colombiano encargada de administrar de los recursos hidrocarbúferos de la Nación. Fue creada por el Gobierno Colombiano a través de la Ley Decreto 1760 del 16 junio de 2003, como una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía.

La ANH otorga las licencias de áreas para la exploración y producción. El Gobierno Colombiano es dueño de los recursos del subsuelo, los cuales pertenecen a la Nación.

MISIÓN

La ANH es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarbúferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.



Aviso

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Orinoquía próspera,
respetuosa de su diversidad cultural y del medio ambiente

DCP Desarrollo del Cuadrante Productivo
La frontera del futuro

LAS REGALÍAS EN EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

COLOMBIA:
The perfect environment for Hydrocarbons

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

COLOMBIA:
The perfect environment for Hydrocarbons

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

2 ■ Ferias y eventos internacionales y promoción de la Ronda Colombia 2010

Año tras año se realiza un estudio de los eventos del sector de hidrocarburos, eventos que por su relevancia y su público permiten que la ANH tenga una presencia destacada en el ámbito internacional, generando así oportunidades para que el mercado objetivo se informe sobre el país como destino de inversión, la ANH y el sector petrolero colombiano.

Para el 2010, la ANH enfocó su esfuerzo promocional y de comercialización hacia eventos de Gas y Petróleo que se dividen en Eventos Técnicos (Ingeniería y Geología) y Eventos financieros y de Negocios a nivel internacional y nacional, esto con el fin de incentivar la inversión extranjera y nacional en la misma, manteniendo constante el esfuerzo realizado por la ANH desde el 2005, estableciendo contactos con compañías del sector, en especial las de servicios, las cuales permiten mejorar el desarrollo de la actividad exploratoria del país, fue primordial para la Agencia comercializar la actividad exploratoria del país a través de la organización de rondas licitatorias.

Durante el 2010, la entidad asistió a 32 eventos y ferias internacionales del sector, participando a través de stands, patrocinios y conferencias dependiendo del perfil de cada uno de ellos, así:

- Febrero 20 al 22 de 2010 NAPE.
- Marzo 8 al 12 Cera Week.
- En el primer trimestre enero a marzo de 2010 se realizaron los siguientes Road Shows: Toronto, Calgary, Houston, New York, Madrid, Londres, Edimburgo y Rio de Janeiro.
- Abril 6 al 8, World Economic Forum on Latin America 2010 en Cartagena.
- Abril 18-21, AAPG, Annual Convention & Exhibition en New Orleans, USA.
- Abril 2, 10th International Oil Summit en Paris.
- Abril Road Show en Perth, Singapur, Shanghai y Tokio.
- Mayo 13-15, Road show en Tokio.
- Mayo, exposición mundial de Shanghai 2010 y conferencia en China.
- Mayo 25-27, NOC en London.
- Mayo 31 y 1 Junio, MENA en Bahrain.
- Mayo – Junio, Investor Showcase-(SEPAC) en Calgary, AB.
- Junio 8-10, Global Petroleum Show en Calgary, AB.
- Junio 14- 17, EAGE Barcelona 2010 en Barcelona.
- Junio 22-26, IV OIL & INVESTMENT CONFERENCE – WPC REGIONAL.
- Septiembre 22 al 24, XI EXPO Conference Ecuador
- Septiembre 12 al 15 de de 2010 AAPG ICE; Calgary Canadá
- Septiembre 13, Conferencia de Raymond James ‘Investing in Colombia’, Toronto.



- Septiembre 20 al 23 Pacesetters Energy Conference - IHS Herold Connecticut.
- Septiembre 1 al 3, Seguimiento del Acuerdo en Materia de Intercambio de Información y Exploración en el ARC; Kingston, Jamaica.
- Septiembre 15 al 24, Campaña Promoción WPC 2014 en Escandinavia.
- Octubre Del 13 al 15, gira por la India promocionando la candidatura al World Petroleum Conference –WPC-.
- Octubre 19 al 22, asistencia a la cumbre del Consejo Mundial de Petróleo en Beijing donde se llevo a cabo la votación de la sede para el mundial del 2014.
- Noviembre 30 al 02 de diciembre, asistencia a la Feria Energética Centroamericana en Guatemala.
- Diciembre 03 al 05, sesión del IEF en Arabia Saudita, donde se preparó la sesión ministerial que ha de realizarse en febrero del 2011.

Participación en 32 eventos internacionales



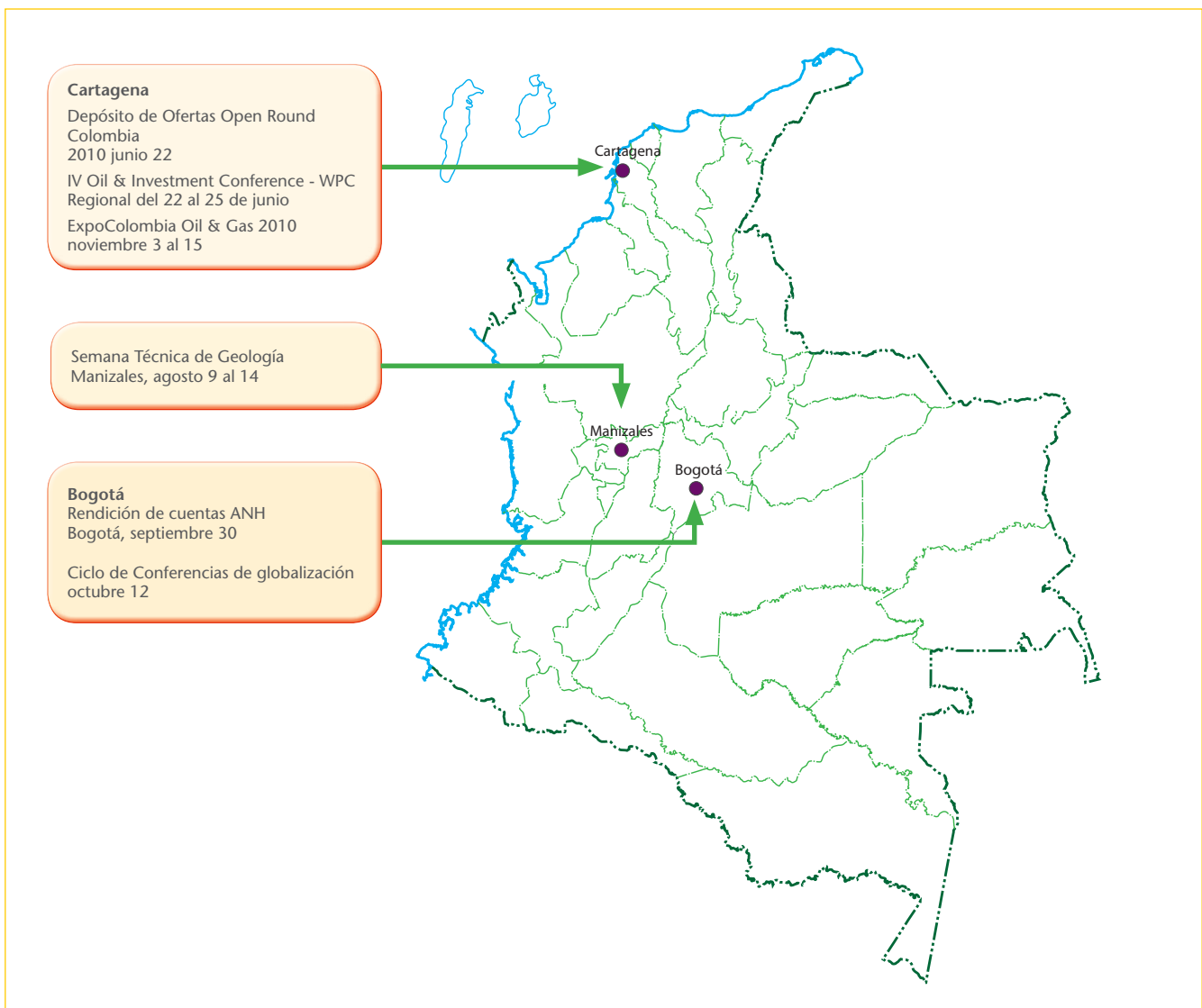
Estos son algunos ejemplos de los stands internacionales:



3 ■ Ferias y eventos en Colombia y Promoción de Rondas

Cada año, la ANH ha realizado un estudio sobre los eventos del sector de hidrocarburos, eventos que por su relevancia y su público permiten que la ANH tenga una presencia destacada en el ámbito nacional con promoción internacional.

La ANH además de haberse enfocado promocionalmente en eventos internacionales también apoyó promocionalmente los eventos técnicos siendo estos relevantes en el proceso de estudios del subsuelo colombiano. Es así como, durante 2010, la entidad participó a través de stands, patrocinios y conferencias en los distintos eventos dependiendo del perfil de cada uno.

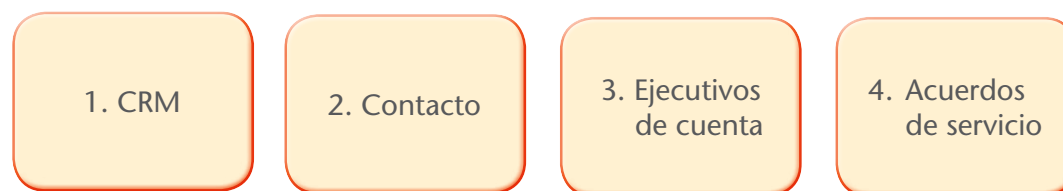


4 ■ Mercadeo

El plan de mercadeo se definió bajo el siguiente marco que permitió visualizar la situación de la ANH, como también estructurar la estrategia y actividades de trabajo durante el año 2010.

Situación 2008	Objetivos ANH	Estrategias y enfoque de trabajo
<ul style="list-style-type: none"> • 125 Compañías operando en Colombia • 213 Contratos vigentes (197 E&P) 	<ul style="list-style-type: none"> • Retener estos inversionistas 	<ul style="list-style-type: none"> • Procesos claros • Fortalecimiento de la comunicación
<ul style="list-style-type: none"> • > 50 compañías objetivo que no están en Colombia 	<ul style="list-style-type: none"> • Atraer a estos inversionistas 	<ul style="list-style-type: none"> • Apoyo en inteligencia a la labor del área de promoción
<ul style="list-style-type: none"> • Estudios de mercado y encuestas sobre la percepción de la ANH por parte de las compañías - Oportunidades para mejorar la asistencia al inversionista 	<ul style="list-style-type: none"> • Mejorar la calidad del servicio por parte de la ANH a nivel pre y post-contractual • Mantener una comunicación de doble vía con los inversionistas <ul style="list-style-type: none"> -Visitas -Atención personalizada -Newsletter -Encuesta satisfacción -Seguimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Las áreas (OAJ / ST) son los dueños de los procesos de asignación y de los procesos post-contractuales • A.I. servirá de apoyo a las áreas • A.I. acompañará a los inversionistas y los mantendrá informados

Se estructuró la atención al inversionista, fundada en cuatro pilares:



4.1 ■ Customer Relationship Management CRM

- Se integró el sistema de información: A la fecha cuenta con información de empresas operadoras y otras que incluyen servicios financieros, servicios técnicos, de consultoría, academia y agencias estatales, entre otros.
- Se registraron compañías en el CRM, verificando la información de las bases de datos existentes.
- Se incluyeron en el CRM las compañías y sus contratos.
- Se construyó la base de datos de E&P y de posibles inversionistas financieros por cada una de las ciudades o países en los cuales la ANH realizó los Road Show para el Open Round Colombia 2010.

4.2 ■ Punto de contacto

Con el objeto de prestar el servicio de call center para responder y administrar llamadas de inversionistas en inglés y en español, respondiendo a la necesidad de canalizar todos los requerimientos e inquietudes de inversionistas, se implementó un puesto de trabajo con Multidinámica con línea gratuita 18000. La operación comenzó en abril de 2009.

4.3 ■ Presentaciones

Se realizó presentación unificada de atención al inversionista, en español y en inglés. Se realizó guión de atención telefónica.

4.4 ■ Página Web

Se actualizaron y mejoraron algunos aspectos de la página Web que a continuación detallamos:

- Se efectuaron publicaciones en el link de noticias, acordes a los eventos en los que participó la ANH.
- Se creó una cuenta en Twitter para cumplir con lineamientos de la Estrategia de Gobierno en Línea.
- Se publica información referente a la Ronda Colombia 2010.
- Se publica información geológica y geofísica de interés general y específico.



*Atardecer en Amacayacu.
Archivo Parques Naturales*

- Se publica información relacionada a la rendición de cuentas.
- El contenido de la página Web esta publicado en inglés y en español.

4.5 ■ Hospitality Room

Se adecuó un espacio exclusivo para la atención de los inversionistas, la sala cuenta con una pantalla LCD para presentación de video y conexión al computador y material POP necesario para atender al inversionista.

5 ■ Ejecutivos de cuenta

Los ejecutivos de cuenta son personas dedicadas a la atención al inversionista. Su función es conocer a las compañías que les corresponden en profundidad, convirtiéndose en el canal de contacto directo entre la ANH y cada uno de dichos inversionistas, ofreciendo una atención personalizada y segmentada.

La ANH ha contado con dos ejecutivos, los cuales desarrollaran la función de actualización de base de datos, atención a clientes, construcción de base de datos para Road Show y apoyo al área de promoción.

Segmentación de compañías: Con base en la información registrada en el CRM, se identificaron dos grandes grupos de compañías: compañías de promoción y compañías de mantenimiento. Las primeras son compañías en las que la ANH debe continuar su programa de promoción con el objeto de lograr que las mismas lleguen a Colombia como inversionistas en el sector. Las segundas son aquellas compañías que ya tienen contratos suscritos con la ANH y, como tales, son el target principal de atención al inversionista, como quiera que ya hayan tomado la decisión de invertir, queremos que se queden en el país e incrementen su inversión; tienen contratos con la Agencia y requieren de atención rápida y eficiente a sus requerimientos.

6 ■ Acuerdos de nivel de servicio

Se continúa con el mejoramiento de los trámites más frecuentes relacionados con solicitudes de las compañías ante la Agencia. Se han seleccionado los casos específicos que sirvieran de ejemplo a cada trámite identificado como frecuente.

Una vez efectuada la recopilación de la información, en conjunto con las áreas jurídica y técnica se definieron los procesos que, a su vez, son el fundamento para los acuerdos de niveles de servicio.



Asignación de Áreas

Se han orientado los esfuerzos de asignación de áreas al desarrollo del proceso competitivo Ronda Colombia 2010 con el objeto de adjudicar 229 bloques ubicados en todas las cuencas del país.

La estructura del proceso es similar a la utilizada en los procesos competitivos del 2008, en donde en una primera etapa se precalifican las compañías participantes y se habilitan como operadoras o como habilitadas para conformar consorcios, para presentar posteriormente las respectivas ofertas.

Los bloques se dividen en tres áreas: Tipo 1, aquellos localizados en cuencas conocidas; Tipo 2, donde hay cierta información técnica y el Tipo 3, localizados en áreas frontera. Los requisitos operacionales y financieros varían de acuerdo con cada uno de ellos, de manera que se ofrecen oportunidades para todas las empresas.

Este proceso competitivo se lanzó el 15 de octubre de 2009, y como resultado del mismo, el 8 de noviembre de 2010 se adjudicaron 78 bloques para la exploración y producción y evaluación técnica de hidrocarburos. La suscripción de los contratos está prevista para el primer trimestre de 2011.

1 ■ Propuestas de contratación directa

En 2010 se suscribieron siete contratos de exploración y producción de hidrocarburos y un contrato de evaluación técnica, que desarrollan actividades de exploración y evaluación: adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios y trabajos de evaluación técnica, de acuerdo con los requerimientos de cada área, entre otras.

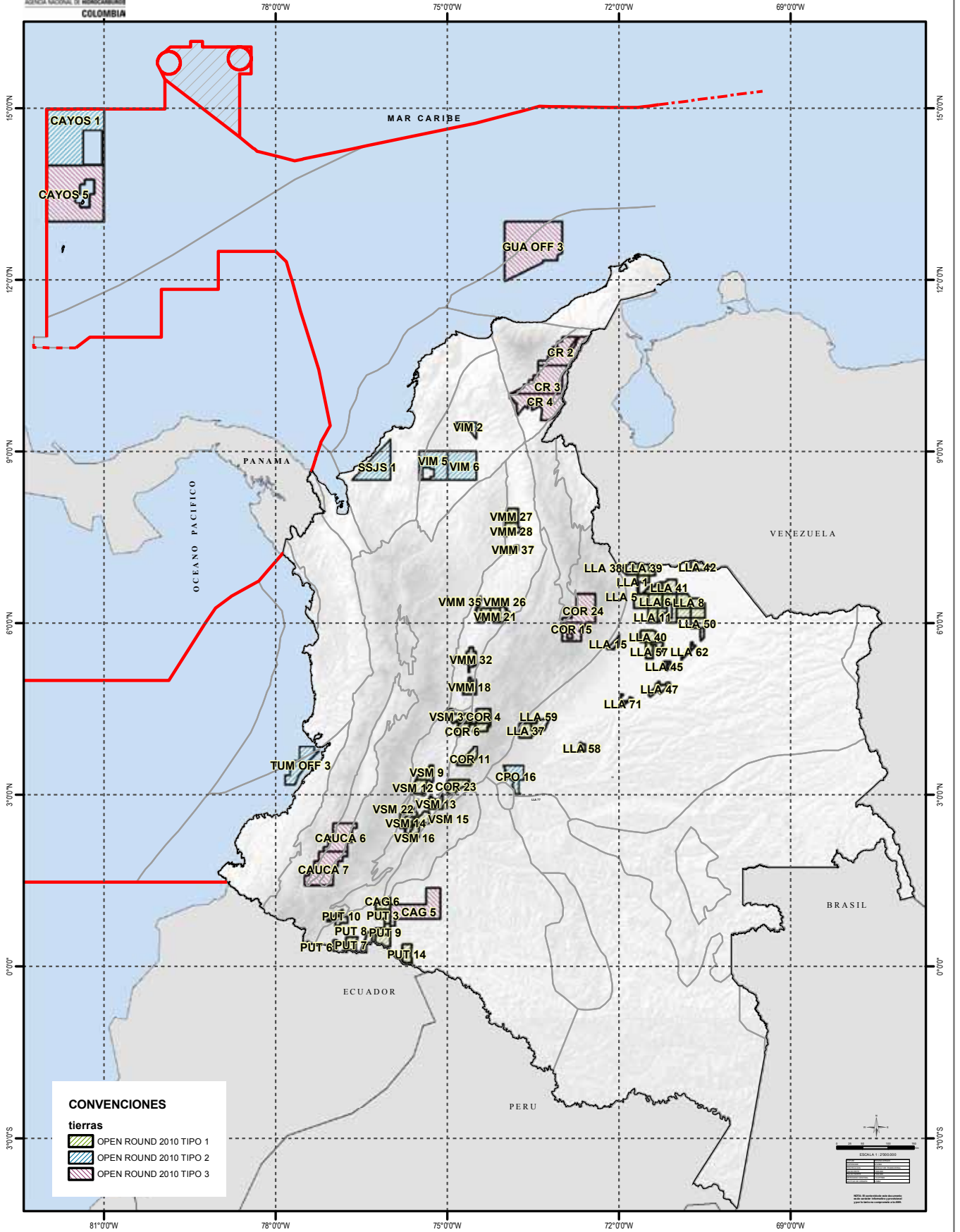
Los contratos suscritos corresponden a una propuesta recibida durante el 2008 y siete propuestas presentadas en el año 2009.

En el presente año no se firmaron contratos de propuestas recibidas durante el 2010; no obstante, se presentaron siete propuestas de asignación directa a consideración del Consejo Directivo de la ANH.

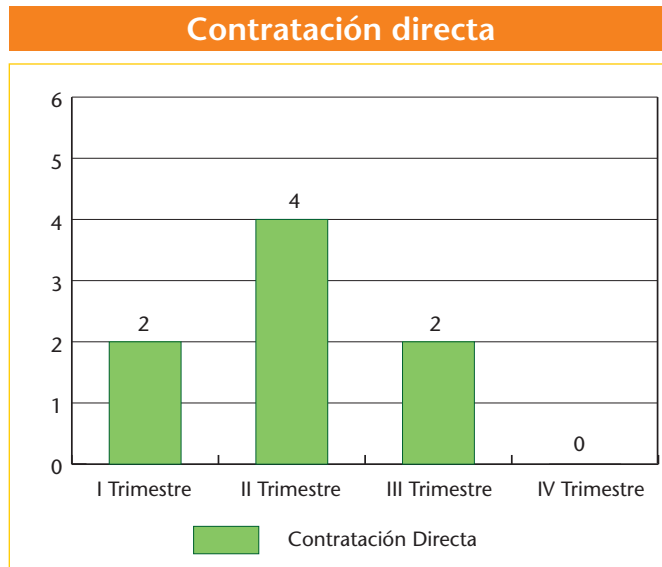
A la fecha no se ha autorizado por parte de este órgano la firma de los respectivos contratos.

Estas propuestas son: Achapo, Sangretoro, Los Picachos, Macaya, Barbosa, Garagoa y Gasaca.

En el año 2010 firmaron siete actas de conformidad de propuestas recibidas en esa misma vigencia. El tiempo promedio transcurrido entre la recepción de las propuestas presentadas en 2010 y la firma del acta de conformidad fue de 80 días.



Estos resultados muestran que el 100% de las propuestas con acta de conformidad firmada tuvieron un tiempo efectivo entre la recepción de las mismas y la firma del acta de conformidad menor a 120 días.



Fuente: Grupo de Asignación de Áreas

En 2010 se recibieron 44 propuestas de contratación directa de las cuales 27 fueron para contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P), 10 por conversión de contratos de evaluación técnica a exploración y producción y siete para contratos de Evaluación Técnica (TEA),

Estado de las propuestas	E&P	E&P/TEA *	TEA	Total
Contrato firmado	6	1	1	8
Por firmar (aprobada CD)	0	0	0	0
Conforme	2	5	0	7
Admitida	1	0	0	1
Recibida	3	2	1	6
Suspendidas	2	0	2	4
SUBTOTAL	14	8	4	26
No Aprobada CD	0	0	0	0
No Conforme	1	2	0	3
No Admitida	17	3	3	23
Devuelta	1	0	1	2
Desistida	1	0	2	3
TOTAL	34	13	10	57

*E&P/TEA: E&P en el sector de TEA firmado.

Del 2009: Contratos Firmados (6 E&P) y (1 TEA)
No Admitidas (1 E&P) y (1 TEA)
No Conformes (2 E&P/TEA)

Del 2008: Contratos Firmados (1 E&P/TEA)
Desistidas (1 TEA)



Foto Petrominerales

2 ■ Relación inversión versus contratos

De los contratos E&P, incluido un contrato E&P sobre TEA, correspondientes a contratación directa suscritos en 2010, se presentó un promedio de inversión por hectárea en la primera fase de US\$ 57/ha, encontrándose el E&P Caño Los Totumos de la cuenca Llanos Orientales con el más alto nivel de inversión por hectárea en la primera fase de US\$ 151/ha.

En el contrato TEA de contratación directa suscrito en 2010, el nivel promedio de inversión fue de US\$ 4/ha.

3 ■ Área total asignada

En 2010, por concepto de propuestas E&P, E&P sobre TEA y TEA firmadas en la misma anualidad, se adjudicaron cerca de 453.595 ha.

Seguimiento a contratos de exploración

1 ■ Contratos Exploración y Producción - E&P

Desde su creación hasta diciembre de 2010, la ANH ha firmado 236 contratos E&P. Actualmente se encuentran vigentes 186 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 236 firmados desde la creación de la ANH, 43 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales ocho finalizaron durante 2010.

En términos generales, en lo concerniente al cumplimiento de compromisos exploratorios se destaca que durante el 2010 la actividad exploratoria desarrollada condujo a una inversión del orden de US\$ 1.400 millones, representada en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

Durante el año 2010 el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzó un 100%.

El total de pozos exploratorios (A3) perforados en el 2010 fue de 112, con un aumento de 37 pozos respecto al 2009. La distribución de la sísmica adquirida durante el 2010 fue de 25.964,70 km de sísmica 2D equivalente.



2 ■ Convenios con Ecopetrol

Actualmente se encuentran vigentes seis convenios de exploración y producción. Dentro de los compromisos contractuales para el 2010 se ejecutaron las siguientes actividades exploratorias: se perforaron tres pozos exploratorios (A3) y el total de sísmica adquirida por los contratistas durante el 2010 fue de 195,50 km de sísmica 2D equivalente.

Foto Petrominerales

En los convenios con Ecopetrol, para el 2010, se realizó una inversión cercana a los US\$ 50 millones, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3).

3 ■ Asociación en exploración y explotación con Ecopetrol

Se encuentran vigentes seis contratos de asociación. En 2010 renunció El Queso. Los contratos de asociación Guachiría y Río Magdalena pasaron al periodo de explotación.

Dentro de los compromisos contractuales para el 2010, de las cifras reportadas anteriormente, 18 pozos exploratorios (A3) corresponden a actividad exploratoria de Contratos de Asociación.

4 ■ Contratos de evaluación técnica – TEAs

Desde su creación, la ANH ha suscrito 80 contratos de Evaluación Técnica (TEAs). A la fecha, se encuentran vigentes 12 contratos, de los cuales ocho corresponden a contratos TEAs especiales asignados en el proceso de crudos pesados. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 71 contratos E&P a partir de 41 contratos TEAs, de los cuales siete fueron suscritos durante el 2010.

De otra parte, en 2010 se continuó el proceso de liquidación de los 72 contratos TEAs terminados, de los cuales 46 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes.

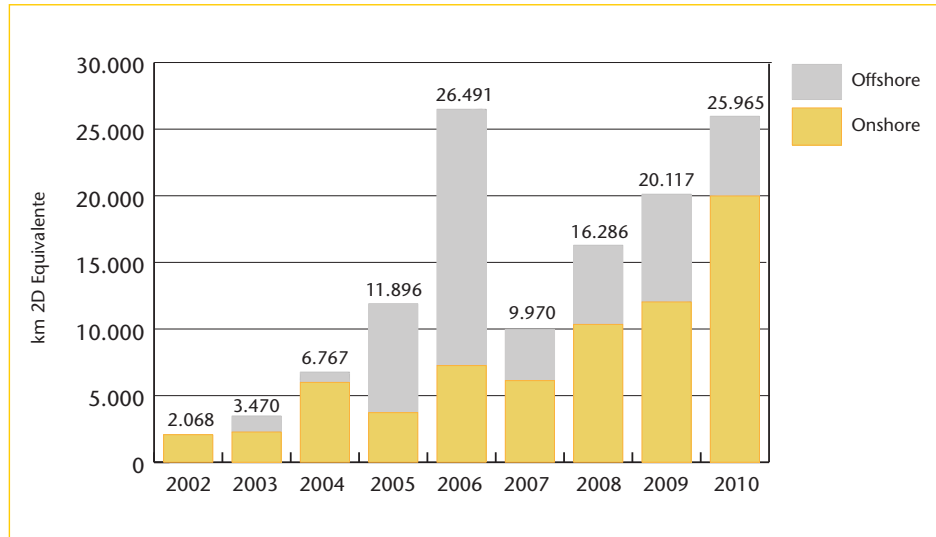
5 ■ Derechos económicos de los contratos E&P y TEAs

Derechos Económicos	2004 US\$	2005 US\$	2006 US\$	2007 US\$	2008 US\$	2009 US\$	2010 US\$
Contratos E&P		364.051	2.277.406	2.368.915	88.327.988	88.393.076	256.957.024
Contratos de Evaluación Técnica	311.850	1.242.594	798.361	333.385	3.510.539	2.749.889	1.793.012
Transferencia de Tecnología	337.687	429.347	818.216	1.181.346	2.621.681		
Totales	649.537	2.035.992	3.893.983	3.883.646	94.460.208	91.142.965	258.750.035

Fuente: Grupo Seguimiento a la Exploración

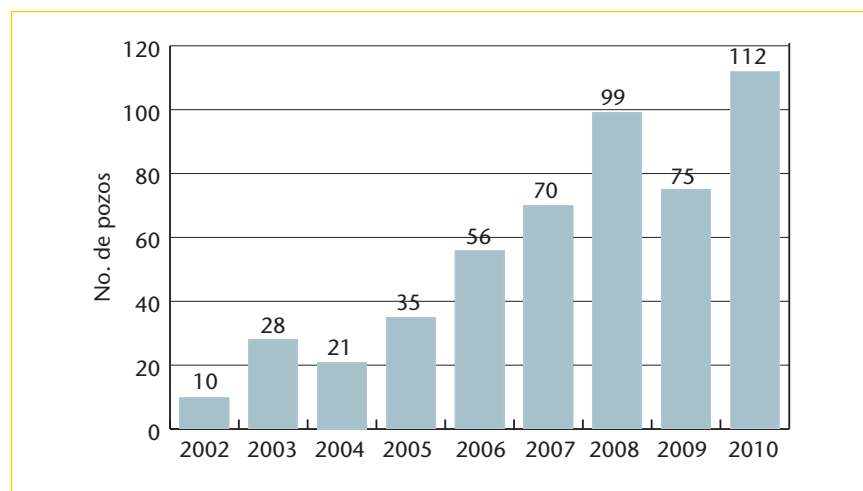
6 ■ Resultados de la gestión de seguimiento a la exploración

Actividad sísmica en el país 2002 - 2010



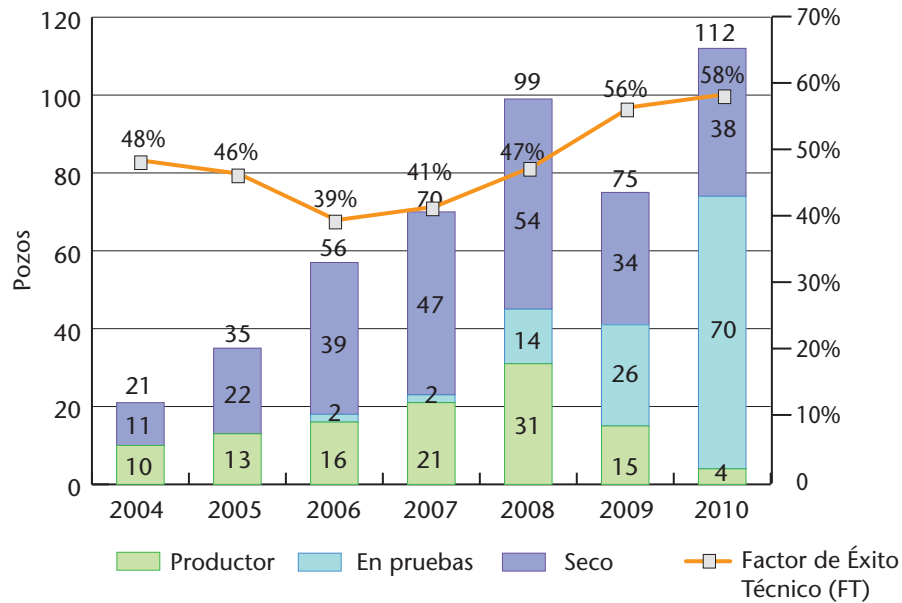
Fuente: Grupo Seguimiento a la Exploración

Número de pozos perforados 2002 - 2010



Fuente: Grupo Seguimiento a la Exploración

Tasa de éxito pozos perforados



Fuente: Grupo Seguimiento a la Exploración



Producción

1 ■ Contratos de exploración y producción - E&P

A diciembre 31 de 2010 se encontraban en producción 68 contratos E&P, con 104 campos; es decir, 40 campos más que los existentes a 31 de diciembre de 2009, situación que contribuyó con el incremento de la participación de los contratos E&P en el balance de producción nacional de hidrocarburos que en lo relacionado con la producción de crudo pasó del 8%, cifra alcanzada en el año 2009, al 11% en el año 2010.

El modelo contractual E&P de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, establece diferentes hitos para los contratos en producción y conforme a estos, se presentan las siguientes etapas: Descubrimiento, Evaluación y Explotación. Así mismo, para cada etapa se definen actividades para ejecutar por parte de las compañías titulares de los mencionados contratos.

Durante la vigencia 2010, la ANH realizó seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por las diferentes compañías, para cada una de las etapas de producción anteriormente mencionadas; sobre el particular, es relevante anotar que el desarrollo de dichas actividades significó un presupuesto de costos – gastos de operación e inversión – de aproximadamente US\$ 515,8 millones. El valor de la inversión fue cercano a US\$ 271,9 millones, representado principalmente en perforación y completamiento de pozos, US\$ 156,4 millones; optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, US\$ 61,5 millones; y trabajos de reacondicionamiento de pozos, US\$ 15,8 millones.

De otra parte, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2010, en desarrollo de los contratos E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, han iniciado producción 246 pozos, de los cuales 74 corresponden a este último año.

Como resultado de este incremento en el número de pozos, la producción promedio diaria de crudo de los contratos E&P de la ANH para el 2010 alcanzó la cifra de 86 kbpd, significando un incremento del 52% respecto a la producción obtenida en el año inmediatamente anterior; de igual manera, en lo que tiene que ver con la producción de gas, se obtuvo un promedio diario anual de 63 Mpcd, correspondiente a un incremento del 28% respecto al año 2009.

A continuación se muestra el estado de los contratos E&P para el año 2010, tomando como base las diferentes etapas de producción a que se hizo referencia en los párrafos anteriores:

Se presentaron 38 Avisos de Descubrimiento de pozos exploratorios pertenecientes a 17 Contratos E&P, la información detallada se ilustra en la siguiente tabla:

Avisos de descubrimiento presentados en el 2010				
No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
1	Altair	Altair	Altair-1	13-ago-10
2	Balay	Balay	Balay-1	25-may-10
3	Cachicamo	Andarrios	Andarrios-1	18-jun-10
4	Cachicamo	Hoatzin Norte	Hoatzin Norte-1	30-ago-10
5	Cachicamo	IVF	IVF-1	22-sep-10
6	Canaguaro	Canaguay	Canaguay-1	03-dic-10
7	Carbonera	Paramito	Paramito-1	01-feb-10
8	Casanare Este	Cerillo	Cerillo-1	19-ago-10
9	Casimena	Yenac	Yenac-1	26-may-10
10	Castor	Capybara	Capybara-1	16-jul-10
11	Chaza	Moqueta	Moqueta-1	27-sep-10
12	Chigüiro Oeste	Avellana	Avellana-1	22-dic-10
13	Corcel	Amarillo	Amarillo-1	18-nov-10
14	Corcel	Caruto	Caruto-1	22-dic-10
15	Cubiro	Barranquero	Barranquero-1	21-may-10
16	Cubiro	Copa	Copa-1	27-jul-10
17	El Edén	Chiriguaro	Chiriguaro-1	10-jun-10
18	Fénix	Iguasa	Iguasa-1	07-may-10
19	Fenix	Isabel	Isabel-1ST	22-jul-10
20	Garibay	Jilguero	Jilguero-1	08-sep-10
21	Guachiría Sur	Tulipán	Tulipán-1	04-jun-10
22	Guatiquía	Candelilla	Candelilla-1	15-ene-10
23	Guatiquía	Percherón	Percherón-1	26-feb-10
24	La Loma	Paujil	Paujil-1	29-mar-10
25	Las Garzas	Las Garzas B Oeste	Las Garzas Doradas-B5	18-jun-10
26	Leona	Leona A Sur	Leona-A3	24-feb-10
27	Leona	Leona B Sur	Leona-B3	23-mar-10
28	Lla-16	Kona	Kona-1	15-oct-10
29	Mapache	Manzanillo	Manzanillo-1	25-oct-10
30	Mecayá	Mecayá	Mecayá-1	29-oct-10
31	Midas	Zoe	Zoe-1	28-abr-10

Avisos de descubrimiento presentados en el 2010				
No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
32	Moriche	Mauritía Este	Mauritía Este-1	20-abr-10
33	Morichito	Morichito-5	Morichito-5	15-jul-10
34	Río Ariari	Río Ariari	Río Ariari-1	15-ene-10
35	Sierra	Recio	Recio-1	09-abr-10
36	Sierra Nevada	Brillante	Brillante SE 1X	11-oct-10
37	Tiple	Cubarro	Cubarro-1	08-sep-10
38	Uribante	Oripaya	Oripaya-1 ST-1	20-dic-10

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

Así mismo, 10 contratos E&P entraron en etapa de evaluación, con un total de 27 campos de producción, los cuales se relacionan a continuación:

Campos que entraron en valuación en el 2010				
No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
1	Altair	Altair	Altair-1	08-jul-10
2	Balay	Balay	Balay-1	04-ago-10
3	Cachicamo	Andarrios	Andarrios-1	26-ago-10
4	Cachicamo	Hoatzin Norte	Hoatzin Norte-1	02-oct-10
5	Cachicamo	IVF	IVF-1	22-nov-10
6	Carbonera	Paramito	Paramito-1	01-abr-10
7	Casimena	Yenac	Yenac-1	18-abr-10
8	Casimena	Yenac	Yenac-2	18-abr-10
9	Castor	Capybara	Capybara-1	19-sep-10
10	Chaza	Moqueta	Moqueta-1	28-nov-10
11	Corcel	Boa	Boa-1	24-ene-10
12	Corcel	Boa	Boa-2A	24-ene-10
13	Cubiro	Barranquero	Barranquero-1	18-feb-10
14	Cubiro	Copa	Copa-1	18-jun-10
15	El edén	Chiriguaro	Chiriguaro-1	11-ago-10
16	Fénix	Iguasa	Iguasa-1	07-may-10
17	Fénix	Isabel	Isabel-1ST	29-jun-10
18	Garibay	Jilguero	Jilguero-1	11-nov-10
19	Guachiría Sur	Tulipán	Tulipán-1	28-oct-10

Campos que entraron en valuación en el 2010

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha
20	Guatiquía	Candelilla	Candelilla-1	22-ene-10
21	Las Garzas	Las Garzas B	Las Garzas Doradas-B5	16-ago-10
22	Marantá	Mirto	Mirto-1	20-ene-10
23	Midas	Zoe	Zoe-1	28-jun-10
24	Moriche	Mauritía Este	Mauritía Este-1	08-jun-10
25	Morichito	Morichito-5	Morichito-5	02-sep-10
26	Sierra Nevada	Brillante	Brillante SE 1X	02-oct-10
27	Tiple	Cubarro	Cubarro-1	11-sep-10

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

Adicionalmente, presentaron declaración de comercialidad 15 campos, los cuales corresponden a la totalidad de los descubrimientos que tenían plazo hasta el 31 de diciembre de 2010 para su presentación. A continuación, se muestran los campos que dieron inicio al periodo de Explotación de Hidrocarburos durante el año 2010:

Campos que iniciaron periodo de explotación en el 2010

No.	Contrato	Campo	Fecha
1	Cachicamo	Hoatzin	03-dic-10
2	Corcel	Corcel D	05-feb-10
3	Cravo Viejo	Bastidas	14-dic-10
4	Cravo Viejo	Carrizales	12-mar-10
5	Cravo Viejo	Matemarrano	18-feb-10
6	Esperanza	Cañaflecha	29-abr-10
7	Esperanza	Katana	30-mar-10
8	Guasimo	Lisa	27-abr-10
9	La Paloma	Colón	14-oct-10
10	Leona	Leona A	20-ene-10
11	Leona	Leona B	14-dic-10
12	Nashira	Nashira Norte	28-abr-10
13	Oropéndola	Oropéndola	17-ago-10
14	Río Verde	Boral	01-feb-10
15	Yamú	Yamú	28-jun-10

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

Durante el año 2010, presentaron Plan de Explotación Inicial los campos que se relacionan a continuación:

Planes de explotación inicial presentados en el 2010.			
No.	Contrato	Campo	Fecha
1	Corcel	Corcel C	14-ene-10
2	Corcel	Corcel D	21-may-10
3	Cravo Viejo	Bastidas	12-mar-10
4	Cravo Viejo	Carrizales	15-jun-10
5	Cravo Viejo	Matemarrano	16-may-10
6	Dorotea	Dorotea B	04-mar-10
7	Esperanza	Cañaflecha	30-jul-10
8	Esperanza	Katana	30-jun-10
9	Leona	Leona A	19-abr-10
10	Nashira	Nashira Norte	28-jul-10
11	Oropéndola	Oropéndola	16-nov-10
12	Río Verde	Boral	30-abr-10
13	Yamú	Yamú	29-sep-10

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

2. ■ Convenios de explotación

Al 31 de diciembre de 2010, se contaba con 47 convenios de explotación suscritos entre la ANH y Ecopetrol S.A., los cuales corresponden a las áreas de operación directa de Ecopetrol; durante el año 2010 se presentó un nuevo descubrimiento en el Convenio Pijao – Potrerillo con el pozo Tempranillo Norte 1.

El presupuesto de costos - gastos de operación e inversión - proyectado en el marco de estos convenios para el año 2010, correspondió a la suma de US\$ 1.711,7 millones; es de anotar, que dicha inversión se encuentra representada principalmente en perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección, US\$ 1.095,6 millones.

3. ■ Convenios de exploración y explotación

Tres convenios de exploración y explotación, durante el año 2010 se encontraron en etapa de producción, estos son Sirirí, Río Horta y González. En desarrollo de este último convenio, en el mes de abril tuvo lugar un nuevo descubrimiento con el pozo Río Zulia West - 3 el cual se encuentra en pruebas extensas de producción.

4 ■ Derechos económicos por producción

Durante el año 2010, los contratos E&P en producción causaron derechos económicos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de explotación, conforme a lo previsto en la cláusula 16, numeral 16.1.2, por un valor de US\$ 3,7 millones aproximadamente.

A continuación se relaciona para cada uno de los contratos, el valor causado por concepto de derechos económicos por producción de hidrocarburos en la vigencia 2010:

Derechos económicos por uso del subsuelo, áreas de evaluación y de explotación, causados en el 2010		
No.	Contrato	US\$
1	Altair	2.486
2	Balay	15.880
3	Buenavista	3.268
4	Cabiona	45.803
5	Cachicamo	37.015
6	Carbonera	3.610
7	Casimena	33.279
8	Chaza	756.877
9	Corcel	366.435
10	Cravoviejo	235.151
11	Cubiro	149.140
12	Dorotea	187.471
13	El Edén	875
14	Esperanza	12.951
15	Fénix	605
16	Guachiría sur	7.137
17	Guarrojo	510.878
18	Guatiquia	799.323
19	La Creciente	243.876
20	La Cuerva	38.569
21	La Paloma	23.402
22	Las Garzas	33.666
23	Leona	31.306
24	Los Hatos	3.849
25	Mapache	9.056
26	Marantá	2.803
27	Midas	1.395

Derechos económicos por uso del subsuelo, áreas de evaluación y de explotación, causados en el 2010		
No.	Contrato	US\$
28	Moriche	4.724
29	Nashira	25.891
30	Ombú	23.225
31	Oropéndola	46.650
32	Pajaro pinto	28
33	Platanillo	17.033
34	Rio Ariari	1.778
35	Rio Verde	23.789
36	Yamu	41.157
TOTAL		3.740.381

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

En cumplimiento de lo establecido en la cláusula 16, numeral 16.2, de los contratos E&P, durante el año 2010 se causaron derechos económicos por precios altos a la producción de hidrocarburos líquidos correspondiente a las áreas de explotación de los contratos E&P Chaza, Corcel y Guarrojo. El monto causado por este concepto a diciembre de 2010 fue de US\$ 156,3 millones aproximadamente, el cual se discrimina por contrato en la siguiente tabla:

Derechos económicos por precios altos, causados en el 2010		
No.	Contrato	D.E. causados (MUS\$)
1	Chaza	70,3
2	Corcel	36,6
3	Guarrojo	49,4
Total		156,3

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

Igualmente, por concepto de transferencia de tecnología de las áreas de explotación, numeral 23.5 de la cláusula 23 de los contratos E&P, se causó en la vigencia 2010 un valor aproximado de US\$ 241.171, el detalle de aporte de las mencionadas áreas se muestra en la siguiente tabla:

Transferencia de tecnología en áreas de explotación causada en 2010		
No.	Contrato	US\$
1	Buenvista	327
2	Cabiona	4.580

Transferencia de tecnología en áreas de explotación causada en 2010		
No.	Contrato	US\$
3	Cachicamo	149
4	Carbonera	361
5	Chaza	68.775
6	Corcel	27.609
7	Cravoviejo	21.426
8	Cubiro	10.340
9	Dorotea	18.700
10	Esperanza	1.141
11	Guarrojo	51.088
12	La Creciente	24.388
13	La Paloma	449
14	Leona	256
15	Los Hatos	385
16	Moriche	88
17	Nashira	1.702
18	Oropéndola	1.370
19	Platanillo	1.703
20	Rio Verde	2.379
21	Yamu	3.954
TOTAL		241.171

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

Finalmente, en noviembre del año 2010 se inició la causación de los derechos económicos por participación en la producción para los contratos E&P CPO - 9 y LLA - 16.

5 ■ Reporte nacional de producción diaria y mensual

En el año 2010 se registró un promedio de producción nacional anual diaria de crudo de 785 kbpd, valor que superó en un 17% la cifra alcanzada en el año anterior, la cual fue de 671 kbpd.

La comercialización nacional diaria de gas natural durante la vigencia 2010 alcanzó el valor de 1090 Mpcd, cifra que rebasó los 1016 Mpcd comercializados en el 2009 en aproximadamente el 7%.

Es así como las cifras de producción nacional alcanzadas tanto para producción de crudo como para la comercialización de gas fueron superiores a las metas establecidas por el Gobierno Nacional para la vigencia 2010; las siguientes tablas ilustran la situación:

Producción promedio de crudo 2010 (kbpd)													
	2010												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abril	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	666	670	672	680	685	701	700	713	719	715	736	734	785
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	76	89	94	97	91	82	83	75	81	85	85	91	
Producción crudo total (kbpd)	742	759	766	777	776	783	783	788	800	800	821	825	
Proyección Prod Crudo - Meta SIGOB													565

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

Comercialización promedio de gas 2010 (Mpcd)													
	2010												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abril	Mayo	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	1.057	1.075	1.056	1.097	1.046	979	942	996	1.067	991	1.008	1.022	1.090
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	62	63	64	63	64	63	63	60	59	65	64	65	
Comercialización gas total (Mpcd)	1.119	1.138	1.120	1.160	1.110	1.042	1.005	1.056	1.126	1.056	1.072	1.087	
Proyección comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													850

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

A diciembre de 2010 la producción diaria anual de crudo de los contratos E&P suscritos por la ANH fue de 86 kbpd, proveniente de las cuencas Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo, Cordillera Oriental, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, y el gas comercializado fue de 63 Mpcd, perteneciente a las cuencas Valle Inferior del Magdalena y Catatumbo.

6 ■ Producción Campos Tello-La Jagua

Durante el año 2010 se ejecutaron diferentes actividades operativas tendientes a optimizar la producción, entre las que se encuentran: estimulaciones orgánico - ácidas en pozos productores e inyectores, cañoneo de nuevas zonas en tres pozos y fracturamiento hidráulico en tres pozos. No obstante,

se presentó una disminución en la producción de los campos Tello y La Jagua debido principalmente a la alta declinación de la producción incremental en los pozos con tecnología de bombeo electrosumergible y al incremento en el corte de agua de pozos de alto potencial de crudo.

En junio de 2010 Ecopetrol S.A. presentó renuncia al Otrosí No.1 del Contrato de Exploración y Explotación de Hidrocarburos Campos Tello y La Jagua y en consecuencia manifestó su intención de devolver a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, la totalidad del área adicionada a dicho contrato, el 29 de diciembre de 2008.

La producción promedio diaria de los campos Tello y La Jagua durante el año 2010 es de 6.010 bpd, el detalle se muestra en la siguiente tabla:

MES	PRODUCCIÓN (bpd)
Enero	6.813
Febrero	6.821
Marzo	6.730
Abril	5.887
Mayo	5.524
Junio	5.888
Julio	6.363
Agosto	6.551
Septiembre	5.827
Octubre	5.311
Noviembre	5.166
Diciembre (P)	5.238
PROMEDIO	6.010

Fuente: Grupo Seguimiento a la Producción

7 ■ Auditorías de medición

Dentro del plan de mejora del seguimiento a los contratos en producción, se confirmó la ventaja de realizar auditorías de medición a los campos en producción, de las que resultaron 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 actividades se adelantan mediante la contratación de una firma especializada, permitiendo establecer el cumplimiento de las compañías en la aplicación de las normas y estándares definidos para la medición de hidrocarburos. En desarrollo de estas auditorías se han definido listas de verificación adecuadas para evaluar con objetividad los sistemas de medición en cuanto

a cantidad y calidad y exigir su optimización. Los resultados fueron dados a conocer a las empresas operadoras, para efectos de que implementaran sus planes de mejora, lo cual será verificado en las que están en ejecución y finalizan en abril de 2011.

Los resultados de estas auditorías son el insumo en la verificación de la configuración de las facilidades en el sistema de monitoreo remoto de producción.

8 ■ Monitoreo Remoto de Producción

Para efectos de tener 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, hacer un seguimiento oportuno de la producción y controlar la información, la ANH implementó el Módulo de Control de Producción y Reservas adscrito al Sistema Integrado de Información de la ANH (SII-ANH) cuya configuración permite realizar el monitoreo remoto de producción y el manejo de dicha información con una frecuencia diaria a los campos en producción de los contratos E&P e incentivar y promover el desarrollo de buenas prácticas en el país, así como la innovación tecnológica que las soporte.

Dicho módulo permite capturar y recibir las medidas de los parámetros de producción en las facilidades de producción, en tiempo real, si es posible, realizar el balance de producción diaria por campo y tener la visualización gráfica de la historia de producción de fluidos de cada pozo.

Se estableció un formato único (IDP) para la entrega de la información, ajustable a las particularidades de cada campo, cuya carga se realiza en la herramienta Avocet Volumes Manager (AVM). Dicho formato puede ser cargado diariamente por el operador desde un enlace en la página Web.

En la medida que más campos entran en producción, se diagraman en AVM todas las facilidades de producción lo que permite, además, complementar el manejo de la logística de almacenamiento y entregas de crudo y gas. Actualmente del sistema se pueden generar informes sobre los puntos de entrega de crudo y hay además la posibilidad, de requerirse, de configurarlos para realizar al balance de movimientos de crudo por oleoductos y carro tanques.

Por otro lado, el aplicativo Oil Field Manager (OFM), el cual toma la información capturada en AVM (conexión esta que se actualiza automáticamente) permite analizar las curvas de producción e inyección (por completamiento, pozo, campo o grupo de pozos), análisis de curvas de declinación (exponencial, armónico e hiperbólico), mapas de producción, diagramas de pozos (variables en el tiempo), entre otras. Así mismo, se combinan las herramientas de análisis de producción con mapas de burbuja, mapas estructurales y de propiedades del yacimiento (como porosidad, permeabilidad, espesor

neto, entre otras) para determinar áreas con un potencial de desarrollo para la perforación de pozos y trabajos de reacondicionamiento, lo que resulta de especial ayuda en la evaluación de los informes de reservas, en el proceso de verificación cualitativa de las posibles ubicaciones de los pozos de desarrollo que sustentan dichas reservas. Esta herramienta es entonces soporte al momento de verificar los planes de desarrollo que presentan las operadoras con el informe de reservas, al permitir verificar si las operaciones propuestas tienen viabilidad técnica.

Así mismo, se contrató con la compañía Schlumberger la integración de la información de producción y reservas del país en diferentes flujos de trabajo para realizar la visualización y gestión de seguimiento a la producción proyectada, según el balance de reservas, frente a la producción real para todos los campos del país y realizar el montaje piloto de facilidades para la video-vigilancia de las entregas a carrotanques en tres campos de contratos E&P.

Para dicho proyecto, se adquirió la plataforma BabelFish Server Volume License y aplicación Avocet Surveillance; se integrarán las aplicaciones que participan en el proceso de monitoreo de producción y manejo de reservas tales como: AVM, OFM, MERAK y ARC GIS, se configurará la visualización de indicadores de gestión de producción por cada uno de los contratos E&P y la generación de notificaciones y alarmas automatizadas (Rutinas programadas), y se implementará un piloto de video-vigilancia para visualizar la identificación del carro tanque y la hora de inicio y fin de la operación de entregas de petróleo y la logística de carga de los terminales de embarque en tres contratos E&P en comparación con la información de entregas reportada en el Informe Diario de Producción-IDP.



Manejo de reservas

Mediante el Decreto 324 del 3 de febrero de 2010, del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, se modificó el inciso 1° del artículo 4° del Decreto 727 de 2007, en el sentido de: i) definir los términos para tener disponible la información preliminar de los volúmenes de las reservas probadas y, ii) realizar el respectivo registro contable; se establecieron además los términos para la presentación de los ajustes a los volúmenes de reservas probadas de hidrocarburos reportadas. Cuando se reciben las cifras consolidadas, teniendo en cuenta las fechas en las cuales la industria petrolera debe reportar las cifras definitivas del año anterior, y se surten los procesos de certificación y aprobación de estados financieros de cada una de las empresas del sector en mención, dentro del plazo señalado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con lo previsto en el Parágrafo 1° del Artículo 4° del Decreto 727 de 2007, la ANH presentó el primer balance a 31 de diciembre de 2009 en la fecha establecida, considerando las reservas a 31 de diciembre de 2008 y restando la producción total del año 2009.

La Resolución 494 de diciembre 22 de 2009 (por medio de la cual se desarrolla lo previsto en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008 en relación con la forma, contenido, plazos y métodos de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país) fue modificada por la Resolución 096 de marzo 11 de 2010, que eliminó la obligatoriedad de incluir en el informe de recursos y reservas los volúmenes producidos más allá de la fecha de finalización del contrato como recursos contingentes.

En concordancia con lo establecido mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, el primero de abril del 2010 las compañías entregaron a la ANH el informe de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre de 2010. Dicha información se verificó, revisó y consolidó por campo.

En una primera etapa, se revisaron un total de 310 informes de reservas reportados por campo presentados por 33 compañías.

1 ■ Reservas de crudo y gas

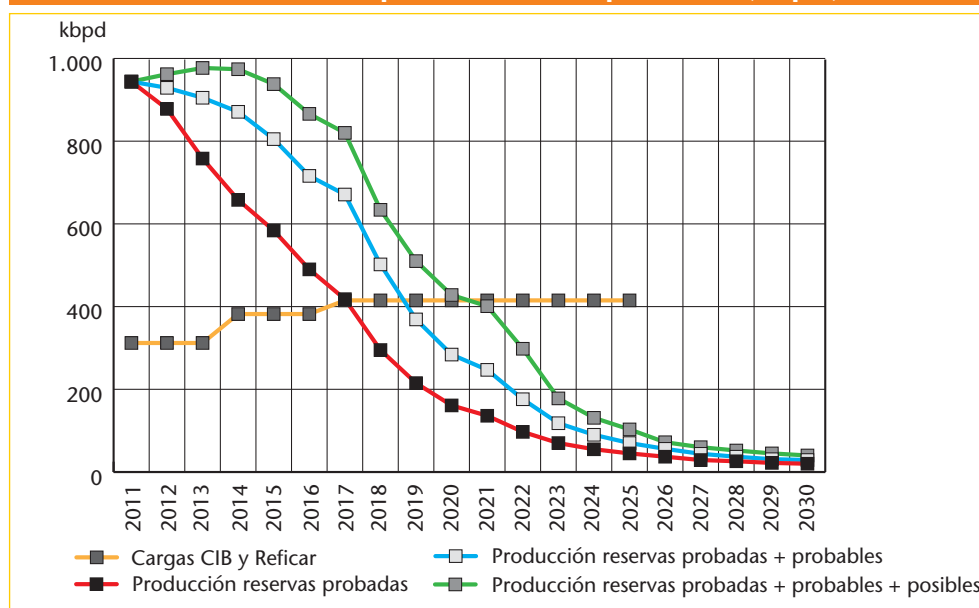
La siguiente tabla muestra las reservas probadas de crudo al 31 de diciembre de 2010, la producción total del mismo año, la incorporación anual (nuevas reservas y reevaluaciones) en millones de barriles (Mbbbl). La relación R/P (Reservas/Producción) hace referencia al número de años de autosuficiencia que se tendrían si se mantiene el nivel de producción por año y no se incorporan nuevas reservas.

Reservas probadas de crudo

Reservas a 31 diciembre de 2009 (Mbbl)	1.988
Producción año 2010 (Mbbl)	287
Reservas a 31 diciembre de 2010 (Mbbl)	2.058
Incorporación año 2010 (Mbbl)	357
Relación R/P (años)	7.2

Esta relación R/P de referencia se valida con el pronóstico de producción de las reservas probadas y el pronóstico de cargue a la refinería, como se muestra en la siguiente gráfica:

Pronóstico de producción de petróleo (kbpd)



Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

Las reservas en este caso, se producen a la tasa de declinación del campo y se estima que la autosuficiencia llegaría hasta el año 2017 (solamente con reservas probadas), a partir del cual habría un déficit de producción para el cargue a refinería. De incorporarse la totalidad de las reservas probables y posibles, la autosuficiencia llegaría hasta el año 2020.

En relación con las reservas de gas, de las reservas totales a 31 de diciembre de 2010 que alcanzan 7.058 Giga pies cúbicos (Gpc), 5.405 corresponden a reservas probadas. Considerando los 398 Gpc producidos en el año 2010, se tiene que las reservas disminuyeron en 1.066 Gpc (ver siguiente tabla).

La relación R/P, para el caso de gas natural, 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.

Reservas probadas, probables y posibles de gas

Reservas totales ¹ a 31 diciembre de 2009 (Gpc) ²	8.460
Producción año 2010 (Gpc)	398
Reservas totales a 31 diciembre de 2010 (Gpc)	7.058
Incorporación 2010 (Gpc)	-1.004
Relación R/P (años)	17.7

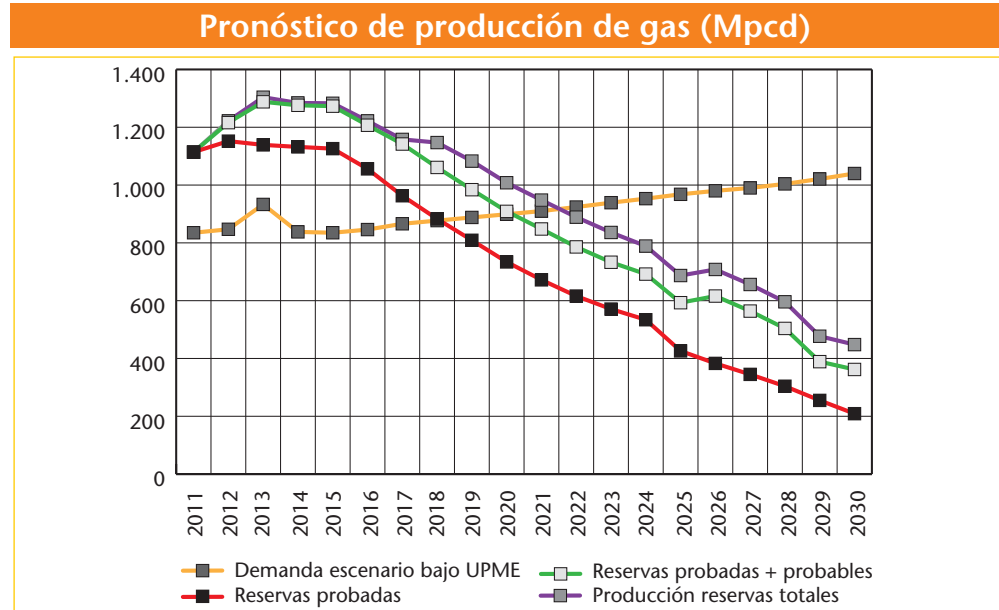
1 Incluye probadas, probables y posibles
2 Giga pies cúbicos;

No obstante reportarse una caída de reservas en términos de reservas totales, es preciso aclarar que si se consideran solamente las reservas probadas¹, el balance sería:

Reservas probadas de gas	
Reservas probadas a 31 diciembre de 2009 (Gpc)	4.737
Producción año 2010 (Gpc)	398
Reservas probadas a 31 diciembre de 2010 (Gpc)	5.406
Incorporación 2010 (Gpc)	1.067
Relación R/P (años)	13.6

Veamos esta proyección² en términos del escenario de demanda variable creciente. Como lo muestra la siguiente gráfica, habría déficit de producción a partir del año 2021 en términos de las reservas totales y a partir del año 2018 si se consideran solamente las reservas probadas.

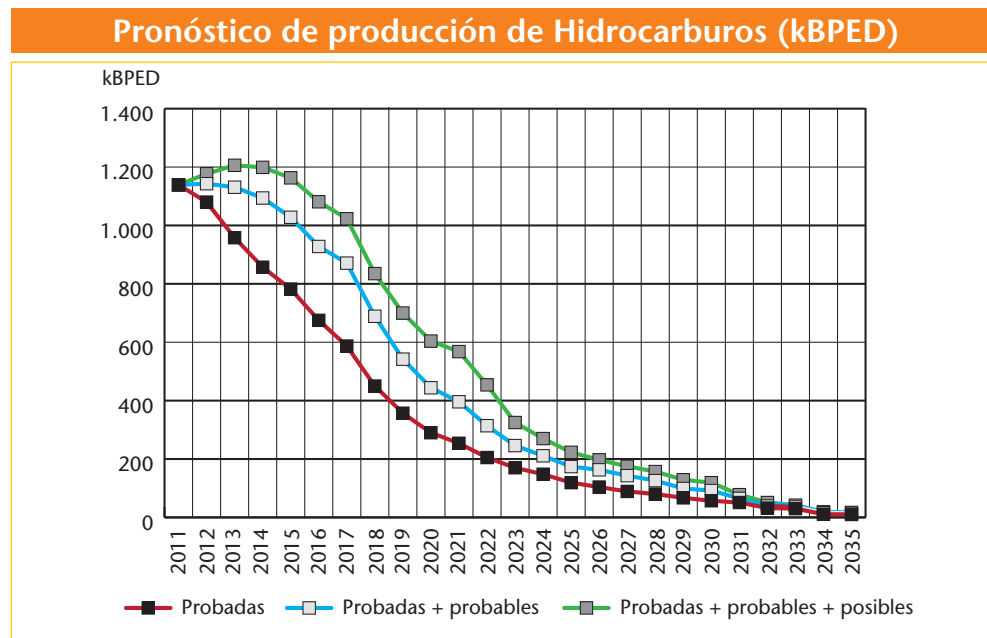
Como quiera que a la fecha no se han puesto en producción las reservas probables y posibles de gas, y la producción ha estado por debajo del nivel potencial de las reservas probadas, es de esperar que el plató de producción de gas se extienda por lo menos un año y por lo tanto la autosuficiencia podría llegar hasta el año 2023.



Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

- 1 El descuento de la producción solo aplica para las reservas probadas produciendo. En todo caso, en términos generales, las reservas probadas no deben disminuir; básicamente se mantienen ó deben aumentar.
- 2 Upme- Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia [Revisión octubre de 2010]. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia [Revisión julio de 2010]. Incluye 150 millones de pies cúbicos de exportación hasta el año 2013.

El perfil de producción de hidrocarburos esperado en MBPE (millones de barriles equivalentes de petróleo) sería:



Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

2. Incorporación de reservas

Dentro de sus metas de mediano plazo, la ANH se ha planteado el objetivo de incorporar 1.000 millones de barriles equivalentes, lo cual permitiría mantener el nivel de producción necesario para cargar las refinерías y mantener el nivel de divisas, regalías e impuestos para el país, generadas por las exportaciones y el consumo interno.

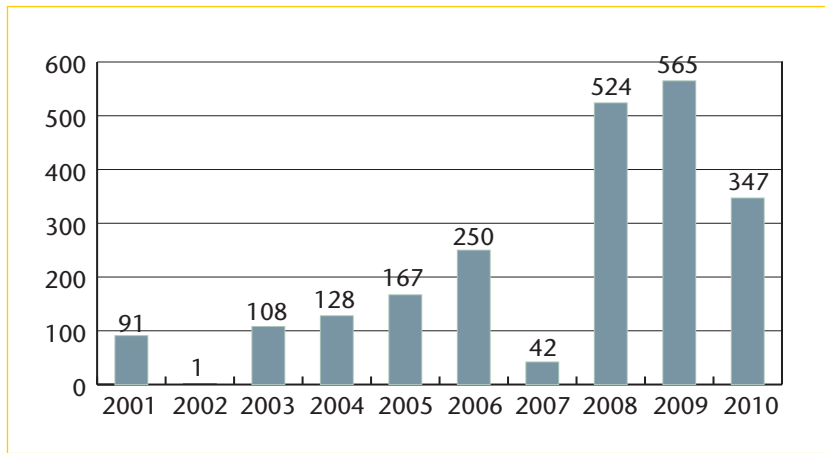
Adicionalmente, con el propósito de cumplir con las metas establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo para el sector de hidrocarburos y los motivos que condujeron a reformar la estructura institucional y la política petrolera del país, la ANH definió como meta al año 2020, encontrar 4.000 millones de barriles de petróleo equivalentes (MBPE).

La incorporación de reservas probadas de petróleo durante el año 2010 (347 millones de barriles –Mbbl) obedecen a nuevas reservas (45 Mbbl) y al continuo desarrollo de proyectos como La Cira-infantas, Rubiales y Castilla, además a la reclasificación de reservas, para un total por estos rubros de 302 Mbbl.

En el año 2010, se reportaron por primera vez reservas probadas de los siguientes nuevos descubrimientos de petróleo en contratos E&P: Andarrios, Candelilla, Guacharaca, IVF, Mantis, Yenac, Capybara, Moqueta, Boa, Caruto, Careto, Jilguero, Garzas B, Yatay, Kona, Zoe, Cuerva Oeste y Capella; y de los campos Coren, Las Acacias, Los Potros, IVF, Unuma, Coren, Piripara y Querubín de contratos de asociación.

Histórico de incorporación de reservas de petróleo (Mbbl)

Año	Resultado	Acumulado
2001	91	91
2002	1	92
2003	108	200
2004	128	328
2005	167	495
2006	250	745
2007	42	787
2008	524	1.311
2009	565	1.876
2010	347	2.223



Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

Reservas probadas de petróleo incorporadas - Millones de barriles (Mbbl)

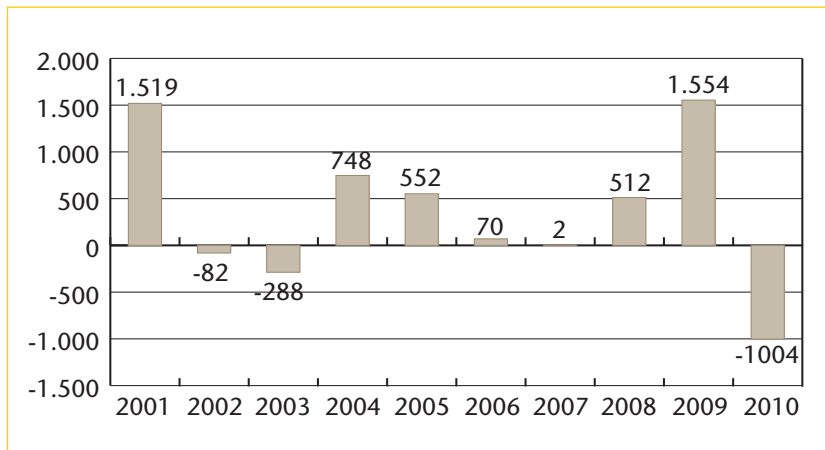
En relación con las reservas probadas de gas, el balance es positivo para el año 2010 por cuanto se tiene una incorporación a las reservas probadas de 1.066 Gpc, por concepto de reevaluaciones, tomando en cuenta la producción del año 2010 de 398 Gpc. El balance incluye el nuevo descubrimiento Nelson del contrato E&P Esperanza.

No obstante, en términos de reservas totales de gas (incluyendo las reservas probadas, probables y posibles) se observa que hay una disminución de reservas que obedece a la reclasificación de reservas probables a reservas probadas y a los ajustes de estimados en las unidades de las reservas probadas y posibles.

El siguiente cuadro muestra la incorporación histórica de reservas probadas, probables y posibles de gas

Histórico de incorporación de reservas totales de gas (Gpc)

Año	Resultado	Acumulado
2001	1.519	1.519
2002	(82)	1.437
2003	(288)	1.149
2004	748	1.897
2005	552	2.449
2006	70	2.519
2007	2	2.521
2008	512	3.033
2009	1.554	4.587
2010	(1.004)	3.583



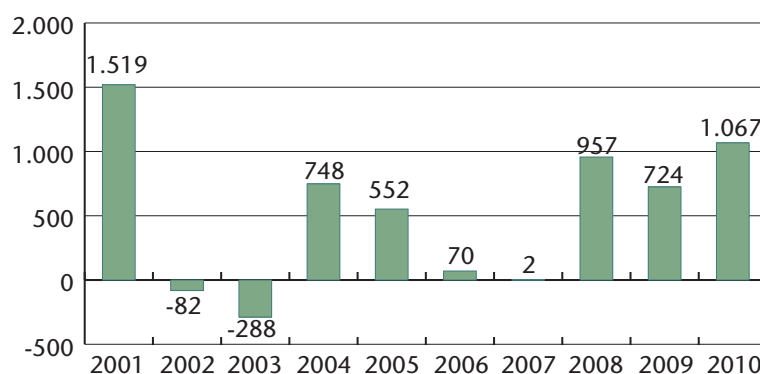
Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

Reservas probadas de gas incorporadas - Giga pies cúbicos (Gpc)

Ahora bien, considerando solamente las reservas de gas probadas, la incorporación sería:

Histórico de incorporación de reservas probadas de gas (Gpc)

Año	Resultado	Acumulado
2001	1.519	1.519
2002	(82)	1.437
2003	(288)	1.149
2004	748	1.897
2005	552	2.449
2006	70	2.519
2007	2	2.521
2008	957	3.478
2009	724	4.202
2010	1.067	5.269



Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

Reservas de gas incorporadas - Giga pies cúbicos (Gpc)

Por otro lado, la siguiente tabla muestra la incorporación de reservas de hidrocarburos en MBPE (millones de barriles equivalentes de petróleo), las reservas incorporadas en el año 2010 alcanzan los 171 MBPE³, aun cuando se considera el balance total de las reservas de gas.

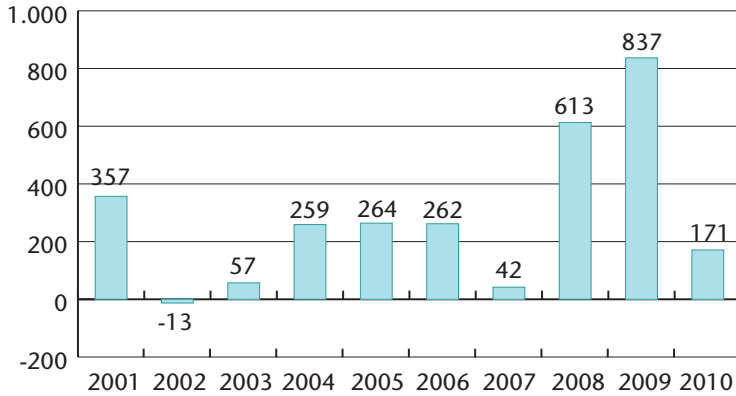
Histórico de incorporación de reservas de hidrocarburos (MBPE)

Año	Resultado	Meta	Acumulado	% Avance	% Avance
2001	357	200	357	179%	9%
2002	(13)	200	344	-7%	9%
2003	57	200	402	29%	10%
2004	259	200	661	130%	17%
2005	264	200	925	132%	23%
2006	262	200	1.187	131%	30%
2007	42	200	1.229	21%	31%
2008	613	200	1.842	307%	46%
2009	837	200	2.680	419%	67%
2010	171	200	2.851	85%	71%

Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

³ Un barril de petróleo equivalente (BPE) es igual a 5700 pies cúbicos de gas. Se consideran todas reservas de gas (probadas, probables y posibles)

Histórico de incorporación de reservas de hidrocarburos (MBPE)

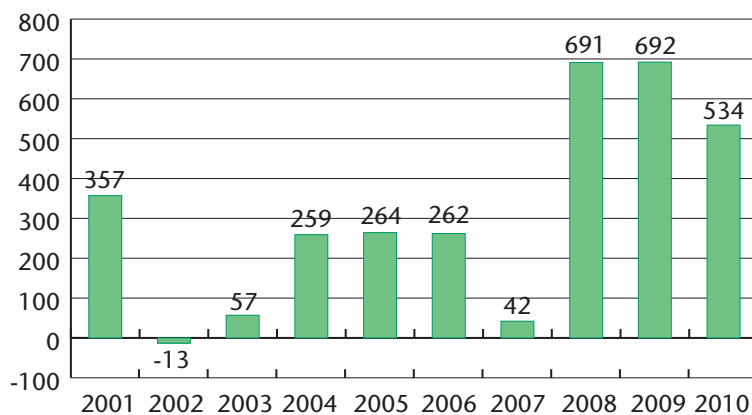


Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

De igual forma, teniendo en cuenta solamente las reservas probadas de gas, el balance de reservas probadas (de petróleo y gas) incorporadas en MBPE tendría el siguiente comportamiento:

Año	Resultado	Meta	Acumulado	% Avance	% Avance
2001	357	200	357	179%	9%
2002	(13)	200	344	-7%	9%
2003	57	200	402	29%	10%
2004	259	200	661	130%	17%
2005	264	200	925	132%	23%
2006	262	200	1.187	131%	30%
2007	42	200	1.229	21%	31%
2008	691	200	1.920	346%	48%
2009	692	200	2.612	346%	65%
2010	534	200	3.146	267%	79%

Histórico de incorporación de reservas probadas de hidrocarburos (MBPE)



Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

3 ■ Recursos prospectivos

“Son aquellas cantidades de petróleo que se estiman, a partir de una fecha dada, como potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas.

“Las acumulaciones potenciales se evalúan según su probabilidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, se estima que las cantidades se podrían recuperar con proyectos de desarrollo definidos. Se reconoce que el desarrollo de programas tendrá significativamente menos detalle y dependerá más fuertemente de desarrollos análogos en las primeras fases de exploración”.⁴

La prospectividad no ha sido reevaluada para el año 2011; Así las cosas, se mantienen los prospectos identificados en el año 2010, los cuales se relacionaron a un yacimiento análogo que presente características similares y se le asignó la misma historia de producción. Respecto a la fecha en la se inicia el proyecto, se asume qué prospecto está asociado a cada una de las fases exploratorias, y a esa fecha se establece el inicio de producción. La prospectividad se reporta con el riesgo asociado de la compañía.

Los volúmenes prospectivos de petróleo⁵ alcanzan los 3.272 Mbbl de petróleo y 10.494 Gpc de gas para un total de 5.113 MBPE; este valor resulta de sumar la prospectividad reportada en los informes de finalización de los TEAs y, en algunos casos, de los informes técnico anuales de los contratos E&P.⁶

Otro punto importante a definir es el grado de volúmenes irrecuperables, toda vez que la identificación y clasificación de estos se traduce en una oportunidad de fomentar la explotación de dichos recursos que solo debe estar limitada por las tecnologías en desarrollo, como quiera que las regalías para la producción incremental están en el mismo orden de las establecidas en los contratos E&P.

Como quiera que el balance de prospectividad es el resultado de la consolidación de la información que reportan las mismas compañías, la cual ya ha sido evaluada en términos de riesgo, pronóstico de producción y análisis de costos y economía para el desarrollo del descubrimiento, no se consideran escenarios de volúmenes estimados para la cuenca en total. La compañía en su reporte ya ha identificado necesidades de inversión. Así las cosas, el escenario está dado en las condiciones actuales de los términos contractuales.

⁴ Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros. Traducción ANH.

⁵ Ver archivo Auditorias Reservas/Prospectividad/Prospectividad_26-jul-2010.xlsx.

⁶ La información debe ser actualizada, eliminando aquellos prospectos que ya han sido perforados. Si resulta productor, se mueve a exploración en la Jerarquía Merak y si no, se abandona.

Para efectos prácticos, se está considerando que los precios de petróleo y gas son estables, las condiciones contractuales se mantienen, los costos son los mismos reportados en los informes de reservas y se mantienen las condiciones de seguridad del país, de tal manera que a los prospectos identificados se les programa pozo exploratorio.

Entre otras cosas, la clasificación de recursos es importante como quiera que permite identificar oportunidades a largo término y tener inventarios sujetos a la incertidumbre y al riesgo para tomar decisiones y planear el desarrollo de estos recursos.

La prospectividad aquí reportada, considera, a excepción de la cuenca Sinú San Jacinto y Guajira, cuencas maduras. Así que sobre la base del P50, y asumiendo el factor de éxito reportado para cada uno de esos prospectos, tenemos que la siguiente es la prospectividad de crudo por cuenca.

Prospectividad de petróleo por cuenca (Mbbbl)	
CUENCA	Suma de P-50 Prospectividad (Mbbbl)
COR-VSM	134
Llanos Orientales	2.117
Valle Inferior del Magdalena	407
Valle Medio del Magdalena	159
Valle Superior del Magdalena	167
Caguán - Putumayo	26
Sinú - San Jacinto	262
Total general	3.272

Fuente: Grupo de Manejo de Reservas

Al igual que en el caso de petróleo, la información sobre la prospectividad de gas fue tomada de los informes de prospectividad, eliminando las estructuras ya probadas. En la siguiente tabla se muestra la prospectividad por cuenca.

Prospectividad de gas por cuenca (Gpc)	
CUENCA	Suma de P-50 Prospectividad Gpc
Cordillera Oriental	40
Guajira	6.570
Valle Inferior del Magdalena	3.828
Valle Medio del Magdalena	56
Total general	10.494

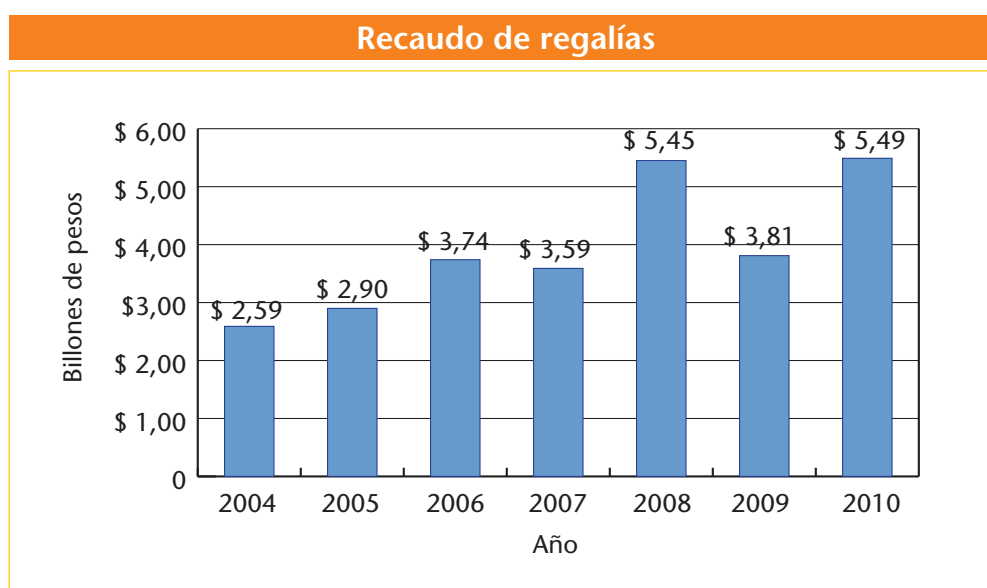
Fuente: Grupo de Manejo de Reservas



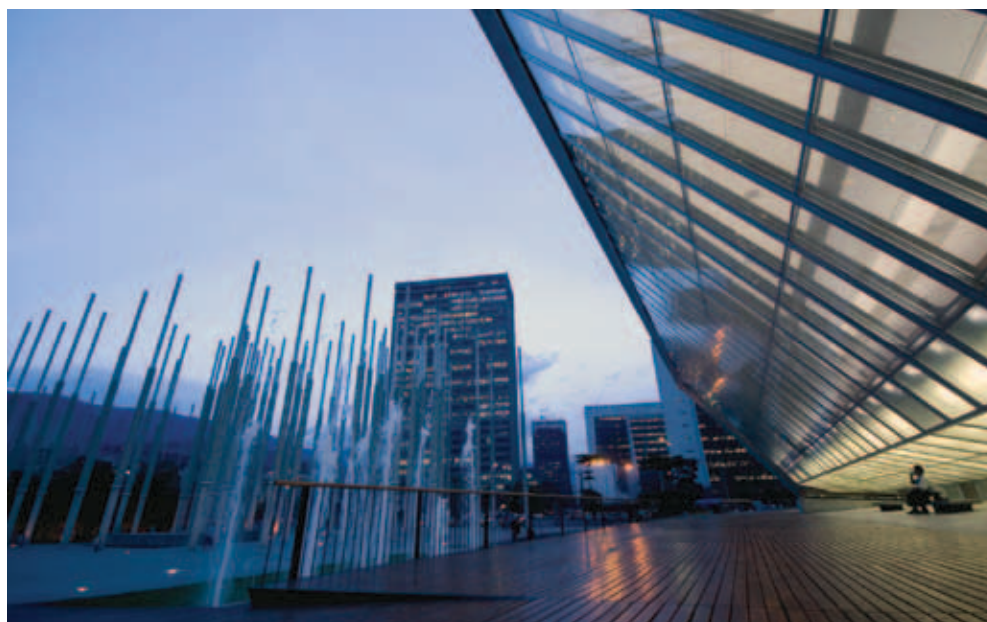
Administración de regalías

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, desde el 2004 hasta diciembre 31 de 2010:

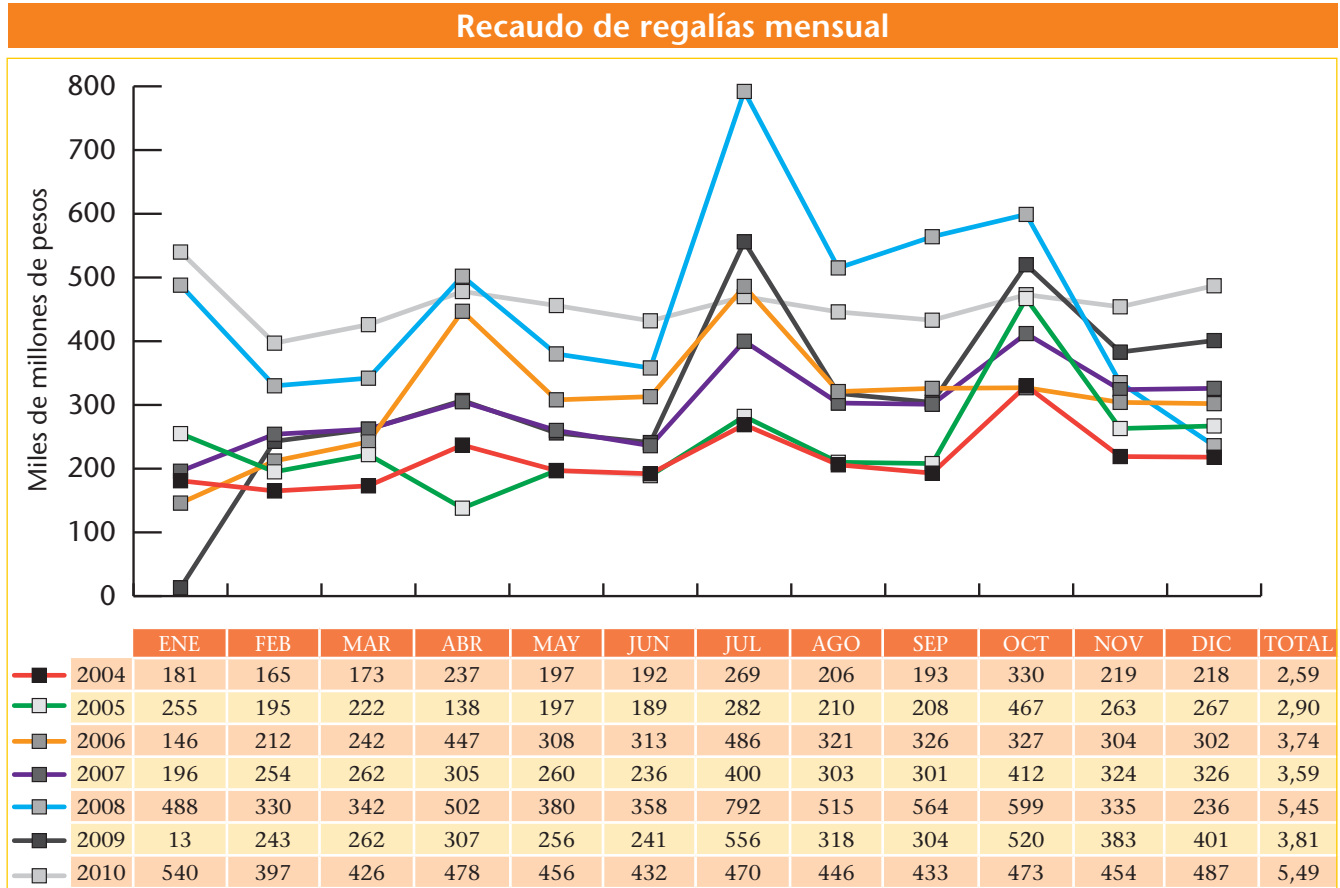


Fuente: Grupo de Regalías



Parque de la luz - Medellín

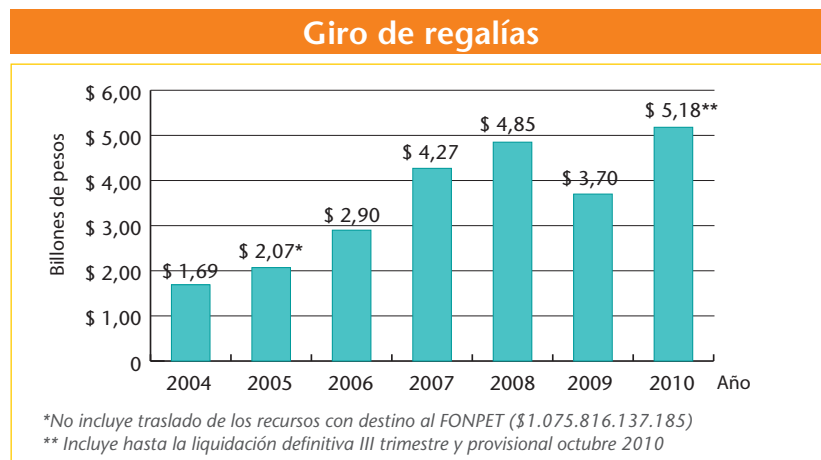
De acuerdo con lo anterior, en el siguiente gráfico se muestra el comportamiento mensual del recaudo de regalías:



Fuente: Grupo de Regalías

2. Giro de regalías

En el gráfico presentado a continuación se observa el comportamiento de las regalías giradas desde 2004 hasta diciembre 31 de 2010:



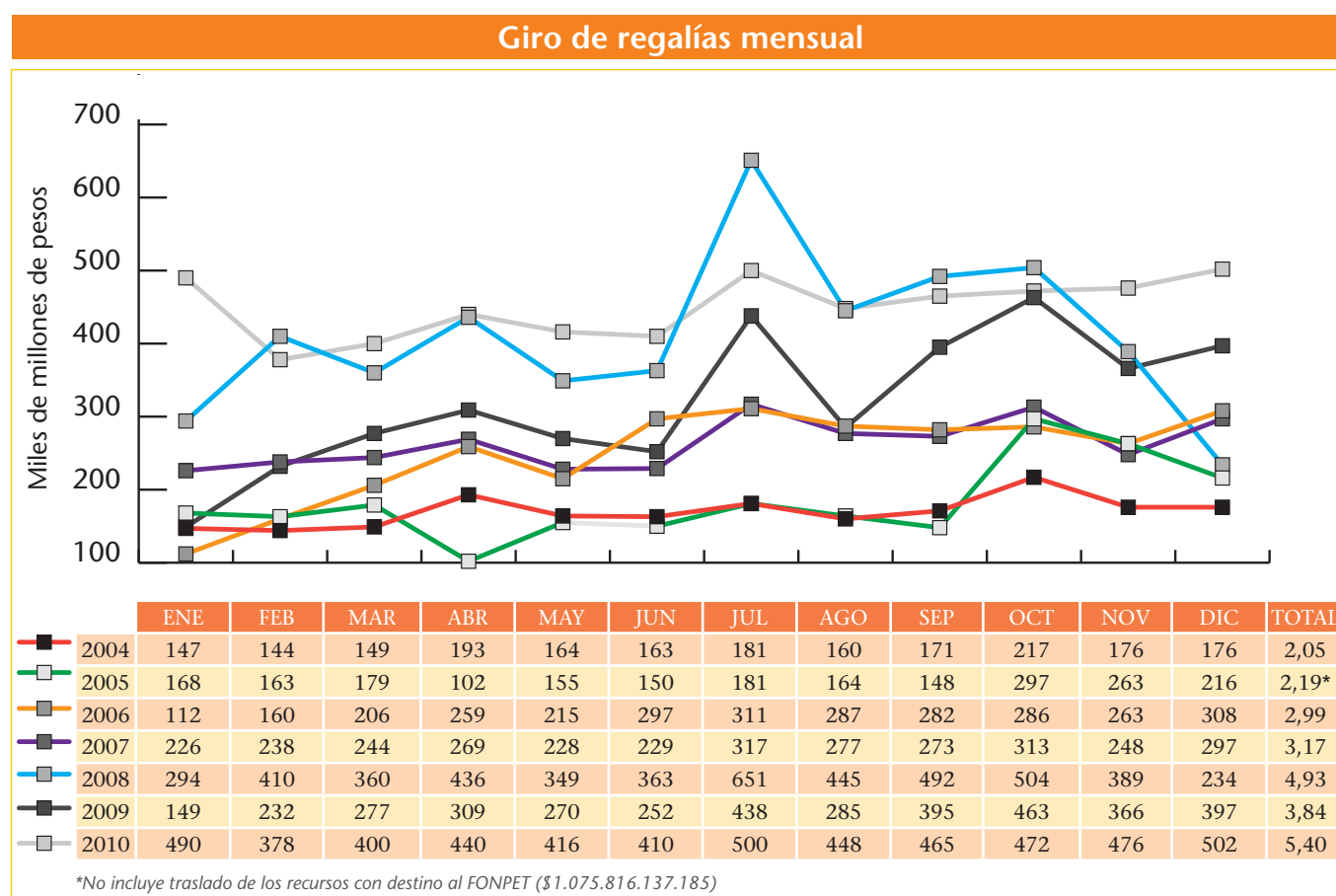
Fuente: Grupo de Regalías

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:

Concepto	A diciembre 31 de 2009	A diciembre 31 de 2010
Novedades de cuenta	60	72
Suspensión de giros	20	31
Levantamiento de suspensión	31	40

El comportamiento mensual de las regalías disponibles para giro, en el período liquidado por el Ministerio de Minas y Energía, desde el 2004 hasta la fecha, se presenta en el siguiente gráfico:



Fuente: Grupo de Regalías

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 diciembre 31 de 2010:

Beneficiario	Valor Retenido
Arauca	\$ 12.702.363.427
Bolívar	\$ 45.609.561.738
Casanare	\$ 77.809.787
Cesar	\$ 560.279.873
Huila	\$ 72.589.527
Putumayo	\$ 843.174.003
Tolima	\$ 100.418.645
Departamento nn *	\$ 789.890.364
Municipios puertos - depto. Sucre	\$ 3.803.462.942
Municipios puertos - depto. Córdoba	\$ 13.132.782.265
Puertos carga, descarga y cabotaje	\$ 1.892.493.658
Dnp interventorías 1% ley 756	\$ 24.834.218
Dirección del tesoro nal. Fnr.	\$ 2.731.332.873
Fonpet	\$ 130.706.411
Total	\$ 82.471.699.731

Fuente: Grupo de Regalías

* Estos recursos corresponden a la explotación del campo Capella, cuya jurisdicción se encuentra en trámite por parte de la entidad competente.

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 el año 2009 se incluyó como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Cabuyaro y Guamal en el Departamento del Meta y los Palmitos en el departamento de Sucre.

En lo corrido del año 2010, igualmente se han incluido como participantes de regalías, los municipios de Santa Rosalía en el departamento de Vichada, Sitio Nuevo como puerto de carga–descarga y cabotaje y 24 municipios no productores del departamento del Meta, quienes vienen siendo beneficiados a través de la figura de escalonamiento.

En el siguiente cuadro se observa el acumulado de regalías pagadas durante el 2009, por departamento y puertos:

Regalías giradas por explotación de hidrocarburos	
Período comprendido entre El 1 de enero y el 31 de diciembre de 2009	
Pesos moneda legal	
Beneficiario	2009
Antioquia	59.794.962.333
Arauca	307.464.892.707
Bolívar	34.278.839.377
Boyacá	82.134.433.668
Casanare	693.459.991.206
Cauca	4.091.465.772
Cesar	25.055.749.248
Córdoba	559.156.223
Cundinamarca	5.377.001.311
Guajira	206.357.817.744
Huila	210.009.714.595
Meta	486.451.298.852
Nariño	900.743.875
Norte de Santander	19.990.073.825
Putumayo	68.534.577.318
Santander	206.045.092.002
Sucre	8.135.222.182
Tolima	108.310.300.194
Municipios puertos - depto. Sucre	93.812.974.738
Municipios puertos - depto. Córdoba	84.476.884.361
Puertos carga, descarga y cabotaje	54.459.377.225
Fnr. Escalonamiento	5.413.735.647
Comisión nal. Regalías 1% ley 756	28.870.693.826
Dirección del tesoro nal. Fnr.	397.081.510.033
Fonpet	505.961.191.148
TOTAL	3.697.027.699.410



En el siguiente cuadro se observa el acumulado de regalías pagadas hasta el 31 de diciembre del año 2010, por departamento y puertos:

Regalías giradas por explotación de Hidrocarburos Período comprendido entre El 1 de enero y el 31 de diciembre de 2010 Pesos moneda legal	
Beneficiario	2010
Antioquia	101.354.388.055
Arauca	282.543.594.931
Bolívar	42.351.878.754
Boyacá	115.951.692.948
Casanare	791.428.924.408
Cauca	5.055.408.016
Cesar	32.666.277.767
Córdoba	370.118.936
Cundinamarca	6.488.247.957
Guajira	196.171.229.091
Huila	267.392.626.945
Meta	1.005.009.819.493
Nariño	6.149.218.159
Norte de Santander	28.423.132.642
Putumayo	133.894.603.046
Santander	252.904.190.338
Sucre	10.027.984.986
Tolima	130.486.626.410
Vichada	1.215.739.849
Municipios puertos - depto. Sucre	134.330.422.344
Municipios puertos - depto. Córdoba	124.824.113.354
Puertos carga, descarga y cabotaje	89.804.478.893
Fnr. Escalonamiento	6.878.420.526
Comisión nal. Regalías 1% ley 756	38.568.193.348
Dirección del tesoro nal. Fnr.	590.378.518.843
Fonpet	785.152.611.922
TOTAL	5.179.822.461.961

Fuente: Grupo de Regalías

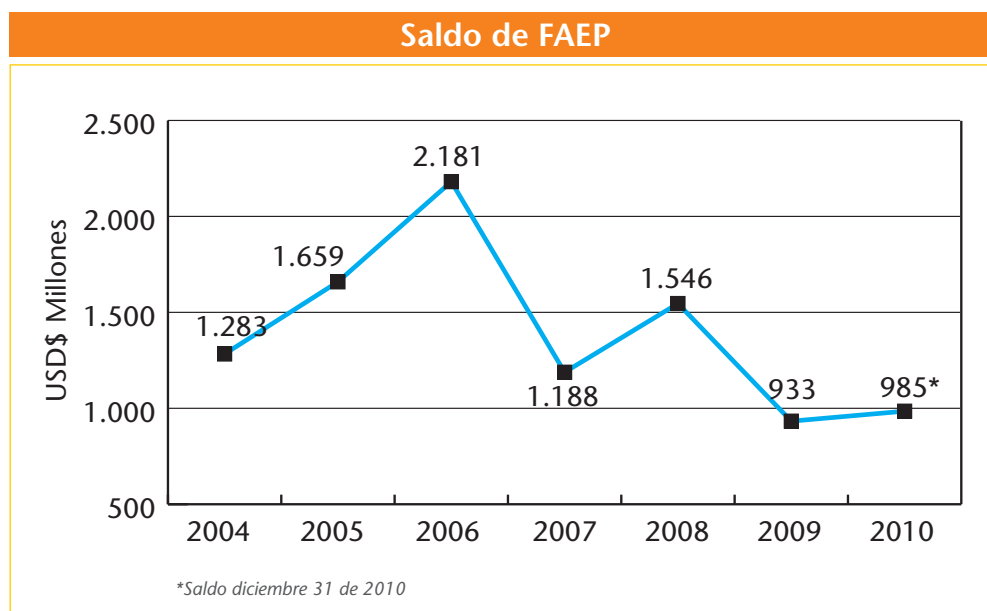
2.1 ■ Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

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”.⁷

En este mismo sentido, en cumplimiento a las instrucciones impartidas por el Departamento Nacional de Planeación, de conformidad con lo establecido en el Decreto 3668 de 2009⁸, la Agencia remitió instrucciones de desahorro extraordinario al Banco de la República en cuantía de US\$ 46.915.591,34 con cargo al partícipe Fondo Nacional de Regalías.

En atención a estas disposiciones legales, a 31 de diciembre de 2010, el saldo acumulado en el FAEP asciende a US\$985 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía.

A continuación se presenta el comportamiento del saldo del FAEP a 31 de diciembre de los últimos siete años, así:

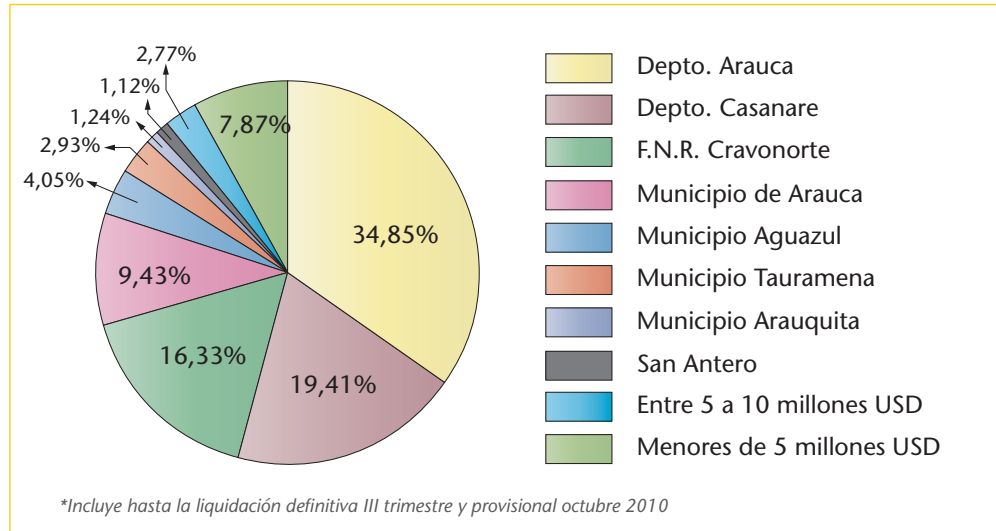


Fuente: Grupo de Regalías

⁷ Numeral 5.11, artículo 5 Decreto 1760 de 2003

⁸ Decreto 3668 de 2009 “Por el cual se definen los criterios y procedimientos para la distribución y giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera de que trata el artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 y se dictan otras disposiciones.”

Distribución del saldo del FAEP*



Fuente: Grupo de Regalías

2.2 ■ Giro directo al Patrimonio Autónomo FIA

De conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley 1151 de 2007 y decretos reglamentarios, la Agencia Nacional de Hidrocarburos procedió en el 2010, con el giro directo de los Recursos del Sistema General de Regalías y Compensaciones, al Patrimonio Autónomo FIA, conforme a las autorizaciones remitidas por 12 entidades territoriales, así:

Recursos girados octubre	\$ 37.720.631.141
Recursos girados noviembre	\$ 13.218.740.885
Recursos girados diciembre	\$ 13.234.782.454
TOTAL	\$ 64.174.154.481

Gestión de la información técnica

La ANH administra la información técnica de exploración y explotación de hidrocarburos (E&P) a través del Banco de Información Petrolera – EPIS, la Litoteca Nacional y del Grupo de Cartografía.

1 ■ Contratos de Concesión del EPIS

El Banco de Información Petrolera - EPIS, está compuesto por la plataforma tecnológica ubicada en el centro de cómputo de la ANH, la cual permite almacenar y gestionar de una manera ágil y segura los datos y la información digital de exploración y explotación de hidrocarburos (E&P). Por otra parte, los medios físicos que contienen la información técnica y geológica de exploración y producción de hidrocarburos (E&P) se preservan en la Cintoteca “Nelson Rodríguez Pinilla” en el municipio de Facatativá, Cundinamarca.

En la actualidad, el Banco de Información Petrolera - EPIS cuenta con 1.776.472 unidades de información incluyendo 1.017.827 medios físicos almacenados en la Cintoteca “Nelson Rodríguez Pinilla”.

Debido a que la Invitación Pública No ST-001 de 2009, para recibir solicitudes y otorgar concesiones de prestación de los servicios propios del EPIS y la explotación comercial de la información contenida en el mismo, fue declarada desierta, durante el año 2010 la ANH operó el EPIS a través de la Compañía Geoconsult CS Ltda.

La operación del EPIS y de su Centro de Cómputo Principal, durante el año 2010, se trasladó a las nuevas oficinas de la ANH, con lo cual se concentraron en un solo lugar todas las actividades relacionadas con la recepción, verificación, carga de la información técnica y geológica entregada por las compañías operadoras a la ANH y suministro de la misma a los clientes.

La administración de la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla se contrató con una firma independiente a la operación del EPIS, con lo cual se generaron controles adicionales en el manejo de la información técnica y geológica, garantizando mayores niveles de seguridad y una mejor operatividad.

En el desarrollo del nuevo modelo de operación del EPIS se incluyó la adquisición de 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.



Registro de los medios físicos entrantes a la Cintoteca



Copias de líneas sísmicas en tubos en uno de los módulos de la Cintoteca



A través de un contrato celebrado con la compañía noruega Kadme AS, se creó el modelo de arquitectura abierta para soportar la interfaz de usuario o front-end; se integró y desarrolló el software para esta interfaz y se realizó la correspondiente instalación y puesta en operación de la misma. De igual forma se realizó el desarrollo e implementación del software de back-end del EPIS, cuya funcionalidad reside en la recepción de información, registro, descargue y capacidades de control de calidad. Desde el punto de vista tecnológico, esta ha sido una solución innovadora que ofrece posibilidades permanentes de actualización y adaptación del sistema a las necesidades puntuales de la ANH y del país.

El nuevo portal Web del EPIS, el cual tiene como principales características un solo punto de acceso a toda la información, una interfaz más veloz para la consulta del catálogo y diferentes capas de información, entró en operación en diciembre de 2009 y durante el 2010 se logró la estabilización de toda la solución tecnológica.

1.1 ■ Información cargada en el EPIS durante 2010

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, durante 2010 se recibió, catalogó, verificó y cargó a las bases de datos la siguiente información:

Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2010	Observaciones
Sísmica de proceso	km equivalentes	38.339	35 Programas sísmicos 2D y 25 programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	1.095	
Documentos y mapas	Documentos y mapas	8.623	

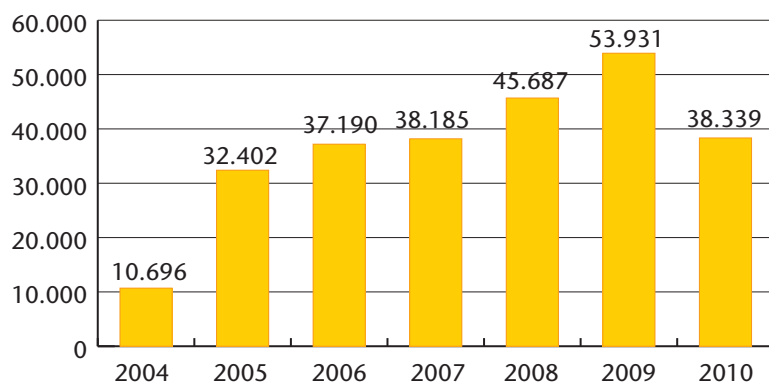
Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Esta información se cargó garantizando los mejores estándares de calidad, con lo cual se pone a disposición de la industria petrolera información confiable para que sea utilizada como materia prima para el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos, tal como está establecido en las funciones de la ANH.

En total, durante el 2010, se recibieron 48.203 medios con información técnica y geológica, se cargaron 14.125 archivos nuevos en las bases de datos del EPIS y se enviaron 24.252 medios físicos a la Cintoteca para su preservación definitiva.

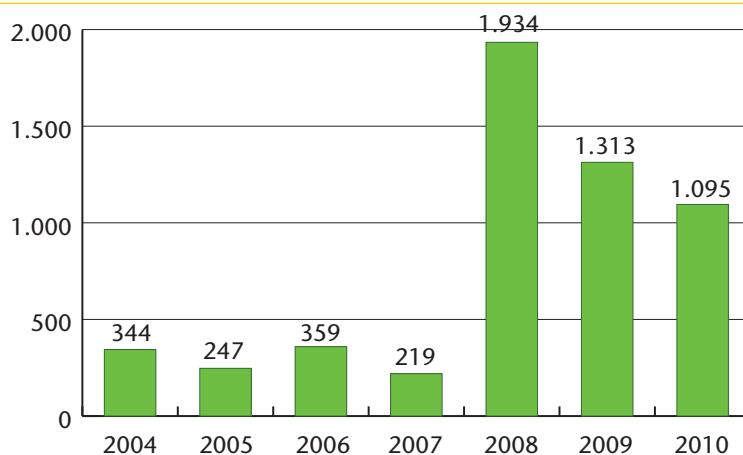
En las siguientes figuras se presentan las tendencias que ha presentado la carga de la información técnica y geológica entre 2004 y 2010 en las bases de datos del EPIS.

Carga sísmica 2D y 3D de proceso (km equivalentes)



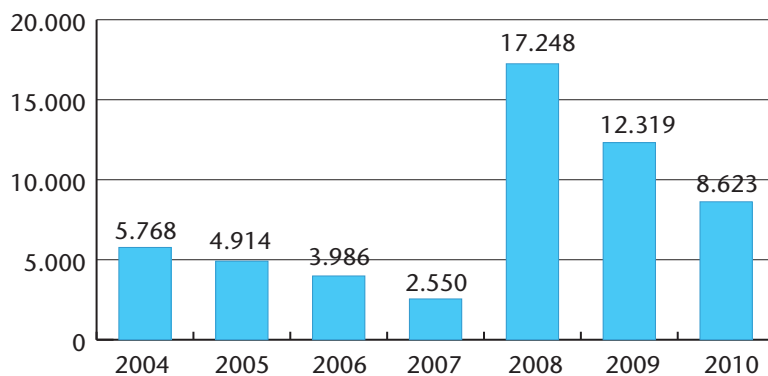
Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Carga información de pozo (Número de pozos)



Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Carga de documentos y mapas (Unidades)



Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Como puede observarse en las anteriores gráficas, en el 2008 se presentó un pico en la carga de información en el EPIS como consecuencia del Plan de Actualización implementado por la ANH.

1.2 ■ Información suministrada por el EPIS durante el 2010

En la siguiente tabla se presentan las cantidades de información suministrada por el EPIS a sus clientes durante el año 2010.

Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2010	Observaciones
Sísmica de campo	km equivalente	53.698	379 programas sísmicos 2D y 8 programas sísmicos 3D.
Sísmica de proceso	km equivalente	17.391	185 programas sísmicos 2D y 4 programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	174	1.425 registros de pozo
Documentos y Mapas	Unidades	10.088	Incluye otros tipos de información
Dataroom	Sesiones	3	No incluye las sesiones de Dataroom para la Ronda Colombia 2010

Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

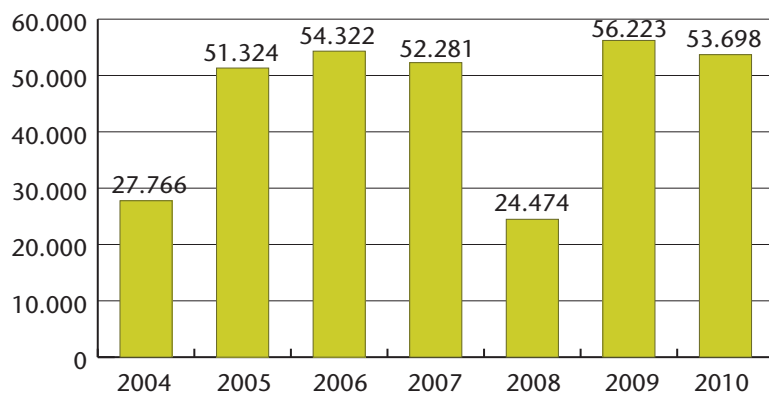
Adicional a estos volúmenes, durante el año 2010, el EPIS suministró a la Subdirección Técnica de la ANH la siguiente información adicional que fue utilizada para la elaboración de los paquetes de la Ronda Colombia 2010:

- 10.741 líneas sísmicas 2D.
- 110 programas de sísmica 3D.
- 6.875 imágenes.
- 1.023 documentos.
- 1.108 registros de pozo.
- 1.424 archivos con UKOOAS.

Ecopetrol, Pacific Rubiales, Hocol, Hess Colombia y Petrominerales, fueron las compañías que más servicios solicitaron al EPIS y la información de las cuencas sedimentarias de los Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Guajira Offshore, Caguán Putumayo, Valle Inferior del Magdalena y Sinú San Jacinto fue la que más tuvo demanda durante el año 2010.

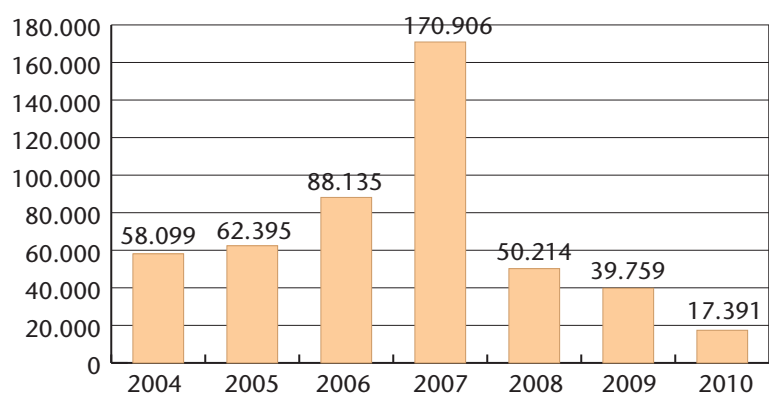
En las siguientes figuras se presentan las tendencias que ha presentado el suministro de información técnica y geológica del EPIS a sus clientes entre el 2004 y 2010.

Suministro sísmica de campo 2D y 3D (km equivalentes)



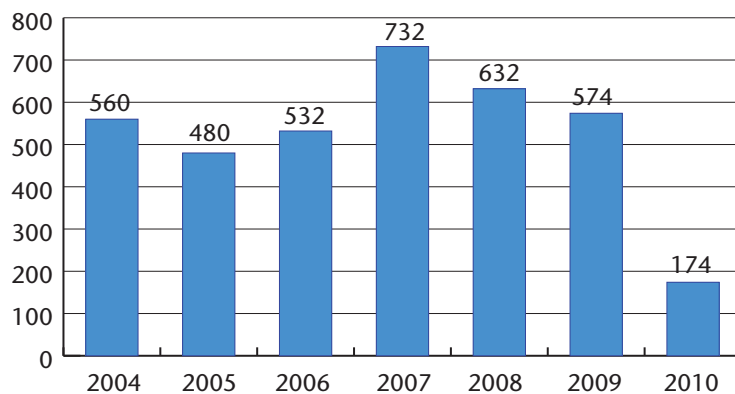
Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Suministro sísmica de proceso 2D y 3D (km equivalentes)



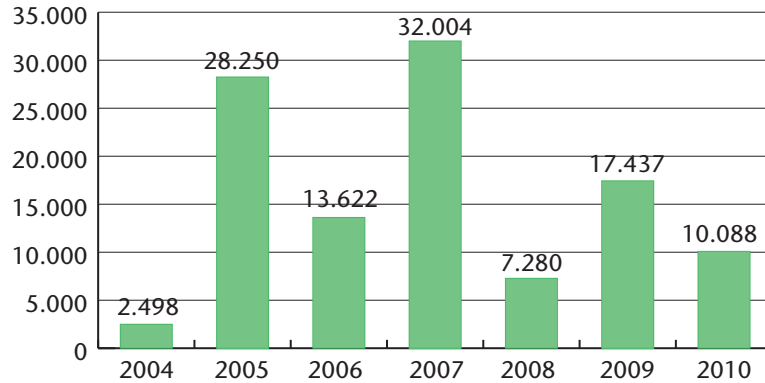
Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Suministro de información de pozos (Número de pozos)



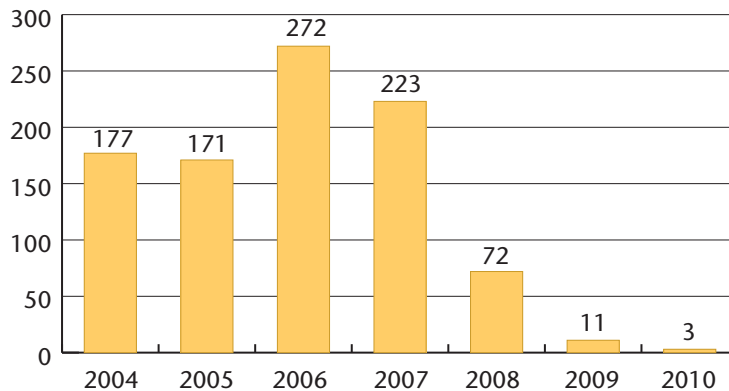
Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Suministro de documentos y mapas (Unidades)



Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Servicio de Dataroom (Sesiones)



Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

La disminución en el suministro de información técnica y geológica relacionada con sísmica de proceso, pozos y sesiones de dataroom que se observa en los años 2009 y 2010, se debe esencialmente al alto volumen de información de este tipo incluido en los paquetes de los procesos competitivos adelantados por la ANH entre el 2008 y 2010, y al fortalecimiento del servicio de autoatención.

1.3 ■ Servicio de autoatención prestado por el EPIS

El servicio de autoatención consiste en la conexión directa al Portal Web del EPIS para descargar datos técnicos, lo cual facilita las labores operativas de las compañías ya que pueden disponer de la información para sus proyectos en tiempo real.

Durante 2010, 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, lo cual permite acceder remotamente a las bases de datos del EPIS y bajar información de forma segura mediante mecanismos de encriptado, control de integración y anti-repetición.

Durante el año 2010, las siguientes 12 compañías suscriptoras descargaron información técnica y geológica del EPIS por el servicio de autoatención: Ecopetrol S.A., Suroco Energy Colombia, Grantierra – Energy Argosy, Cepsa Colombia S.A. – Cepcolsa, Petroandina – Parex, Maurel & Prom Colombia, Metapetroleum Corp., Lewis - Energy, Nexen Petroleum, Hocol S.A., Pyxis Exploración Ltda y Telpico LLC.

1.4 ■ Ingresos y egresos del EPIS

El valor facturado por los servicios de información técnica y geológica que prestó el EPIS durante el año 2010 fue de \$10.298.722.693,91 incluido IVA. Los egresos del EPIS durante esta misma vigencia fueron de \$8.670.995.149,44 incluido IVA.

Ingresos EPIS año 2010	
Concepto	Valor con IVA
Paquetes Ronda Colombia 2010	\$6.876.123.611,16
Paquetes otras Rondas	\$249.256.310,10
Suministro de información	\$1.218.124.899,74
Servicio de autoatención	\$147.789.948,81
Carga de información técnica	\$1.801.526.680,21
Servicio de Dataroom	\$4.342.849,91
Intereses de mora	\$1.558.393,98
Total Ingresos EPIS	\$10.298.722.693,91

Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

Egresos EPIS año 2010	
Concepto	Valor con IVA
Operación EPIS	\$2.399.721.722,44
Operación Centro de Cómputo	\$5.807.900.307,00
Administración Cintoteca	\$463.373.120,00
Total Egresos EPIS	\$8.670.995.149,44

Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

De acuerdo con estos datos, en 2010, los ingresos superaron en un 19% los egresos del EPIS, generando un superávit de \$1.627.727.544,47.

1.5 ■ Tiempos de entrega de información a usuarios

Con la implementación y estabilización de la nueva plataforma tecnológica del EPIS durante el primer semestre de 2010, se generaron algunos retrasos en la prestación de los servicios del EPIS, lo cual fue superado durante el segundo semestre, alcanzando un promedio de 0,5 días para las entregas de información técnica en el mes de diciembre de 2010.

En promedio, para el año 2010, el tiempo de suministro de información del EPIS fue de 1,97 días.

2 ■ Operación de la Litoteca Nacional

La Litoteca Nacional, ubicada en Piedecuesta Santander, es el centro de información e investigación en ciencias de la Tierra que administra y preserva las colecciones de muestras de roca del país y promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos minero-energéticos y a la investigación de los procesos geológicos naturales. Para el 2010, sus colecciones estaban constituidas por:

- 1.840 pozos con muestras de corazones (241.526,03 pies).
- 7.151 pozos con muestras de ripios (5.261.641 unidades).



- 263 pozos con muestras de corazones de pared – SWC (6.430 unidades).
- 74.147 muestras de roca de afloramiento.
- 29.499 placas palinológicas, de foraminíferos y petrográficas.
- 16.949 plugs tomados de corazones y muestras de afloramiento.

Durante el año 2010, la Litoteca Nacional desarrollo 317 órdenes de servicio a 27 empresas del sector petrolero, las cuales implicaron realizar las actividades que se presentan en la siguiente tabla.

Apilamiento de cajas con muestras litológicas para transporte dentro de las bodegas



Servicios prestados por la Litoteca Nacional en el 2010

Actividad	Unidad	Cantidad
Alquiler de montacargas	hora	15
Alquiler de sala de conferencias	día	70
Alquiler de sala de consulta privada	día	5
Alquiler de mesas en la sala de consulta pública	día/mesa	1.619
Alquiler de la sala de juntas	día	12
Movimiento de cajas en el rango de 0 a 50	cajas	2.578
Movimiento de cajas en el rango de 51 a 100	cajas	1.845
Movimiento de cajas en el rango mayor a 100	cajas	5.411
Adquisición de registros Core Gamma Spectral	pie	481
Almacenamiento de cajas con muestras	caja	2.647
Suministro de registros Core Gamma Spectral	pie	225
Corte longitudinal de corazones	pie	52
Corte longitudinal de corazones en manga de aluminio	pie	892
Muestras de corazones	muestra	953
Muestreo de ripios en el rango de 0 a 100	muestra	32
Muestras de ripios	muestra	10.323
Tabletas para sección delgada	muestra	514
Verificación y preservación de corazones	pie	3.317
Adquisición y diseño de fotografía digital	pie	4.234
Adquisición de fotografía convencional	pie	30
Escaneo de diapositivas y negativos	unidad	16
Montaje secuencial de imágenes de corazones	pie	46
Venta de cajas para el almacenamiento de muestras	caja	12.979

Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica



Corazones completos preservados en cajas plásticas no estándar

Adicionalmente, durante el año 2010, la Litoteca Nacional prestó 18 servicios de consulta de información técnica y geológica a proyectos de la ANH, para los cuales se utilizaron 512 días de sala privada, 133 días de mesa en sala pública, se movilizaron 3.850 cajas con material litológico, se cortaron 248 pies de corazones, se adquirieron 16.748 pies de fotografía digital y se tomaron 1.817 muestras. Estos proyectos por ser de carácter interno no generaron ningún tipo de contraprestación económica a la ANH.

Para medir la satisfacción de los clientes de la Litoteca Nacional, durante el año 2010 se realizaron 280 encuestas de satisfacción al cliente, las cuales arrojaron una calificación del 58,1% como excelente y del 82,05% entre excelente y bueno.

En el año 2010, la utilización de la sala pública fue del 78,51% y de las salas privadas fue de 105,79%.

Adicional a los servicios prestados por la Litoteca Nacional, en el 2010, las empresas del sector petrolero entregaron 19.054 cajas con material litológico en diferentes empaques. Igualmente, durante este mismo periodo se verificaron y ubicaron 15.277 cajas estándar con muestras recibidas.

El valor por los servicios de información técnica y geológica prestados por la Litoteca Nacional durante el año 2010 fue de \$1.221.686.827 y los egresos durante esta misma vigencia alcanzaron el valor de \$1.492.276.836.

Ingresos Litoteca año 2010	
Concepto	Valor sin IVA
Servicios de información técnica y geológica	\$1.221.686.827
Total Ingresos Litoteca	\$1.221.686.827
Egresos Litoteca año 2010	
Concepto	Valor sin IVA
Administración y operación de la Litoteca Nacional	\$1.154.019.026
Soporte logístico Litoteca Nacional	\$338.257.810
Total Egresos Litoteca	\$1.492.276.836

Fuente: Grupo de Gestión de la Información Técnica

De acuerdo con estos datos, en el año 2010, el 82% de los egresos de la Litoteca Nacional fueron cubiertos con sus propios ingresos.



Corte o "eslabado" de núcleos o corazones



2/3 de núcleos extendidos



Núcleos completos extendidos

3 ■ Actividades de cartografía

Dentro de las funciones de la Subdirección Técnica de la ANH se encuentra la administración del Mapa de Tierras, el cual muestra las áreas que se encuentran en exploración y explotación y las áreas disponibles para la celebración de contratos en las diferentes cuencas del país. Adicionalmente, este grupo desarrolla actividades de apoyo a las diferentes áreas de la ANH, en cuanto a información espacial.

Durante el año 2010, el Grupo de Cartografía dio respuesta a 2.176 solicitudes internas, generando un total de 1.005 productos para 52 funcionarios y contratistas de la ANH.

Dentro de las actividades desarrolladas por el Grupo de Cartografía en el 2010 se encuentra la realización y publicación en la página Web de la ANH de seis actualizaciones del Mapa de Tierras, la generación de archivos tipo shapefile, el apoyo y revisión del componente de cartografía de los contratos celebrados por la ANH y del proceso competitivo denominado Ronda Colombia 2010.

4 ■ Proyectos de inversión

Con el objeto de modernizar las instalaciones de la Litoteca Nacional, solucionar la falta de espacio disponible para el almacenamiento de muestras en las actuales instalaciones en predios del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP de ECOPETROL y ampliar la gama de servicios que ofrece a la industria del petróleo, la academia y público en general, durante el año 2010 se adelantaron los estudios previos para la contratación de la construcción de la Nueva Sede de la Litoteca Nacional en el marco del Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander – UIS en el municipio de Piedecuesta, Santander.

Igualmente, durante el año 2010, se adelantaron todos los estudios preliminares para el proyecto de construcción de la Sede de Facilidades Científicas, Operativas y de Soporte de la ANH, con el fin de definir las condiciones que debe cumplir el lote que se ha de adquirir para la realización del proyecto y las especificaciones técnicas de los respectivos diseños arquitectónicos y de ingeniería.



Gestión de Recursos Humanos

1 ■ Concurso para ascenso y provisión de cargos de carrera administrativa

Como resultado de la convocatoria 001 de 2005 adelantada por la Comisión Nacional del Servicio Civil- CNSC, a través de la utilización de listas de elegibles, la ANH realizó tres nombramientos en período de prueba durante al año 2010.

En cumplimiento de lo establecido por la Comisión Nacional del Servicio Civil se adelantó el proceso de evaluación del desempeño a estos servidores públicos, obteniendo los siguientes resultados a 31 de diciembre de 2010:

Número Servidores	Actividad
31	Carrera administrativa
1	En período de prueba, finaliza marzo de 2011
1	Nombramiento realizado por lista elegibles, que el candidato no aceptó
5	Terminaron período de prueba en el año 2010 de manera satisfactoria.

Fuente: Grupo de Gestión de Recursos Humanos

Con los resultados arrojados en la evaluación del desempeño se alimentó el diagnóstico de necesidades que deben ser atendidas en el programa de capacitación.

2 ■ Bienestar social, salud ocupacional y capacitación laboral

En 2009 se aplicó la encuesta de opinión al personal de planta, se tabuló, y se desarrolló propuesta del plan de bienestar. De acuerdo con los resultados de la encuesta, se procedió a estructurar el Plan Anual de Bienestar Social, Capacitación y Salud Ocupacional para la vigencia 2010.

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, semana de receso en octubre para los de 5 a 12 años y diciembre para los de 12 a 17 y 11 meses.
- Campeonatos internos deportivos en bolos, ping-pong, microfútbol y voleibol.
- Día de integración el 1 de octubre
- Cursos cocina gourmet (noviembre – diciembre)
- Evaluación clima organizacional (febrero – octubre)
- Actividades intervención clima denominado La Receta del Éxito con el propósito de fomentar el trabajo en equipo, liderazgo, reconocimiento de las capacidades, para lo cual se hizo: taller coctelería (abril), Programación Neurolingüística (mayo), Manejo de la Autoridad (julio); Rumbaeróbicos (septiembre).
- Taquicheques (mayo), para el fomento a la cultura
- Tarjetas Cineco: aprovechamiento del tiempo libre

El Plan de Salud Ocupacional trabajó en la identificación y valoración de factores de riesgo más relevantes, identificados en el panorama de riesgo: Psicosocial, se aplicó la metodología del Modelo de Satisfacción Y Gestión Humana –ARP SURA, identificando y evaluando los riesgos psicolaborales, el cual avanzó hasta la presentación a la Dirección General, para realizar la fase de intervención en 2011. Evaluación condiciones osteomusculares, evaluando los puestos de trabajo, e iniciando actividades de intervención como es el programa de pausas activas. Se realizó una actividad lúdico-recreativa dirigida al fomento de los hábitos de vida saludable.

Teniendo en cuenta el cambio de sede, se trabajó en la estructuración del plan de emergencia, para lo cual se realizó la señalización de emergencia, la recarga de extintores, y la realización de un simulacro.

El Plan Institucional de Capacitación se ajustó a la metodología exigida por el Plan de Formación y Capacitación del Estado, aprobado por el Decreto 4665 de 2007, realizando las capacitaciones en los Proyectos de Aprendizaje en Equipo, logrando que algunos equipos de trabajo remitieran sus propuestas, las cuales sirvieron de fuente para el diagnóstico de necesidades de capacitación, el cual se complementó con los resultados de las evaluaciones de desempeño de los servidores de carrera administrativa.



Administración de la información

Durante el 2010 el área de sistemas se concentró en implementar diferentes mecanismos que garanticen la seguridad de la información, como fueron:

- Renovación de licenciamiento de la solución McAfee Total Protection for Data y McAfee Total Protection for Endpoint que permite controlar la fuga de información de la ANH a través de dispositivos externos, impresiones y correos, utilizando reglas de chequeo sobre la información electrónica.
- Funcionamiento de un DRP – Plan de Recuperación de Desastres que hace respaldo a la infraestructura tecnológica de los servidores SAPPL, SMAIL, SFILE y SALMACENA determinados como críticos, en el Centro de Cómputo de Terramark Zona Franca, donde opera el Banco de Información Petrolera. Comprende todas las acciones proactivas, reactivas y de retorno a la normalidad (recuperación) que se han de seguir con estos servidores.
- Contratación con Newnet de una auditoría de seguridad integral de la información lógica y física en las instalaciones de la ANH aplicado a sus principales componentes (infraestructura de hardware, software, redes, comunicaciones, instalaciones físicas y procedimientos relacionados con el funcionamiento de la seguridad informática en la Agencia).

Se puso en productivo el nuevo Frontend y Backend del Banco de Información Petrolera contratado con la firma Noruega Kadme que incluye un nuevo modelo del metadato y su almacenamiento, la extracción del dato de los diferentes repositorios de datos y una interface (página Web) que permite búsquedas textuales y espaciales. Se realizan ajustes al aplicativo y se realizan desarrollos adicionales a los módulos existentes con el ánimo de mejorarlos.

Se mantuvo la contratación de la administración de la página web, para el proceso de actualización. Se mantuvo la actualización de la página web del EPIS, la cual fue modificada por la empresa noruega Kadme.

Se realiza la terminación anticipada y por mutuo acuerdo de la consultoría para proveer e implementar el Sistema Integrado de Información a través de FONADE la cual fue asignada a la UT SIANH con interventoría DIA Ltda. El acta de terminación anticipada se firmó el 18 de noviembre de 2010.

Se continuó con Schlumberger el desarrollo e implementación del Módulo de Control a la Producción mediante tres formas de cargue: en archivo, a través de una página Web y en línea.

Se implementó nuevo centro de cómputo en las oficinas de la Avenida Calle 26 garantizando el cumplimiento de requerimientos TIER II, dado que allí operaran tanto los servidores del BIP como los de la ANH.

En cuanto a desarrollos internos, se realizó mantenimiento a los siguientes aplicativos:

- Balance Score Card (Actualización de los indicadores con respecto al plan de acción y definición de los mismos para la auditoría)
- Sistema de Gestión de Proyectos – SGP (Actualización del plan de acción del 2010)
- Sistema de Administración de Clientes – CRM (Actualización de base de datos de los inversionistas)
- Soporte Litoteca

Adicionalmente se desarrollaron los siguientes aplicativos:

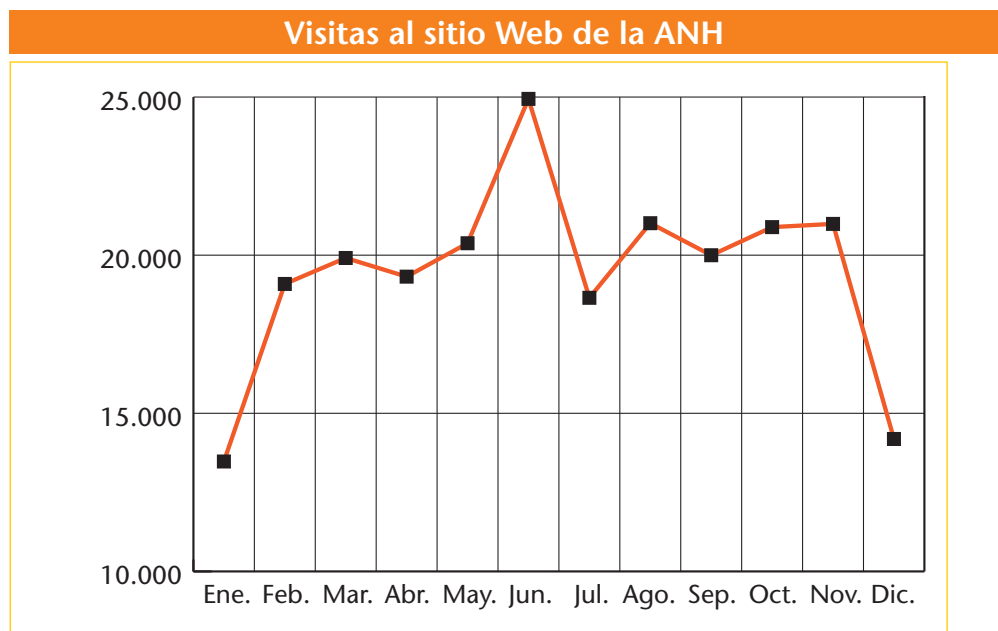
- Aplicativo para el manejo y recepción de documentos y ofertas de la Ronda Colombia 2010.

Se supervisó el contrato del Sistema Integrado de Información del Sector Minero Energético contratado a través de Fonade con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi-IGAC.

Se colaboró con el Ministerio de Minas y Energía en la elaboración del Plan Estratégico del Sector Minero Energético.

Se implementó la Estrategia de Gobierno en línea con base en el Manual versión 2010.

Estadísticas de nuestra página

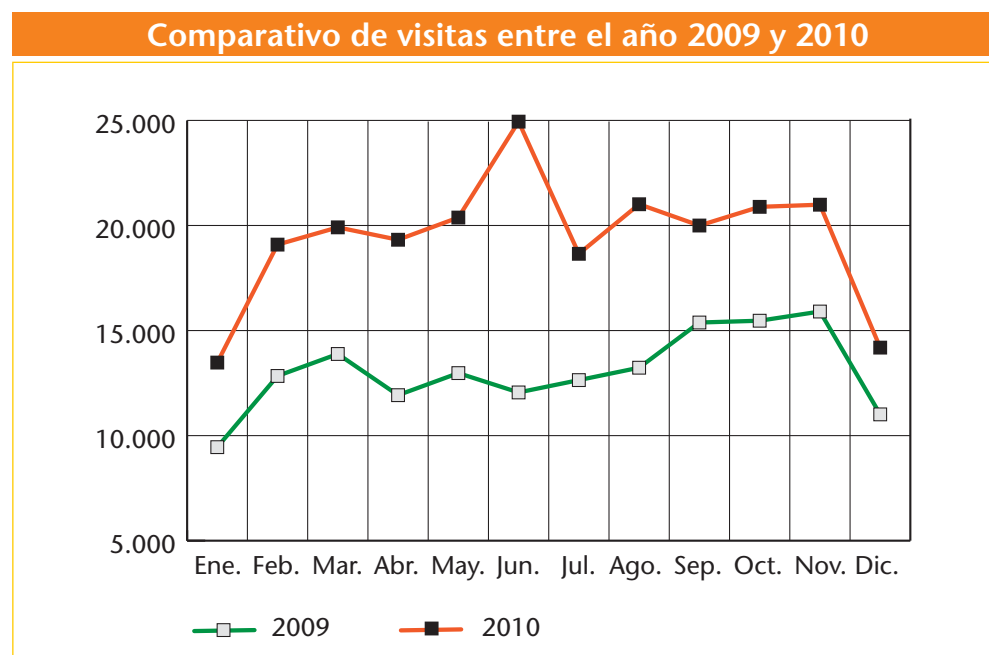


Fuente: Grupo de Administración de la Información

Durante el 2010, el mes en el cual se registró el mayor número de visitas en nuestro sitio web fue junio registrándose 24.942 visitas, fecha en la que se realizó el evento de Depósito de ofertas, entrega de la garantía de seriedad y acto público de apertura de ofertas. Seguido por los meses de agosto con 21.011 y noviembre con 20.989 visitas.

Las secciones más vistas durante el 2010 fueron: Página de inicio, la sección de Mapa de tierras, la sección de Regalías, la sección de Proyectos Ambientales, la Sección de la Ronda Colombia 2010 y la Sección de cifras y estadísticas.

Los países que registran el mayor número de visitas fueron en su respectivo orden: Colombia 183.277, Estados Unidos 13.114, Canadá 5.491, Venezuela 5.020, México 3.754.



Fuente: Grupo de Administración de la Información

En el 2009 se registraron 156.770 visitas y en el 2010 se registraron 232.842 visitas al sitio Web de Agencia Nacional de Hidrocarburos. Registrando un aumento de 48.52%.



Transmilenio, Bogotá



Gestión Jurídica

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 2010, se realizaron un total de 11 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 la siguiente iniciativa:

- Propuesta normativa para la consolidación institucional del sector de hidrocarburos.

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 2010, cuyo resultado fue la suscripción de 18 convenios en el año 2010.

4 ■ Procesos especiales

La oficina jurídica prestó el apoyo para la estructuración y trámite del proceso competitivo Open Round 2010, cuya apertura fue ordenada el 19 de febrero de 2010, mismo en el cual se adjudicaron un total de 78 bloques y se declararon desiertos 151 bloques objeto del proceso de selección Ronda Colombia 2010.

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 ocho contratos, de los cuales un contrato es TEA, suscrito por asignación directa sin la realización de proceso competitivo; así mismo, la oficina jurídica elaboró siete minutas de los contratos E&P que fueron suscritos durante este período.

Durante la mencionada vigencia no se celebraron convenios de producción ni exploración.

Finalmente, se revisaron y aprobaron 28 contratos de fiducia mercantil para la suscripción de contratos de E&P, constitución de fondos de abandono y de las prórrogas de seis fiducias vigentes de contratos en ejecución, para un total de 34.

6 ■ Recursos

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

REPOSICIÓN: Se resolvieron un total de tres recursos de reposición, de los cuales uno correspondió a gestión contractual con motivo de la imposición de una multa, uno y dos por decisiones relacionadas con el proceso Misional de la ANH.

APELACIÓN: Se resolvió un recurso de apelación referente a la actividad contractual misional (E&P y/o TEAs).

QUEJA: Se resolvió un recurso de queja referente a la actividad contractual misional (E&P y/o TEAs).



Gestión Contractual

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 38 actas⁹.

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, los que contaron 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 revisaron y aprobaron 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, en enero de 2010 se registró en el Portal del SICE el Plan de Compras inicial de la entidad.

Durante el transcurso de la vigencia 2010, se registraron dos modificaciones al Plan de Compras reportado inicialmente. El valor final registrado en el portal del SICE asciende a la suma de \$44.015.234.000 discriminado de la siguiente forma:

Adquisición bienes	\$ 7.318.986.000
Adquisición de servicios	\$ 36.696.248.000
Valor registrado en el SICE	\$ 44.015.234.000

Grupo de Gestión contractual

⁹ Fuente: Base de datos de contratación.

Administración de Recursos Físicos

1 ■ Nueva sede de la ANH

En agosto de 2010 la Agencia Nacional de Hidrocarburos se mudó a su nueva sede, la cual cuenta con 4.501 m² de área construida correspondientes a las plantas segunda con 1.867 m², la tercera con 1.867 m² y la cuarta con 767 m²; también tienen un área de local comercial en el primer piso de 62,3 m², área construida para escaleras en primer piso de 9 m², área sótano, un área para planta eléctrica 17,7 m², depósitos 64,58 m² y 89 parqueaderos.

Por ser la Agencia el ente regulador de los recursos hidrocarburíferos del país, busca ser líder en el campo de la construcción sostenible enfatizando el uso eficiente de la energía para así ser un ejemplo a nivel nacional e internacional; por esta razón el proyecto arquitectónico genera beneficios a largo plazo tanto económicos como de eficiencia energética y de recursos ambientales y por ello considera que estas decisiones de diseño impliquen bajo mantenimiento y alta durabilidad en materiales y equipos.

Para la operación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH - la nueva sede se dotó con:

- Muebles fabricados con materiales que cumplen con los más altos estándares medioambientales, de calidad y duración.
- Electricidad generada a gas.
- Iluminación inteligente, con sistema de dimerización, sensores de movimiento y bombillos ahorradores de energía.
- Aprovechamiento de la luz natural.
- Orinales sin consumo de agua.
- Sanitarios ahorradores de agua.
- Los materiales usados (pinturas y recubrimientos) son de baja emisión de gases.

2 ■ 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.

A finales de 2010, la Agencia adelantó una actualización del inventario físico de los bienes de su propiedad.



Sede Bogotá, ANH

Finalmente, el comité de inventarios autorizó la baja de bienes por pérdida, daño o desuso y reclasificó bienes devolutivos a consumo controlado.

3 ■ Seguros

La entidad cuenta con un programa de seguros que cubre los riesgos sobre los bienes de la entidad, estos son incluidos a medida que se adquieren o se dan de baja del inventario. Igualmente el programa cubre los riesgos en que incluyen los funcionarios de manejo de la Agencia.

4 ■ Medidas de austeridad

La Agencia durante el año 2010 continuó con una política de austeridad en el gasto, que tenía como objetivo continuar con el crecimiento de las actividades de la ANH teniendo en cuenta el cumplimiento de las normas de austeridad que rigen a las entidades estatales. Como resultado de esta política se logró una reducción importante de los gastos generales.

Algunas medidas implementadas fueron las siguientes:

Reducción en el consumo de servicios:

- Llamadas telefónicas al exterior restringidas (planilla y código)
- Llamadas telefónicas personales restringidas
- Racionalización del personal de vigilancia
- Racionalización del personal de aseo y cafetería (autoservicio)
- Autoservicio de fotocopiado
- Control de impresión (cupos)
- Racionalización de talleres
- Racionalización del consumo de energía (bombillos ahorradores, restricción de trabajo en horario nocturno, sensores de movimiento)

Reducción en las compras:

- Control en el suministro de implementos de trabajo
- Racionalización en el suministro de implementos de aseo

Reducción en los gastos de operación:

- Cero papel
- Uso del papel de reciclaje
- Racionalización del consumo de gasolina

Gestión Financiera

1 ■ Generar recursos propios y excedentes para la nación

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

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.¹⁰

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 1365 de 2009, por medio de la cual se decretó el presupuesto de rentas y recursos de capital del 1° de enero al 31 de diciembre de 2010, ordenó una apropiación de \$1.018.933.700 para atender los gastos de funcionamiento e inversión de la ANH. Adicionalmente, el Decreto 4996 de 2009 estableció la liquidación del Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2010, detalló las apropiaciones, clasificó y definió los gastos de la ANH.

El 3 de febrero de 2010, el gobierno expidió el Decreto 325 de 2010 mediante el cual se aplazan unas apropiaciones en el Presupuesto General de la Nación de la vigencia fiscal 2010. Como consecuencia de ello, a la ANH le correspondió un aplazamiento en su presupuesto de gastos de inversión en la suma de \$15.000.000.000, en el rubro de "410-506-1 Investigación básica aplicada y estudios – Estudios Regionales – para la exploración de hidrocarburos".

En este orden y conforme lo establece la Ley General del Presupuesto, la composición de los ingresos de la ANH en el presupuesto es la siguiente:

Recurso	Concepto	Valor	Porcentaje
20	Ingresos Corrientes	\$200.604.333.600	19.69%
21	Otros Recursos de Tesorería	\$ 818.329.366.400	80.31%
	Total Ingresos Propios	\$1.018.933.700.000	100%

Grupo de Gestión Financiera

¹⁰ 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

Durante la vigencia 2010 se generaron excedentes por \$505.616 millones

2 ■ Ejecutar el presupuesto

2.1 ■ Porcentaje de ejecución del presupuesto (ingresos)

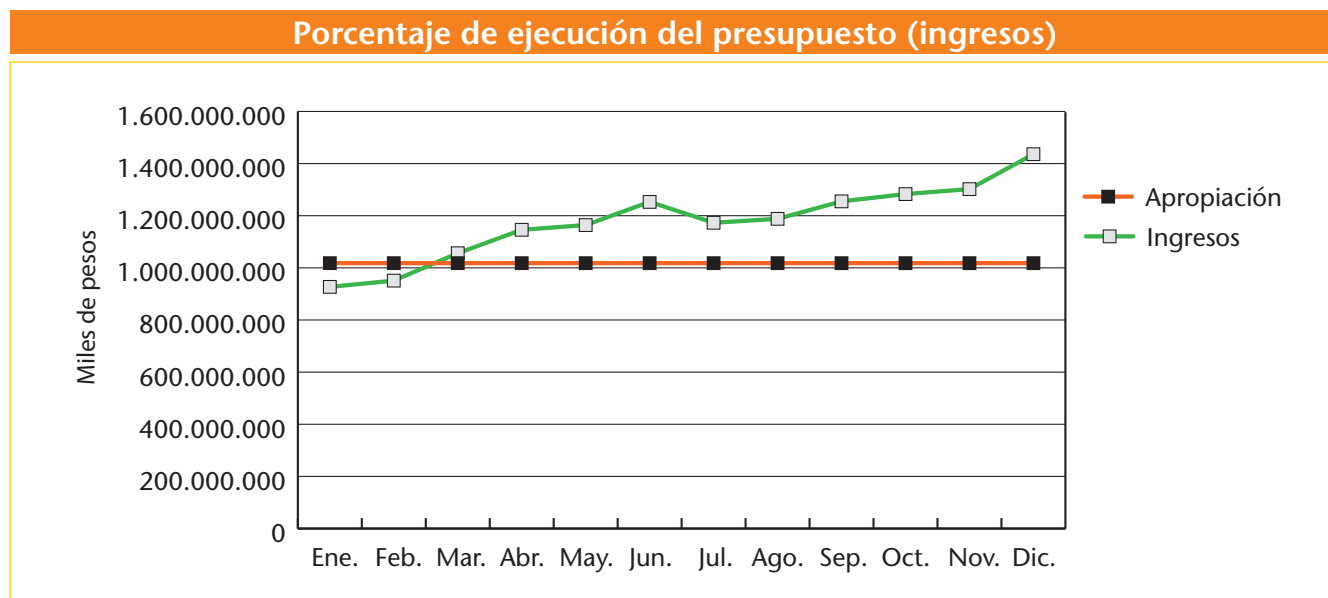
En la siguiente tabla se presenta la evolución de la ejecución mensual de ingresos de la ANH.

Concepto	Ingresos Causados acumulados
Enero	\$ 927.711.697.658
Febrero	\$ 951.242.282.650
Marzo	\$ 1.056.867.740.525
Abril	\$ 1.146.779.378.753
Mayo	\$ 1.164.803.787.740
Junio	\$ 1.253.148.900.538
Julio	\$ 1.173.276.208.813
Agosto	\$ 1.188.861.204.515
Septiembre	\$ 1.255.524.475.172
Octubre	\$ 1.283.602.659.667
Noviembre	\$ 1.302.320.299.711
Diciembre	\$ 1.437.783.273.891

Fuente: Grupo de Gestión Financiera



Para mayor ilustración esta misma información se consolida en el siguiente gráfico:



Fuente: Grupo de Gestión Financiera

Como puede observarse, la ANH cumplió holgadamente con la meta de recaudo de ingresos planteada por la Ley de Presupuesto para el año 2010. 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. La distribución de los excedentes y de las utilidades de los establecimientos públicos es realizada anualmente por el CONPES, reasignándolos o destinándolos para el financiamiento de otras actividades de la nación.

3 ■ Ejecución del presupuesto (gastos)

Como se señaló anteriormente, el Decreto 325 de 2010 ordenó un aplazamiento de \$15.000.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

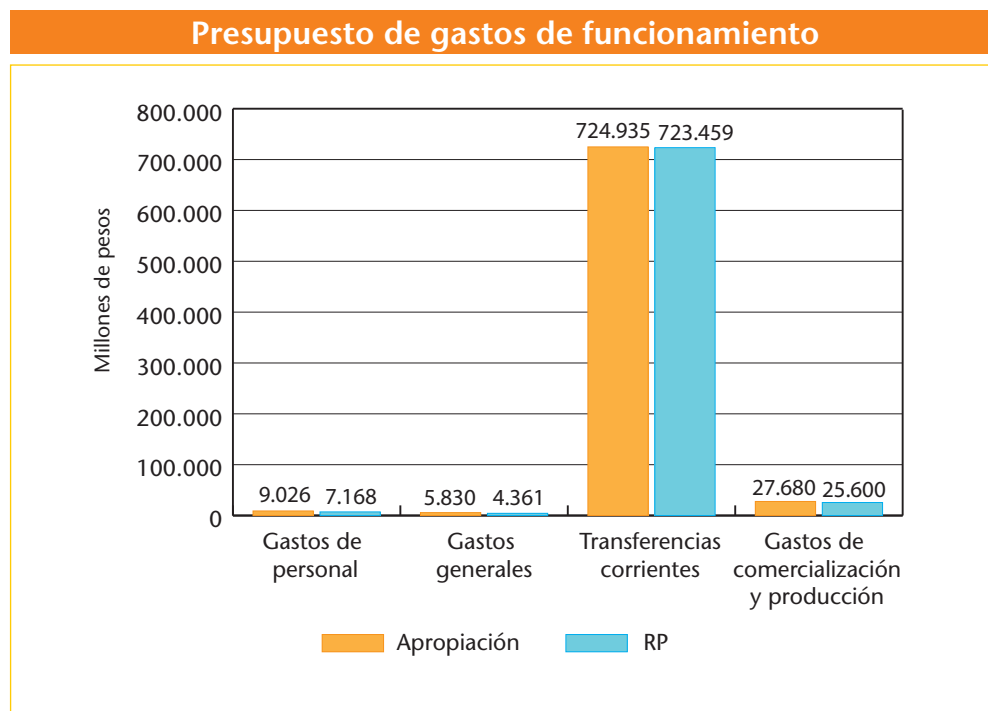
Teniendo en cuenta este aplazamiento, se presenta a continuación una descripción de los gastos de funcionamiento e inversión según lo decretado en la Ley general de apropiaciones:

3.1 ■ 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 2003, y corresponden principalmente a: Gastos de personal, gastos generales, transferencias corrientes y gastos de comercialización y producción.

La ejecución presupuestal de los gastos de funcionamiento para el período comprendido entre el primero de enero a 31 de diciembre de 2010, se presenta en el siguiente gráfico:



Fuente: Grupo de Gestión Financiera

La ejecución de gastos de funcionamiento al 31 de diciembre del año 2010 corresponde a un 99% del presupuesto apropiado para funcionamiento por la ANH.

3.2 ■ Presupuesto de inversión

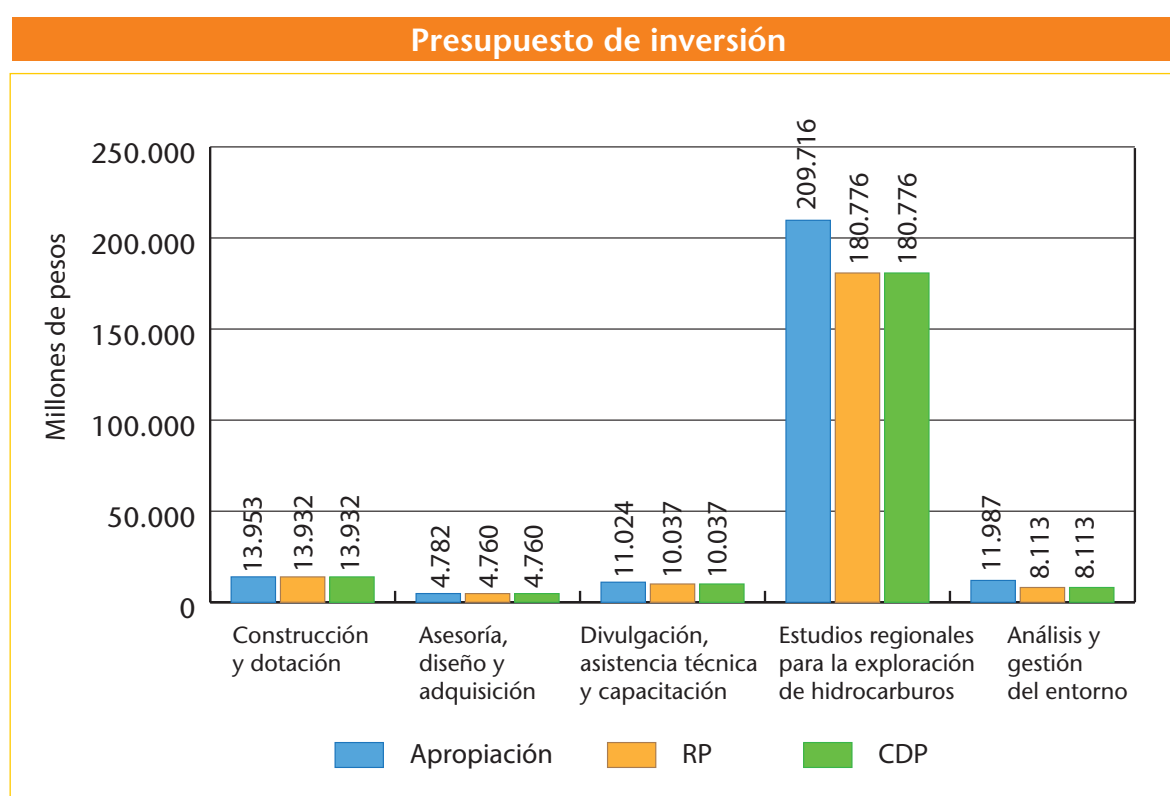
El presupuesto de inversión está compuesto por todas aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, son aquellos gastos destinados a crear infraestructura social.

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 en el caso de la ANH corresponden

a la 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.

Como se refirió anteriormente, el Decreto 325 de 2010 ordenó un aplazamiento de \$15.000.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, razón por la cual el cálculo sobre la ejecución del presupuesto de inversión se realiza teniendo en cuenta este aplazamiento.

Así, la ejecución presupuestal de gastos de inversión a 31 de diciembre de 2010, se presenta en el siguiente gráfico:



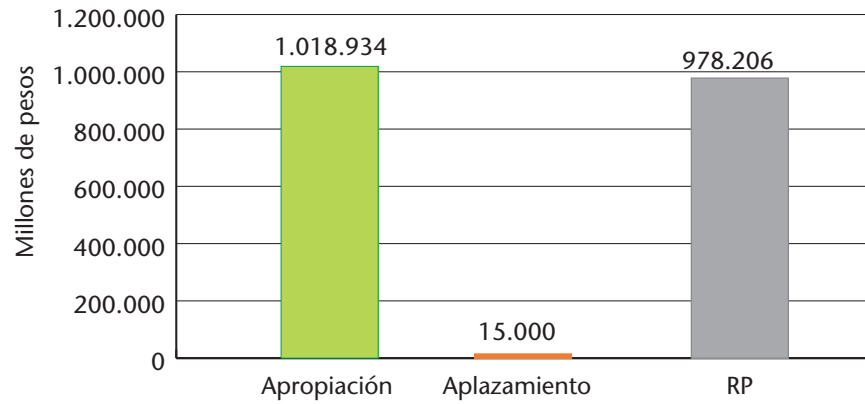
Fuente: Grupo de Gestión Financiera

Si bien la periodicidad del seguimiento a cada uno de estos rubros es mensual, para mayor ilustración y comprensión, el análisis se presenta en forma acumulada, de manera que la ejecución presupuestal anual de la Agencia a corte del 31 de diciembre de 2010 asciende al 92%, considerándose satisfactoria.

El total de la ejecución de funcionamiento e inversión de la ANH por la vigencia 2010 se muestra a continuación:



Presupuesto de inversión



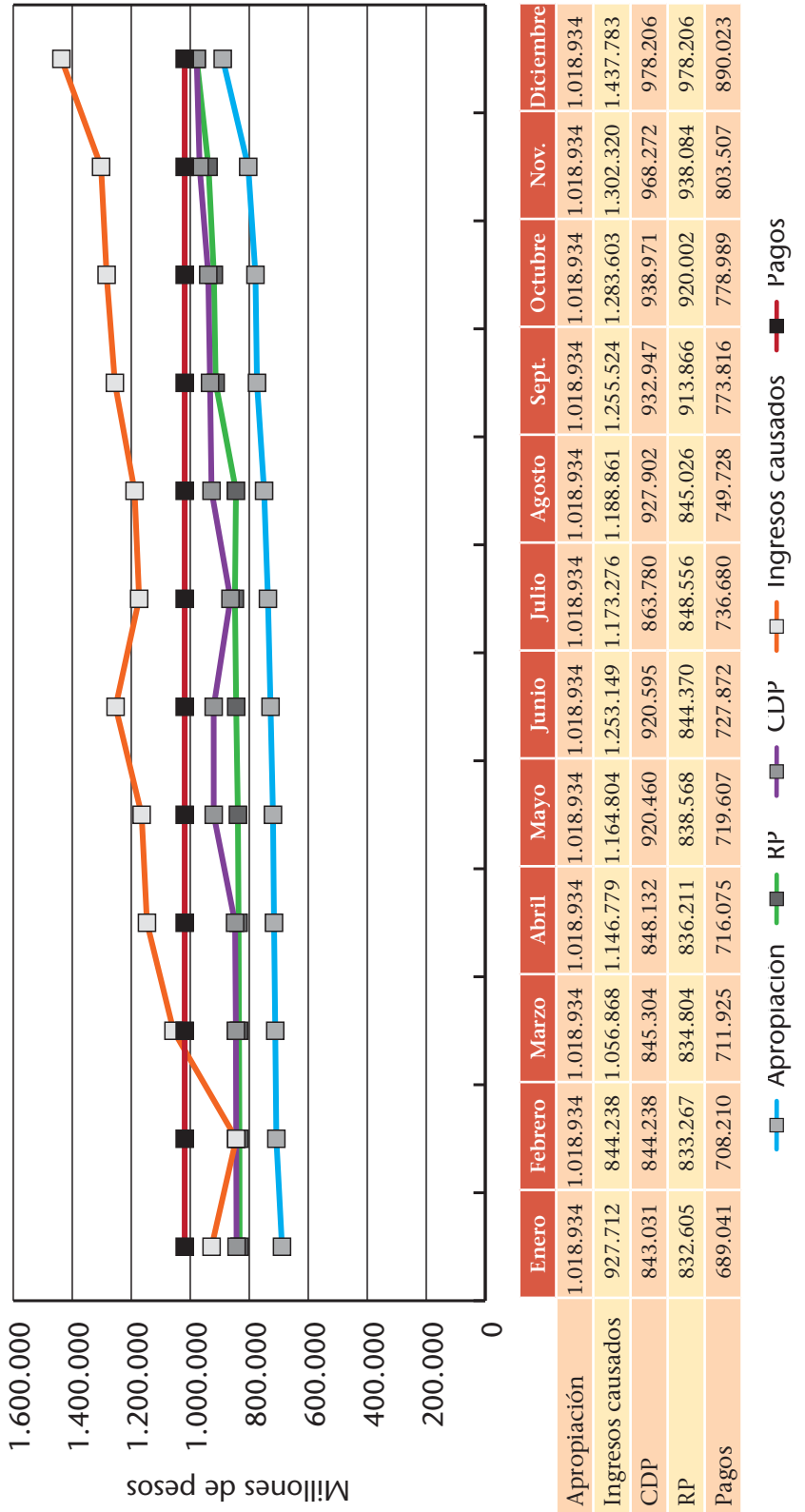
Fuente: Grupo de Gestión Financiera



Foto Petrominerales

Para mayor ilustración en la siguiente gráfica se resume la ejecución de ingresos y gastos acumulados al cierre de la vigencia 2010.

Ejecución de ingresos y gastos



Fuente: Grupo de Gestión Financiera



4 ■ Planes de mejora

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

4.1 ■ Transición SIIF Nación II

Durante el año 2010, la ANH hizo parte, como oficina piloto, de todos los ejercicios que la Administración del SIIF tuvo a bien ejecutar, con el ánimo de ir ajustando la operatividad del SIIF.

Desde el mes de noviembre envió a sus funcionarios a los cursos de capacitación dictados por los asesores del SIIF tanto en el Instituto Agustín Codazzi, como en las instalaciones del Ministerio.

A partir del 1 de enero de 2011, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, a través del Sistema Integrado de Información Financiera SIIF-2, hizo obligatorio el registro en línea de las operaciones presupuestales, contables y de tesorería.

La ANH es un establecimiento público que solo maneja ingresos propios, por lo que la operatividad interna se efectuaba en el aplicativo local y se efectuaba mensualmente la carga masiva fuera de línea de la información en el SIIF 1. Esta nueva medida ha implicado un cambio radical en sus procesos internos, los cuales hemos estado ajustando para satisfacer las necesidades de la ANH y les exigencias del aplicativo en mención.



Evaluación, seguimiento y mejora

Durante el año 2010, el proceso de seguimiento, evaluación y mejora, continuó sus actividades tendientes a fomentar la cultura del autocontrol y de la autogestión, por lo cual realizó las siguientes actividades:

- Capacitaciones
- Talleres de seguimiento a riesgos
- Seguimiento y auditorías internas.

1 ■ Administración del riesgo

Se brindó la capacitación, acompañamiento y apoyo a cada uno de los responsables de los 18 procesos que se tienen identificados en la entidad, con el fin de efectuar la revisión, valoración y evaluación de los mapas de riesgo, como resultado de estas actividades se logró la actualización de los mapas de cada proceso, la identificación de oportunidades de mejora y la generación de planes de acción.

2 ■ Monitoreo y Auditorías

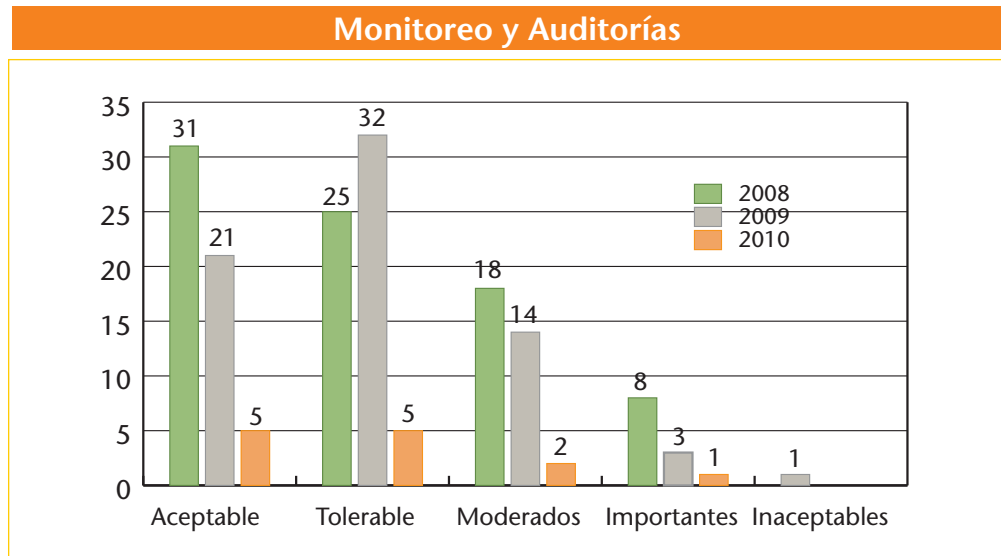
Se llevaron a cabo dos ciclos de auditorías dirigidos a: 1) verificar el grado de implementación, mantenimiento y mejora del sistema de gestión y control, la efectividad y eficacia y su actualización conforme a las normas vigentes y, 2) verificar el nivel de apropiación de los temas relacionados con la administración del riesgo

Como resultados de estas auditorías se logró:

- Evidenciar la implementación de los controles establecidos en los mapas de riesgos y la identificación de la materialización de algunos riesgos.
- Identificar oportunidades de mejora en los procesos analizados, que deberán ser implementadas durante el año 2011, las cuales quedaron plasmadas en los planes de acción establecidos en cada mapa de riesgo.



En la siguiente grafica se presenta la evolución de los riesgos de la entidad de acuerdo con su evaluación:



Fuente: Grupo de Gestión Estratégica

3 ■ Resultados de otras auditorías

Además de las auditorías realizadas a los riesgos de la entidad durante el año 2010, la Contraloría General de la República desarrolló auditoría gubernamental con enfoque integral modalidad regular, sobre la Gestión y los Estados Contables de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, para la vigencia 2009, feneciendo la cuenta, con una opinión a los estados contables con salvedades y una opinión de la gestión con observaciones.

4 ■ Estado de las acciones correctivas y preventivas

Durante el 2010 se trabajó permanentemente con los líderes de proceso en el fortalecimiento del Sistema de Gestión y Control, en crear cultura para el mantenimiento y la mejora de los procesos, para lo cual se llevaron a cabo varias actividades de apoyo en la generación de planes de mejoramiento para los procesos.

Se realizó seguimiento a las acciones correctivas y preventivas generadas en los procesos por:

- Planes de mejoramiento interno
- Auditorías

- Análisis de datos
- Administración del Riesgo
- Auditoría del ICONTEC

Se cuenta a 31 de Diciembre de 2010 con 30 reportes de acciones correctivas y preventivas, de los cuales 22 fueron implementados y cerrados y ocho se encuentran en proceso de implementación. Para el año 2011 la entidad tiene establecidas actividades de seguimiento trimestral para verificar la implementación oportuna de los planes de mejoramiento y realizar el respectivo cierre.

5 ■ 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, obteniendo los siguientes resultados:

Cumplimiento del plan de mejoramiento	95,80%
Avance del Plan de mejoramiento	82,06%

6 ■ Sistema de control interno

Se realizaron las evaluaciones y auditorías para verificar el estado de la implementación del MECI y del mantenimiento del sistema de gestión y control.

7 ■ Informes

El asesor 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

La participación ciudadana tiene como objeto fomentar y divulgar la cultura de la participación al interior de la ANH, así como hacer seguimiento de las diferentes peticiones que se presentan. Las actividades mencionadas se realizan con base en la Resolución 115 del 5 de Abril de 2006, que señala las siguientes funciones:

- 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.

Durante el 2010 se atendieron 972 eventos, presentándose un incremento de un 25% respecto del 2009, siendo los temas más consultados, aquellos relacionados con regalías, reservas de hidrocarburos e información de contratos E&P. Es de resaltar que en este periodo no se presentaron, ante el grupo de participación ciudadana, quejas en contra de los funcionarios de la entidad por parte de la ciudadanía.



Instrumentos de medición y seguimiento

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión de la entidad y el cumplimiento de los mismos durante 2010:

Indicador	Meta / estimado 2010	Unidad	Año 2010	Observaciones
% de propuestas asignadas con tiempo efectivo entre la recepción de las propuestas hasta el acta de conformidad <120 días	100	%	100	Se firmaron 7 actas de conformidad de propuestas recibidas en 2010 y el tiempo transcurrido entre la recepción de las propuestas y la firma del acta de conformidad fue inferior a 120 días.
% de cumplimiento del Plan de Desarrollo Administrativo de la ANH	100	%	86	El desempeño fue bueno.
% de presupuesto de inversión comprometido a 31 de diciembre	100	%	92	Se cumplieron las metas establecidas.
% de cumplimiento del plan socio-ambiental	100	%	100	
Derechos económicos	\$134.000	millones	\$334.278	Se recaudó por concepto de derechos económicos el 149% de más del valor inicialmente presupuestado.
Regalías causadas	2,80	\$ Billones	5,49	Se causó por concepto de regalías causadas el 96% de más del valor inicialmente presupuestado.
Regalías giradas	2,80	\$ Billones	5,18	Se giró a los entes beneficiarios de las regalías el 85% de más del valor inicialmente presupuestado.
Atracción de nuevas empresas	4	#	3	De los 8 contratos firmados 3 corresponden a empresas que no estaban constituidas en el país.
Empresas que firman contratos	30	#	8	Es de observar que pese a que la firma efectiva corresponde a 8 contratos, en el año 2010 se asignaron 78 bloques correspondientes al proceso de la Ronda Colombia 2010, para la suscripción de contratos en el primer trimestre de 2011.
Sísmica 2D equivalente adquirida país	8.000	km	25.965	Se superó lo programado (8.000 Km de sísmica 2D equivalente adquirida país).
Pozos exploratorios A3 perforados	40	#	112	Se superó lo programado.

