



CONSEJO DIRECTIVO

Hernán Martínez Torres (ago-dic)
Luis Ernesto Mejía Castro (ene-ago)

Ministro de Minas y Energía

Juan Pablo Zárate Perdomo (oct-dic)
María Inés Agudelo Valencia (ene-oct)

Delegado Ministro Hacienda y
Crédito Público

Carlos Fernando Eraso Calero (ago-dic)
Hernán Molina Valencia (ene-ago)

Delegado Director de Planeación
Nacional

Alfredo Carvajal Sinisterra

Delegado Presidente de la República

Andrés Restrepo Londoño (ago-dic)
Hernán Martínez Torres (ene-ago)

Delegado Presidente de la República

DIRECTOR GENERAL DE LA ANH

José Armando Zamora Reyes



Libertad y Orden



CONTENIDO

Presentación	3
Informe de gestión 2006	5
EJECUCIÓN PRESUPUESTAL	6
Ejecución de ingresos	6
Ejecución de gastos	7
GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO	10
Conocimiento del potencial geológico	10
Proyectos exploratorios	24
APROVECHAMIENTO DEL RECURSO	36
Identificación y promoción de oportunidades	36
Negociación de contratos	48
Seguimiento a contratos en exploración	52
Seguimiento a contratos en producción	57
Comunidades, medio ambiente y seguridad	64
ABASTECIMIENTO	70
PLANEACIÓN	82
GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA	84
Grupo financiero	84
Grupo administrativo	94
CONTROL INTERNO	106
APOYO JURÍDICO	109



Durante el 2006, la economía colombiana experimentó el crecimiento más alto desde 1995, lo cual se puede ver reflejado en el PIB acumulado al tercer trimestre del año del 7.68%.¹ El sector petrolero ha contribuido de manera importante sobre el PIB, y así lo indica el mayor nivel histórico de inversión extranjera desde 1996, cuyo acumulado hasta el tercer trimestre era de 1.290 millones de dólares².

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha superado las expectativas para el 2006 en los aspectos estratégicos, como la firma de 44 contratos exploración y producción (E&P) y evaluación técnica (TEA), la adquisición de 26.491 Km. de sísmica equivalente 2D (recuperando los niveles más altos de actividad exploratoria desde 1980), la perforación de 56 pozos exploratorios A3, constituyéndose en la segunda cifra más alta desde 1980 y la incorporación de 252 mmbpe (estimado preliminar de la ANH).

En relación con el objetivo estratégico de mantener como mínimo el 20% del territorio en exploración y explotación, este se logró gracias al 2% de área asignada en contratos de producción, 12% en áreas de exploración y 6% en áreas con contratos de evaluación técnica.

De acuerdo con cálculos preliminares, durante este año hubo una reversión de la tendencia decreciente que se venía presentando desde 1998 en las existencias de reservas de hidrocarburos. En efecto, el nivel de reservas cerró en 1.511 millones de barriles (preliminar) frente a los 1.453 millones de barriles de 2005.

El 13 febrero de 2006, revirtió al Estado colombiano la concesión del campo Tello, luego de 30 años de operación en manos de una operadora privada. Este campo fue recibido por la ANH, quien entregó su operación a Ecopetrol S.A. mediante un acuerdo previo de términos y condiciones, como un preámbulo a la firma de un contrato de exploración y producción de hidrocarburos con esta operadora.

En cuanto a la ejecución de ingresos de la vigencia 2006, existe un recaudo superior al programado en venta de bienes y servicios, dado básicamente por la venta de crudo del campo Tello, de donde se recaudó \$251.000 millones. Adicionalmente, la ejecución presupuestal de gastos de funcionamiento y de inversión de la ANH para el año 2006 fue de un 99%.

Vale la pena destacar que los recursos causados por derechos económicos y transferencia de tecnología de los contratos E&P y TEA ascendieron a 8.719 millones de pesos.

Durante el año anterior se recaudaron regalías por 3.4 billones de pesos, de los cuales los municipios percibieron 2.6 billones de pesos.

En relación con los servicios prestados por el Banco de Información Petrolera (BIP), se destaca que fueron incorporados 4.854 Km. de sísmica de campo equivalentes (22 programas sísmicos 2D y 18 programas 3D), 32.336 Km. de sísmica de proceso (244

¹ Fuente: Banco de la República.

² Fuente: Banco de la República.



programas sísmicos 2D y 8 programas 3D), información de 359 pozos, 3.097 nuevos documentos y 889 mapas adicionales, cifras superiores a las alcanzadas en el 2005.

Durante el 2006 se suministró información de 54.322 Km. de sísmica 2D de campo y 88.135 Km. de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del BIP. Se atendió información de 532 pozos. Se suministró 13.434 unidades de información entre documentos y mapas, y se atendieron 272 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de 22 sesiones mensuales.

Por otro lado, el término de entrega de información se redujo a 15 días. Se realizó el lanzamiento del servicio de auto atención, a través del cual los usuarios inscritos pueden acceder a la información de su interés.

Para mejorar la competitividad del país e incrementar el conocimiento del potencial geológico y del subsuelo de la nación, se iniciaron proyectos de inversión de adquisición sísmica y estudios generales por valor de \$122.347 millones en las cuencas Chocó, Llanos, Cauca –Patía, Valle Inferior del Magdalena, Litoral Pacífico, Cordillera Oriental, Sinú – San Jacinto y Cesar Ranchería.

La gestión de promoción también ha presentado resultados satisfactorios en cuanto a la atracción de nuevas empresas extranjeras al país. De las 4 nuevas empresas planeadas para el año 2006, se logró que 11 nuevas empresas firmaran contratos: Chaco Resources, Ramshorn y Taghmen Energy/North Riding, entre otras.

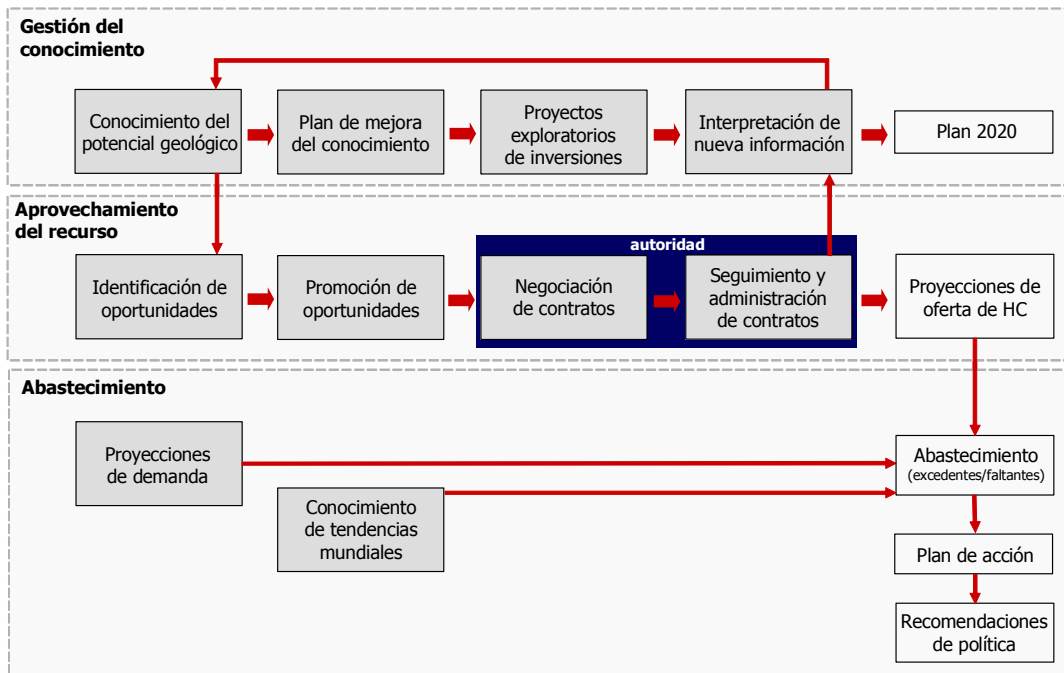
Uno de los proyectos bandera de la ANH es la oferta de áreas especiales con alto nivel prospectivo mediante la ejecución de rondas de licitación, el cual inició con el lanzamiento de la Ronda Caribe. Este proceso busca generar y estructurar opciones y oportunidades exploratorias para atraer el capital de riesgo al país. En el año 2006 se realizó la definición de los términos para llevar a cabo la ronda y se definió la necesidad de contratar una compañía para la elaboración del material técnico de soporte, así como también contratar a una compañía con experiencia internacional en la asignación de bloques a través de rondas licitatorias con la aplicación de estrategias de promoción de bloques para la exploración y explotación de hidrocarburos y su divulgación, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.

En términos socio - ambientales, la ANH enfocó su gestión en una planificación interinstitucional a través del apoyo coordinado con las diferentes entidades estatales que orientan sus actividades a la protección del medio ambiente, y en la adopción de una política orientada a este tema. De acuerdo a esta perspectiva, se inició la implementación de la evaluación ambiental y social estratégica para generar condiciones propicias integrando consideraciones ambientales y sociales en el desarrollo de la industria petrolera.

José Armando Zamora Reyes
Director General

INFORME DE GESTIÓN 2006

Los resultados alcanzados en desarrollo de la misión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, para el cumplimiento de los objetivos estratégicos se presentan en este documento de acuerdo con el modelo de negocio, que se muestra a continuación:



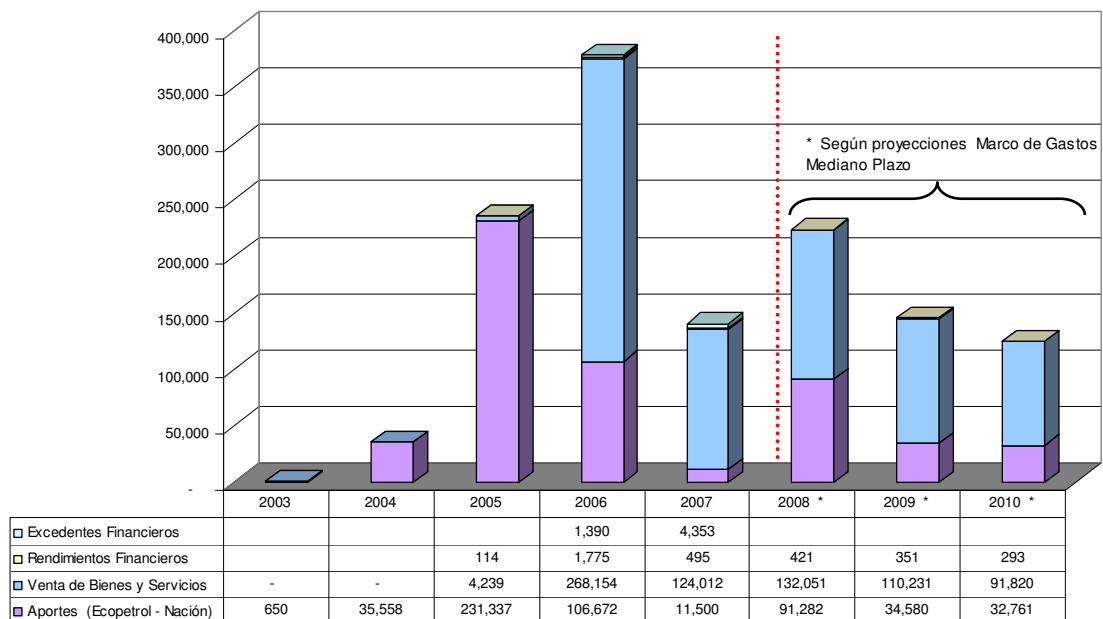
EJECUCIÓN PRESUPUESTAL

Ejecución de ingresos

El comportamiento de los ingresos se ha caracterizado por pasar de una financiación total de Ecopetrol (2003, 2004 y 2005) a una diversificación en las fuentes de ingresos propios, generados por la venta de crudo del campo Tello, los derechos económicos, venta de información petrolera, rondas y excedentes financieros.

Comportamiento y proyección de la fuente de ingresos

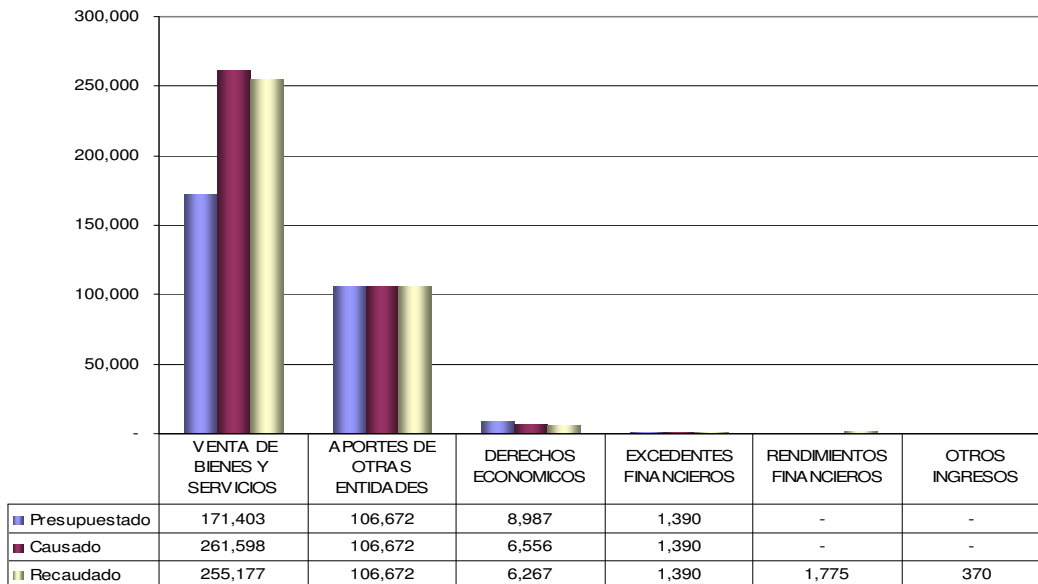
(Cifras en millones)



En cuanto a la ejecución de ingresos vigencia 2006 existe una sobre ejecución en venta de bienes y servicios, dada básicamente por los ingresos de venta de crudo del Campo Tello, en el cual se había presupuestado \$169.000 millones y se recaudaron \$251.000 millones, y al recaudo por rendimientos financieros no presupuestados para la vigencia 2006.

Ejecución de ingresos 2006

(Cifras en millones)



Ejecución de gastos

Para ilustrar el comportamiento histórico del presupuesto de gastos de la ANH, a continuación se presenta el comparativo de las apropiaciones presupuestales por las vigencias 2004, 2005 y 2006.

Presupuesto de gastos

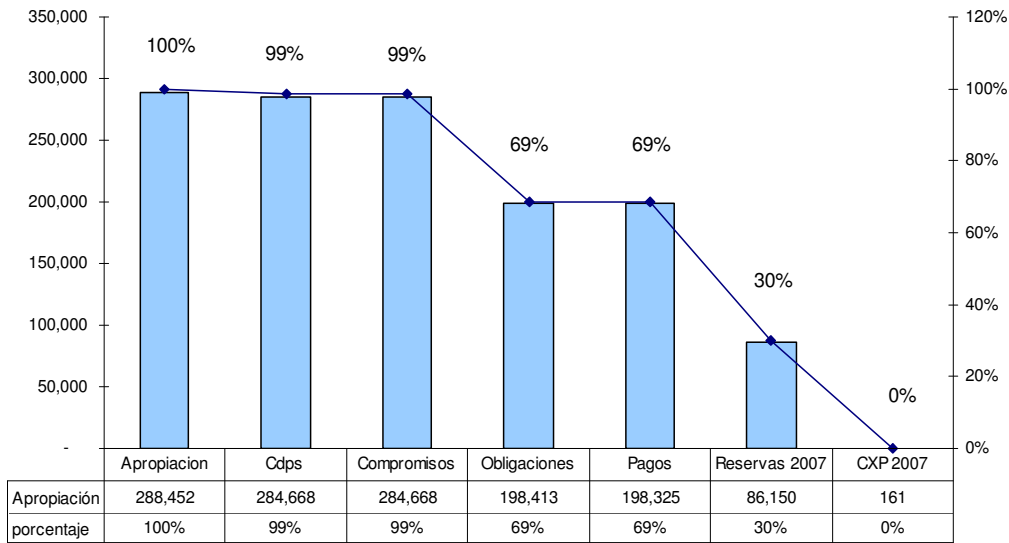
(Cifras en millones)

Rubro Pptal	2004	2005	2006
Funcionamiento	14.518	12.469	10.149
Cuota Auditaje	3.741	4.852	4.654
Operación	0	0	84.349
Inversión	17.299	214.017	189.300
Total Ppto	35.558	231.338	288.452

Como se observa en el siguiente gráfico, la ejecución presupuestal de gastos de la ANH para la vigencia 2006 fue de un 99%, presentándose reservas presupuestales por un 30% y cuentas por pagar del 0.5%, para ejecutar en la vigencia fiscal 2007.

Ejecución presupuestal de gastos 2006

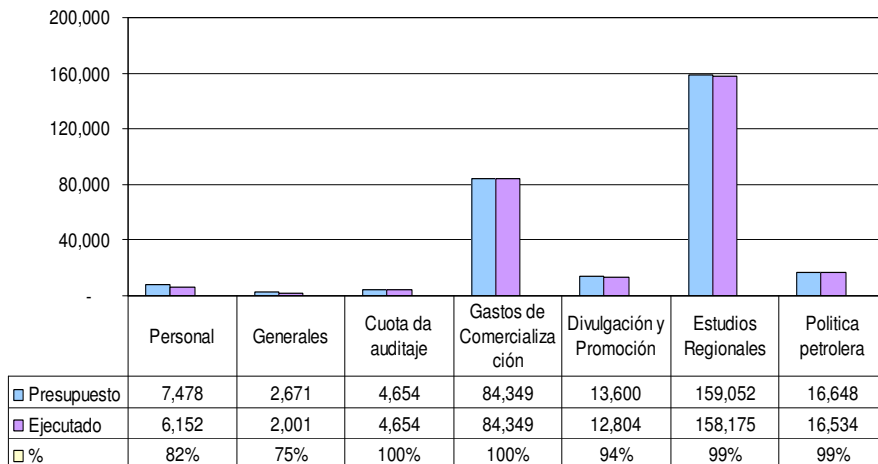
(Cifras en millones)



A continuación se puede apreciar la ejecución presupuestal del 2006, por rubro presupuestal:

Ejecución de gastos por rubro presupuestal 2006

(Cifras en millones)



Es importante resaltar que para la vigencia fiscal 2006, la ANH cuenta con un nuevo rubro presupuestal de gastos, correspondiente al relacionado con la operación y comercialización del campo Tello.

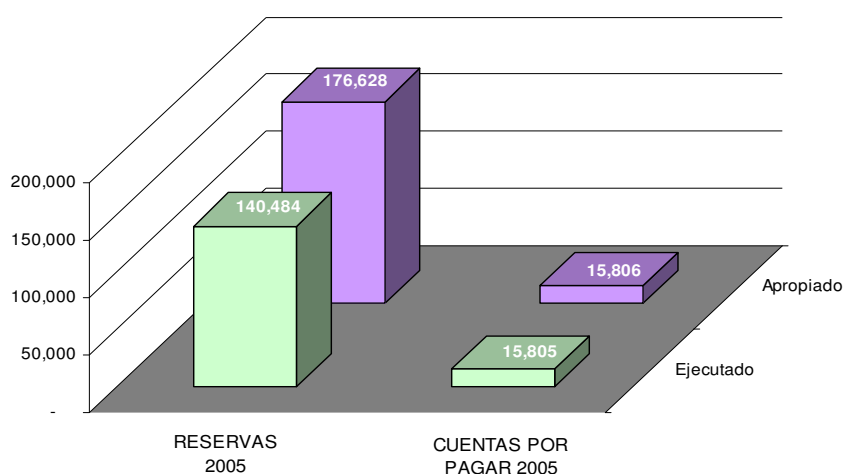
Respecto de la ejecución del rubro de gastos de personal, es de resaltar que la Agencia no contó con la totalidad de su planta, presentando un considerable retiro de personal de sus cargos, de los cuales algunos no han sido provistos, razón por la cual no se ejecutó el total de su apropiación.

Los gastos de funcionamiento en general, permanecen constantes respecto del año anterior.

Respecto de las ejecuciones de las reservas y cuentas por pagar constituidas en la vigencia fiscal 2005 y para ejecutar en el 2006, se presenta la siguiente ejecución:

Ejecución de reservas y cuentas por pagar 2005, ejecutadas en el 2006

(Cifras en millones)



Las reservas de la vigencia 2005, presentan una ejecución del 80%, en la medida en que no se hizo la totalidad de los pagos estipulados en los contratos de sísmica 095 y 097 de 2005, con Unión Temporal Kpital – Geofísica y el contrato 060 de 2005 con BGP inc. Sucursal Colombia.

Las cuentas por pagar de la vigencia 2005, fueron ejecutadas en el 100%.



GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

El plan de gestión del conocimiento está orientado al desarrollo de las diferentes fases que componen su proceso. En primer lugar, el **conocimiento del potencial geológico** mediante el cual se busca definir la base de la información geológica del Territorio Nacional, por una parte para hacer un estimativo de los datos con que se cuenta como base para estudios complementarios y por otra, para establecer qué información es necesaria adquirir en aras de reducir el nivel de incertidumbre en el proceso de exploración.

Una vez identificadas las debilidades y vacíos de información se hace necesario definir un **plan de mejora del conocimiento** disponible, mediante el cual se realicen los estudios necesarios que arrojen nuevas luces sobre los procesos de formación, migración y acumulación de cantidades industriales de hidrocarburos.

La siguiente fase del proceso es la formulación de **proyectos exploratorios de inversiones**, cuyo proceso se hace tomando en cuenta la integración de la información más reciente con la antigua, con un fin práctico. Como última etapa del proceso se hace la **integración de la información**, traducida en un aumento del conocimiento geológico de cada cuenca y en una periódica evaluación del potencial hidrocarburífero de las mismas.

Conocimiento del potencial geológico

El Banco de Información Petrolera está conformado por la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla, donde se almacenan los medios físicos de información, se encuentra ubicada en el Terminal Mansilla de Ecopetrol S.A. en Facatativa y por El Centro de Computo Principal y las oficinas administrativas y operativas, ubicadas en las oficinas de la empresa contratista Schlumberger Surencó S.A. ubicadas en la Calle 100 con carrera 13 en Bogotá.

En la Litoteca Nacional hay almacenadas muestras de más de 5.000 pozos, junto con 60.000 muestras de roca de todo el territorio nacional. Mediante un convenio entre la ANH y Ecopetrol S.A. se definieron las actividades correspondientes a cada parte, la administración y operación la realiza Ecopetrol S.A. y la ANH suministra los recursos financieros correspondientes y realiza la supervisión. Durante el 2006 este convenio fue adicionado y prorrogado por 2 años más.

Los objetivos con respecto a la administración de la Litoteca Nacional para el año 2006, tenían como principal meta mantener la prestación de los servicios de consulta de información a las compañías de E&P bajo las mejores prácticas



Libertad y Orden



operacionales y administrativas, así como realizar la verificación de la totalidad de las muestras que llegaran a la Litoteca durante los años 2005 y 2006 y actualizar la base de datos "Gabriela".

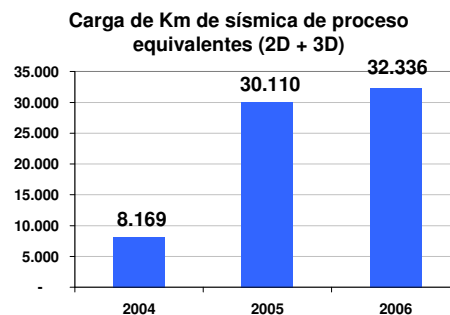
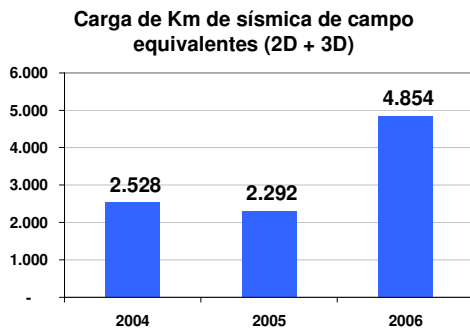
Entre los logros más importantes en el año 2006 está la organización del evento que convoca a representantes de los bancos de información geocientífica a nivel internacional.

1. Información cargada en el EPIS

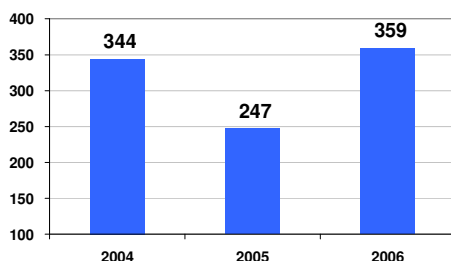
Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, en el EPIS fueron recibidos 4.854 Km. de sísmica de campo equivalentes (22 programas sísmicos 2D y 18 programas 3D), 32.336 Km. de sísmica de proceso (244 programas sísmicos 2D y 8 programas 3D), información de 359 pozos, 3.097 nuevos documentos y 889 mapas adicionales. Esta información se cargó con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información totalmente confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierte en un insumo más para las actividades de E&P en Colombia y garantiza que la Subdirección Técnica cumpla con su misión de preservar la información técnica y geológica que se adquiere en el país.

En total se cargaron 21.350 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representa un crecimiento del 3,3% de las bases de datos de EPIS para el año 2006. Igualmente se recibieron 16.887 nuevos medios físicos, que incluyen cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos entre otros, que fueron almacenados en la Cintoteca NRP y que representa un crecimiento del 2 % en los medios almacenados.

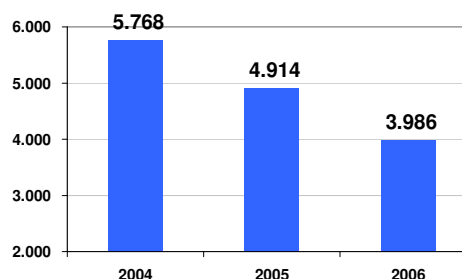
Los resultados del 2006 comparados con los del 2004 y 2005 se evidencian en las siguientes gráficas:



Carga de información de Pozos



Carga de Mapas y Documentos



A continuación se presenta una síntesis de la distribución de información cargada en el EPIS durante el 2006, por cada modalidad contractual vigente en Colombia.

RESUMEN RECEPCION POR CONTRATOS 2006				
ITEMS		CONTRATOS		POZOS
POZOS	359	ECOPETROL	48	319
		ANH E&P	16	40
ITEMS		CONTRATOS		KM
SÍSMICA 2D CAMPO	1.715	ECOPETROL	4	1.447
		ANH	15	268
SÍSMICA 3D CAMPO	3.139	ECOPETROL	7	1.667
		ANH E&P	12	1.472
SÍSMICA 2D PROCESO	31.606	ECOPETROL	81	14.678
		ANH	24	16.928
SÍSMICA 3D PROCESO	1.241	ECOPETROL	3	595
		ANH E&P	4	646

2. Suministro de información

Durante el año 2006 se suministró información de 54.322 Km. de sísmica 2D de campo y 88.135 Km. de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Se atendió información de 532 pozos. Se suministró 13.434 unidades de información entre documentos y mapas, y se atendieron 272 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de 22 sesiones mensuales, superando en más de 100 sesiones las atendidas en el año 2005. Estos volúmenes suministrados fueron el principal aporte por parte del Banco de Información Petrolera a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia para el año 2006.



Libertad y Orden



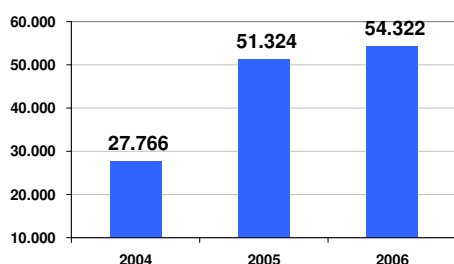
Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Medio del Magdalena, Caribe Offshore, Putumayo y Valle Inferior y Superior del Magdalena, en orden descendente.

Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: BP, ENI, BHP Billiton, Ecopetrol S.A., Hocol S.A., entre otras, lo cual refleja igualmente la fuerte actividad de estas compañías durante el 2006.

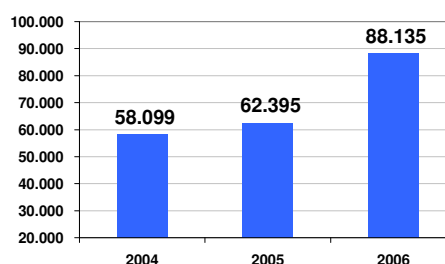
Compañías nuevas, sin presencia en Colombia, que visitaron nuestra sala de Dataroom fueron ENI y Shell.

Los resultados del 2006 comparados con los del 2004 y 2005 se ilustran en las siguientes gráficas:

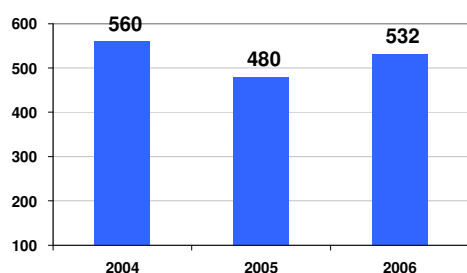
Suministro de Km de sísmica de campo 2D



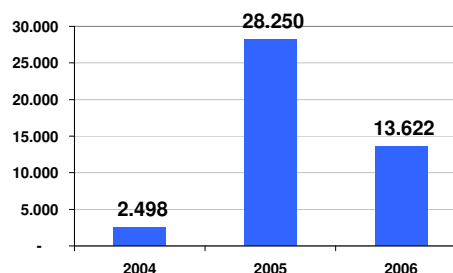
Suministro de Km de sísmica de proceso 2D



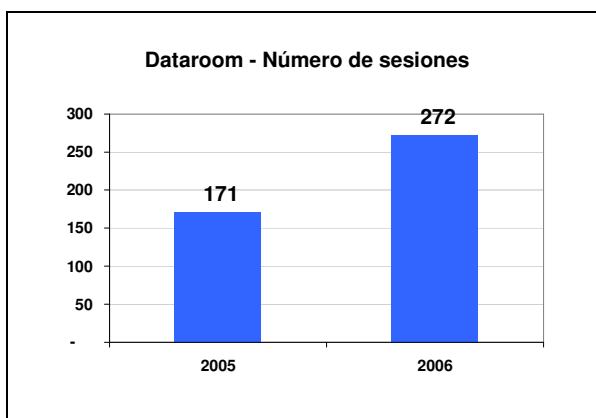
Suministro de información de Pozos



Suministro de Mapas y Documentos



Se atendieron 272 sesiones de dataroom.



2.1 Tiempos de entrega de información a usuarios

Las inversiones, el seguimiento y los ajustes realizados dentro del proyecto EPIS permitieron llevar los tiempos de entrega a 2 semanas desde febrero de 2006, mediante un control más cercano de los procesos de operación básica. Estos tiempos de entrega se consolidaron a través de todo el año, lo que permitió que se lograra entregar información en tiempos inferiores a 2 semanas.

Como complemento, se continuó con la planificación del nuevo esquema de autoatención, mediante la actualización tecnológica del EPIS, la realización de pruebas piloto para verificar el funcionamiento del portal web en su parte privada y pruebas de descarga que permitieron verificar condiciones de confidencialidad y reportes de descarga de la misma.

2.2 Contrato adicional No. 1 al contrato AEX-033-03

El contrato incluye tres ítems básicos en su alcance: recepción, verificación y carga de la información que las compañías operadoras deben entregar a la ANH; suministro de información a los usuarios para proyectos de exploración e inversión, incluyendo programación de DataRooms; y el mantenimiento y administración del centro de cómputo y toda la infraestructura de hardware y software del BIP.

Este contrato se suscribió en diciembre de 2003 con la compañía Schlumberger Surencó S.A., vencía el 30 de noviembre de 2006, se hizo necesario extender dicho plazo hasta por 12 meses más, con el fin de garantizar la prestación de los servicios relacionados con la operación del BIP durante el tiempo que se requiera para adelantar la planificación y estructuración de un nuevo proceso de contratación que permita la prestación de los servicios asociados al BIP y la operación y administración del centro de cómputo con toda su infraestructura de comunicaciones asociada. Este proceso incluye también la planificación del



esquema de interventoría de los contratos de operación y administración, que surjan de futuras contrataciones.

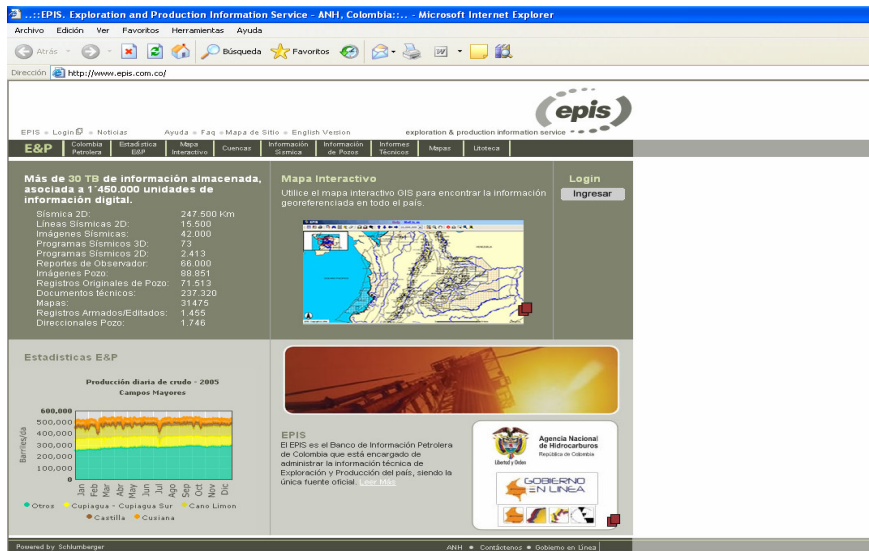
Durante el año 2006 se llevó a cabo la interventoría técnica, administrativa y contable al contrato actual del BIP y la auditoria a los servicios y productos entregados desde la subrogación del mismo contrato a la ANH, a través de una firma consultora.

En los últimos meses del año se llevó a cabo el proceso de contratación de la interventoría del Banco de Información Petrolera para el 2007, lo que resultó en la contratación de la firma Geoconsult Ltda., por un período de 10 meses.

2.3 Inversiones para mejorar

La ANH realizó inversiones por \$1.758 millones para mejorar la infraestructura tecnológica y la planificación futura del BIP, con el objetivo de prepararlo tecnológicamente para prestar nuevos servicios a los usuarios en el mediano plazo, dentro de las cuales se destacan:

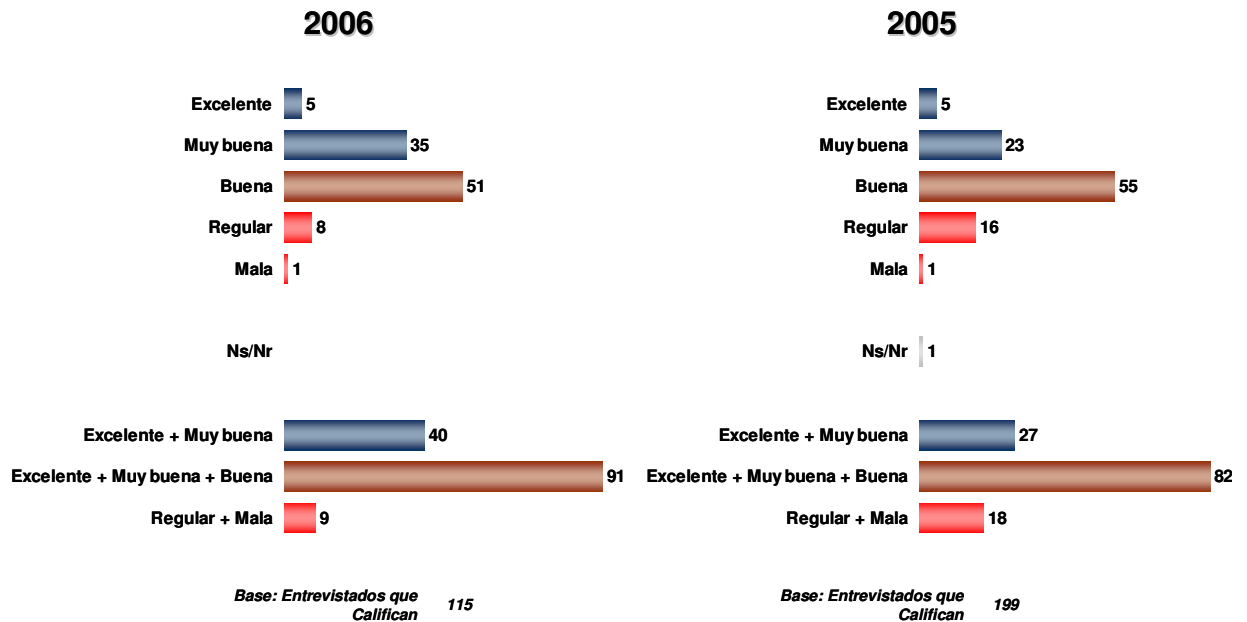
- Crecimiento de la solución de conectividad actual del EPIS: se llevó a cabo el proyecto de conectividad a través del cual se implementó un canal de banda ancha dedicado entre la ANH y el EPIS, la Litoteca Nacional y el EPIS y la Cintoteca NRP y el EPIS, lo que garantiza la autonomía en la administración de los enlaces de comunicaciones y ayudará a prestar el servicio de autoatención a los usuarios.
- Nuevo portal web EPIS: con base en las encuestas de satisfacción y en especial como resultado de la encuesta realizada a través del Centro Nacional de Consultoría, se definió la necesidad de modificar el portal web del EPIS con el fin de mejorar la navegabilidad y uso del sitio, mejorar su imagen y lograr un acceso más rápido y eficiente de la información. En este sentido se realizó el proyecto de rediseño del portal web, con el apoyo de expertos en el tema, lográndose cumplir con el 100% de las necesidades identificadas (www.epis.com.co).



2.4 Encuesta EPIS

Durante los meses de noviembre y diciembre el Centro Nacional de Consultoría llevó a cabo la encuesta denominada "Cómo mejorar la prestación del servicio de EPIS desde el punto de vista de los usuarios - Segunda Medición". De esta encuesta se obtuvieron los siguientes resultados:

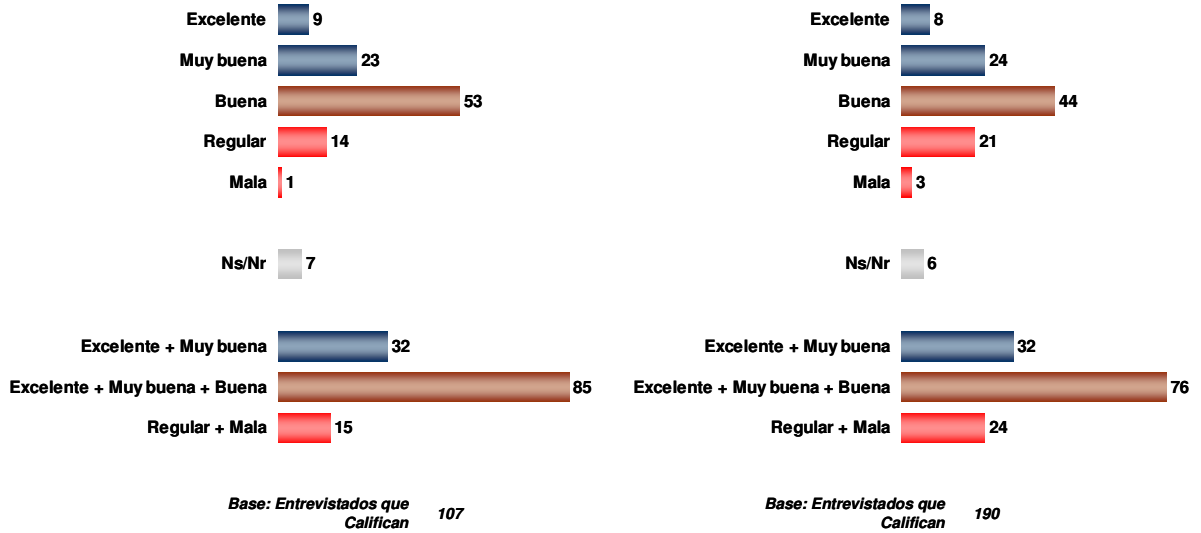
La percepción de la calidad general de EPIS aumentó significativamente



Mejora en la imagen como facilitador de exploración de hidrocarburos en Colombia

2006

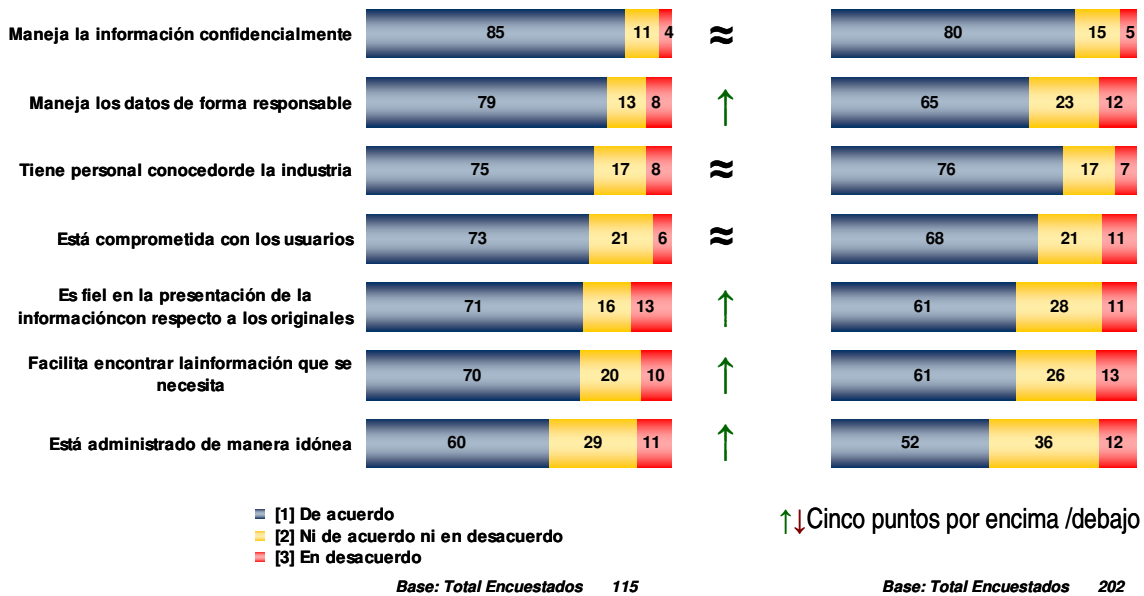
2005



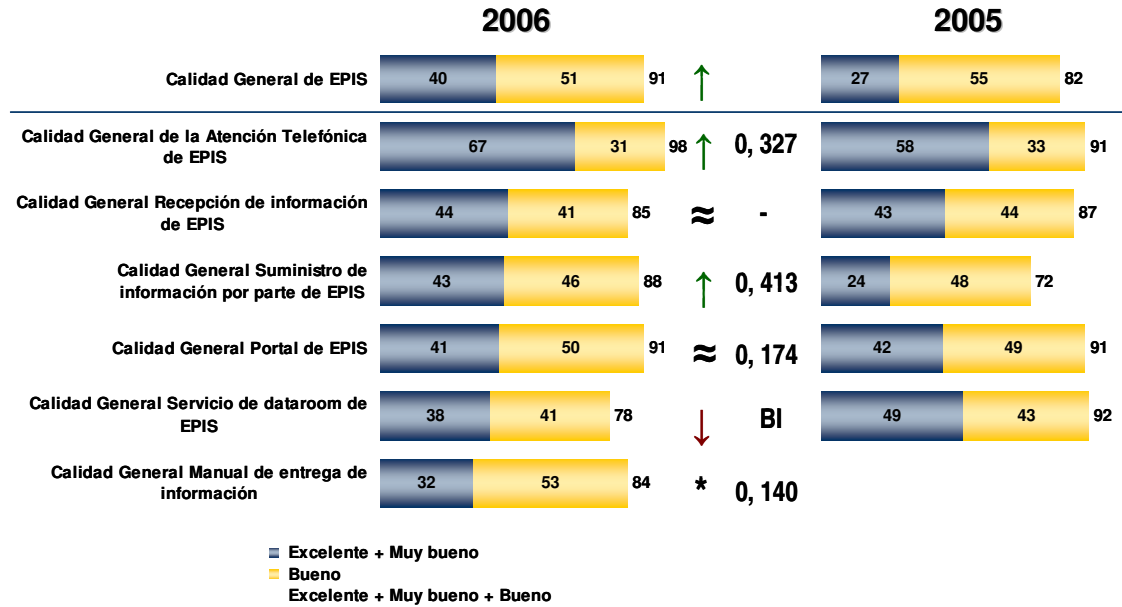
Hubo una mejora significativa en la imagen del EPIS

2006

2005



Calificación de la calidad general de EPIS

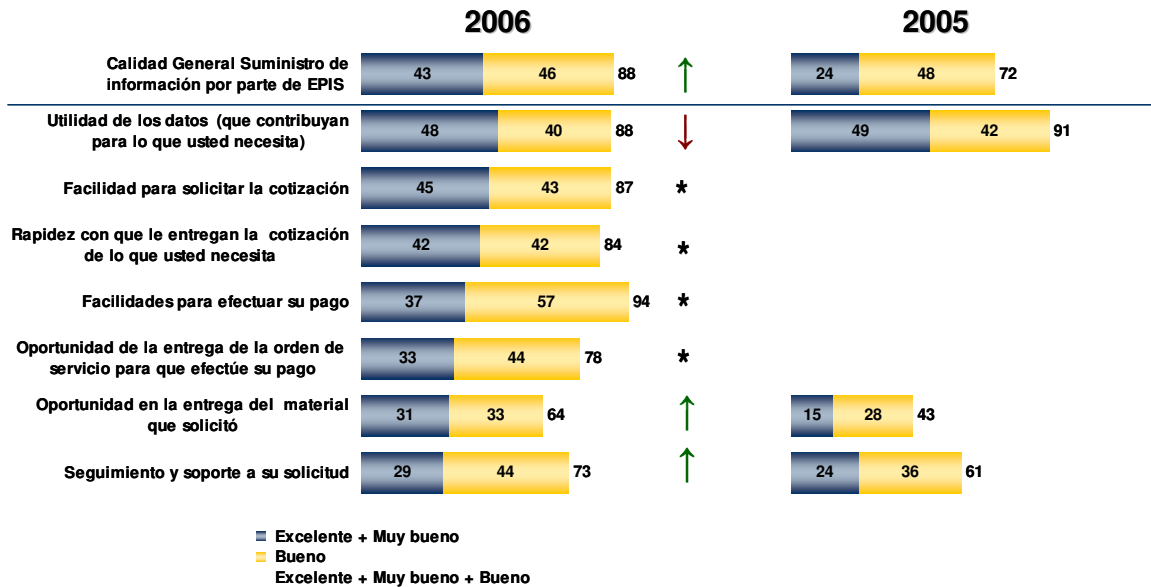


BI = Base Insuficiente

Base: 115

Base: 199

La inclusión del trámite de pagos en el suministro de la información no afectó a los usuarios la percepción mejoró



Base: 94

Base: 151



2.5 Planificación BIP corto, mediano y largo plazo

Como parte de la planificación de la futura operación del BIP se realizaron los siguientes proyectos, en el marco del contrato denominado: "consultoría técnica, administrativa y contable al contrato actual del Banco de Información Petrolera, y su alineación y proyección con el plan estratégico de la Agencia en el corto, mediano y largo plazo":

- Identificar y definir el mapa de datos técnicos de E&P que deben estar contenidos e integrados en línea en el BIP
- Diagnóstico de procesos actuales, recomendaciones para su mejora y evaluación de estrategias para el Banco de Información Petrolera.
- Elaboración de términos de referencia técnicos para contratar los servicios del BIP, de acuerdo con la nueva visión.

2.6 Auditoría documental Cintoteca NRP - Panagon

En el mes de febrero se entregaron los resultados de la auditoría documental que consistió en diagnosticar el estado actual de los documentos digitales cargados en el BIP frente a los documentos físicos almacenados en la Cintoteca NRP, mediante un muestreo estadístico de la información cargada con anterioridad al año 2004 y que permitió identificar los problemas de calidad, completitud y no preservación de los archivos documentales digitalizados antes de que el BIP fuera transferido a la ANH.

Las principales conclusiones de este estudio son:

- Los problemas generados por los errores de completitud y preservación, evidentes en los documentos auditados, se presentaron en un 21,14%. Esta cifra es considerable si se tiene en cuenta que este tipo de errores tienen como solución un nuevo proceso de escaneo del documento afectado por ellos.
- Los problemas generados por los errores de calidad están presentes en el 70,70% de los documentos revisados y verificados. De estos errores, el de mala definición está presente en el 47,96% de los documentos y es el que presenta mayor dificultad para ser corregido, debido a que la única solución para resolverlo es a través de un nuevo proceso de escaneo en el que se tengan en cuenta las características propias del documento físico.
- El porcentaje total de los documentos con errores de completitud, preservación y mala definición asciende a un 69.10%, lo cual sugiere



la viabilidad de un nuevo proceso de preservación masiva para los documentos de las historias de pozo y reportes de observador.

De acuerdo con estas conclusiones, se definió la necesidad de realizar un proyecto de preservación masiva el cual está contemplado realizarlo en la vigencia de 2008.

2.7 Nuevas listas de precios

En febrero de 2006 fue adoptada la nueva lista de precios del Banco de Información Petrolera mediante Resolución 051 del 13 de febrero de 2006 y adicionada mediante Resolución 377 del 30 de Octubre de 2006. Así mismo la nueva lista de precios de la Litoteca Nacional se adoptó mediante Resolución 341 del 3 de octubre de 2006.

2.8 Publicación del manual de suministro de información

El Manual de suministro de información técnica y geológica es el documento mediante que define las normas bajo las cuales las compañías operadoras deben entregar la información relacionada con sus actividades de exploración y producción de hidrocarburos.

Después de las revisiones llevadas a cabo en el año 2005 y 2006, el manual fue aprobado el 20 de abril en sesión del Consejo Directivo y adoptado mediante Acuerdo 24 del 7 de julio de 2006 y publicado el 9 de septiembre.

2.9 Paquetes de información para las rondas licitatorias

El Banco de Información Petrolera preparó los paquetes de información para la ronda de licitación del bloque Niscota. En total se prepararon 9 paquetes de información, los cuales fueron el insumo principal para que las compañías participaran en el proceso de asignación.

Para la Ronda Caribe se prepararon 10 paquetes de información que se comenzaron a ofrecer a partir de diciembre, cuando se lanzó la Ronda Caribe en el "II OIL & Gas Investment Conference" en Cartagena.

2.10 Nuevo servicio de autoatención EPIS

El 10 de agosto de 2006, la Agencia lanzó el servicio de autoatención, que consiste en el acceso de las compañías operadoras y demás usuarios del Banco de Información Petrolera a la página Web del EPIS -en su parte privada- para descargar información de exploración y producción de propiedad de la ANH, vía canal dedicado de datos.



Durante el año 2006 se llevaron a cabo tres pruebas para la prestación de este servicio y se han tenido en cuenta todos los aspectos técnicos necesarios para prestar el mejor servicio a la industria. Se recibieron tres solicitudes de las compañías Argosy, Hocol S.A. y SEEP S.A.

2.9 Los ingresos y egresos del BIP y la Litoteca

El valor total facturado por el servicio de suministro de información a los usuarios del EPIS, fue de \$ 6.347.563.975 en el 2006. Los egresos del Banco de Información Petrolera durante la misma vigencia fueron de \$ 9.676.224.074 de pesos, de acuerdo con lo establecido en el Contrato AEX-033-03. Este valor incluye:

ITEM	TOTAL SIN IVA	IVA	TOTAL
Global en Dólares*	350.414.270	56.066.283	406.480.553
Global en Pesos	5.472.037.910	875.526.065	6.347.563.975
Global Reembolsables	158.868.180	25.418.908	184.287.089
Crecimiento solución básica	2.360.252.117	377.640.338	2.737.892.455
TOTALES	8.341.572.477	1.334.651.596	9.676.224.074

* Convertido a pesos de acuerdo a la TRM promedio de cada mes.

La relación egresos - ingresos fue del 52%, la cual superó ampliamente el 15% del año inmediatamente anterior.

La Litoteca Nacional prestó servicios a la industria petrolera por \$236.287.100 de pesos. La ANH le reconoció a Ecopetrol S.A. \$364.472.423,40 de pesos para la administración y operación de la Litoteca. Los ingresos cubrieron el 65% de los egresos durante este año 2006.

3. Definición de activos asociados a la Litoteca Nacional y el Banco de Información Petrolera y entrega de información técnica y geológica por parte de Ecopetrol S.A.

Dentro del plan de mejoramiento presentado a la Contraloría General de la República, se encontraba la meta de poner en consideración del Ministerio la situación de los inmuebles asociados a la Litoteca Nacional y al Banco de Información Petrolera y la entrega que debe hacer Ecopetrol S.A. de la información técnica y geológica que se encuentra en los Distritos y demás oficinas.

Para llevar a cabo esta meta, se contrató a través de FONADE a un experto que estableció la necesidad de que la Agencia Nacional de Hidrocarburos cuente con los inmuebles asociados a la Litoteca Nacional y el Banco de



Información Petrolera. El informe correspondiente fue remitido en el mes de mayo al Ministro de Minas y Energía.

En este sentido, el MME expidió la resolución No. 181520 del 10 de noviembre de 2006, por la cual se define la entrega de unos activos asociados a la Litoteca y al Banco de Información Petrolera, y adicionalmente en la cual se definieron las directrices para la entrega de la información técnica y geológica que se encuentra en los distritos y demás oficinas de Ecopetrol S.A. en el resto del país.

4. Organización del evento mundial de Bancos de Información Geocientífica – NDR7

La ANH organizó el Séptimo Encuentro Internacional de Repositorios Nacionales de Información Geocientífica, Cartagena Colombia 2006 (National Data Repository 7 – NDR7), entre el 18 y 21 de septiembre de 2006, que reunió a personalidades nacionales e internacionales que presentaron los últimos avances en políticas de manejo de bancos de información técnica de la industria petrolera y geocientífica en general, y las experiencias en cada uno de estos repositorios nacionales. El objetivo del evento era compartir experiencias y conocimientos relacionados con el manejo y administración de Bancos Nacionales de Información Petrolera o Geocientífica y promover a Colombia como un polo de actividad petrolera y geocientífica en la región.

Al evento asistieron representantes de países como Noruega, Inglaterra, Holanda, Angola, Nigeria, Ecuador, Brasil, Sudáfrica, Estados Unidos, Argentina y Venezuela.

Como conclusiones técnicas del evento se obtuvieron las siguientes:

1. Necesidad de digitalizar toda la información geológica y de E&P.
2. Aumento de volúmenes de información en los repositorios.
3. Mejoramiento de los procesos de estandarización y de los estándares en sí mismos.
4. Aumento de los servicios suministrados mediante la web.
5. Los Bancos de Información son importantes vehículos de promoción y atracción de inversiones en E&P.
6. Los bancos de datos ayudan a demostrar transparencia en la relación Estado – Industria.
7. Fomentan la competencia por oportunidades de inversión.
8. Es importante que haya participación de los clientes y socios en los costos de operación de los repositorios o bancos. Por ejemplo hay una fuerte participación de las compañías de E&P en el éxito de los Bancos de Inglaterra y Noruega.



5. Actividades de cartografía

- Mapa de tierras: La elaboración del mapa de tierras conlleva su actualización y publicación: durante el 2006 se realizaron 12 actualizaciones, las cuales fueron publicadas en la página web de la ANH. El principal cambio realizado fue la conversión al sistema de referencia Magna – Sirgas en cumplimiento con la Resolución 068 de 2005 del IGAC a partir de la publicación del 28 de febrero. Con fecha de abril 6 se incluye dentro de la publicación el metadato del mapa.
- Contraloría General de la República: dentro del plan de mejoramiento de la Contraloría, se estableció la presentación de la información de coordenadas y áreas en dátum MAGNA-SIRGAS de cada una de los sectores del mapa de tierras.

Para cumplir con esta tarea se realizó, al 24 de noviembre de 2006, la entrega de 255 bloques de tierras con mapa, cuadro de coordenadas y áreas en el nuevo sistema y un archivo en formato html que facilita la consulta tanto por operadora como por bloque.

- Procedimientos del grupo SIG: se elaboró un documento que soporta y detalla las actividades que se realizan dentro del grupo como base para la elaboración del manual de procedimientos.
- Anexo geográfico del manual de entrega de información técnica al EPIS: se modificó y mejoró al anexo geográfico, adaptando nuevos requerimientos como parámetros del Dátum y formatos de entregas.
- Generación grillas: se diseñaron las grillas a 1°, 20', 10', 5' y 2.5' para la contratación de nuevos bloques.

6. Litoteca Nacional

Uno de los principales objetivos de la ANH en el año 2006 fue mejorar y optimizar la administración de la Litoteca Nacional y finalizar tareas y actividades pendientes desde el traspaso de la misma a la ANH por parte de Ecopetrol. Dentro de las actividades llevadas a cabo durante el 2006 se destacan:

- Seguimiento y control a las actividades de operación de la Litoteca: Respuesta a solicitudes de información, cotización de servicios, tendido de muestras de roca en las salas, muestreo y suministro de ripios, atención a empresas, recepción de muestras, corte de plugs, corte longitudinal de corazones, toma de fotografías, verificación de muestras, cargue de datos en el software Gabriela, toma de registros Core-



gamma, liquidación de servicios llevando su orden consecutivo con todos los soportes.

- Revisión y actualización del manual de procedimientos técnicos de operación de la Litoteca.
- Revisión de formatos para el control y procesamiento de la información correspondiente a los servicios que son la base para los soportes de facturación de los mismos.
- Revisión de la actualización y organización de documentos de la relación de muestras que se han recibido en la Litoteca en el 2005 y 2006.
- Revisión y seguimiento a los indicadores de gestión de la Litoteca.
- Actividades de verificación y control de la adecuada prestación de los servicios de la Litoteca, de los procedimientos administrativos, de las normas de seguridad y salud ocupacional, etc.
- Contratación de la empresa operadora de la Litoteca; adquisición de las cajas plásticas; compra de estereomicroscopios y otros elementos necesarios; verificación de muestras; asignación y ejecución presupuestal; seguimiento y cumplimiento de los compromisos; indicadores de gestión de la Litoteca; procedimientos de prestación de servicio y recaudo por los mismos; liquidación parcial del convenio; elaboración de prórroga del convenio.

6.1 Verificación de muestras recibidas en el 2005 y 2006

Para cumplir las metas de verificación de muestras entregadas por las operadoras en 2005 y 2006, se realizó un plan de trabajo en el cual se proyectó verificar un total de 10.209 cajas de ripios y corazones. Durante el transcurso de la operación se realizó un seguimiento y control permanente del avance diario y semanal, realizando ajustes periódicos con los cuales se consiguió cumplir con la meta. De acuerdo con esto se logró verificar, cargar en la base de datos y certificar a las compañías operadoras 11.245 cajas de muestras recibidas.

Durante el año 2006 se realizaron 25 visitas por mes en promedio, por parte de 24 compañías de E&P, donde se consultó información de 553 pozos.

6.2 Funcionamiento de la Litoteca

Como resultado del seguimiento a los indicadores de gestión de la Litoteca se obtuvieron los siguientes resultados: se dio respuesta oportuna a las solicitudes de las empresas, se logró la verificación del total de las muestras recibidas, incluyendo la carga en base de datos y la certificación a las compañías operadoras; no se presentaron incidentes ni accidentes; el índice de ausentismo por consultas médicas u otros motivos fue muy bajo; se reportaron para facturación el total de los servicios prestados y las encuestas de satisfacción al cliente mostró una calificación promedio del 44% como excelente y 37% como buena.



Proyectos exploratorios

Los resultados del proceso de gestión del conocimiento, son el insumo de la estrategia de promoción y contratación de nuevas áreas para la exploración y producción de hidrocarburos en el país y permiten disminuir los niveles de incertidumbre asociados con la actividad.

Es así como la ANH ha definido un ciclo exploratorio de 4 años que marca la pauta con respecto al tipo de proyecto a desarrollarse, de acuerdo con cada fase del ciclo. En los años 1 y 2 de este ciclo, los proyectos técnicos están encaminados a la adquisición de información técnica en cada cuenca sedimentaria, la cual debe ser analizada e interpretada a través de proyectos de integración de información en el tercer año del ciclo. Los modelos de cuenca que resulten de las dos fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de éstas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas. Durante el cuarto y último año del ciclo de las cuencas, debe 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 las condiciones del mercado.

Durante el 2006, el plan general de inversión de esta área continuó orientado a la adquisición de información técnica especialmente en las cuencas frontera. Los resultados obtenidos complementan la información adquirida durante el 2005 y permiten contar en las áreas de interés con la siguiente información:

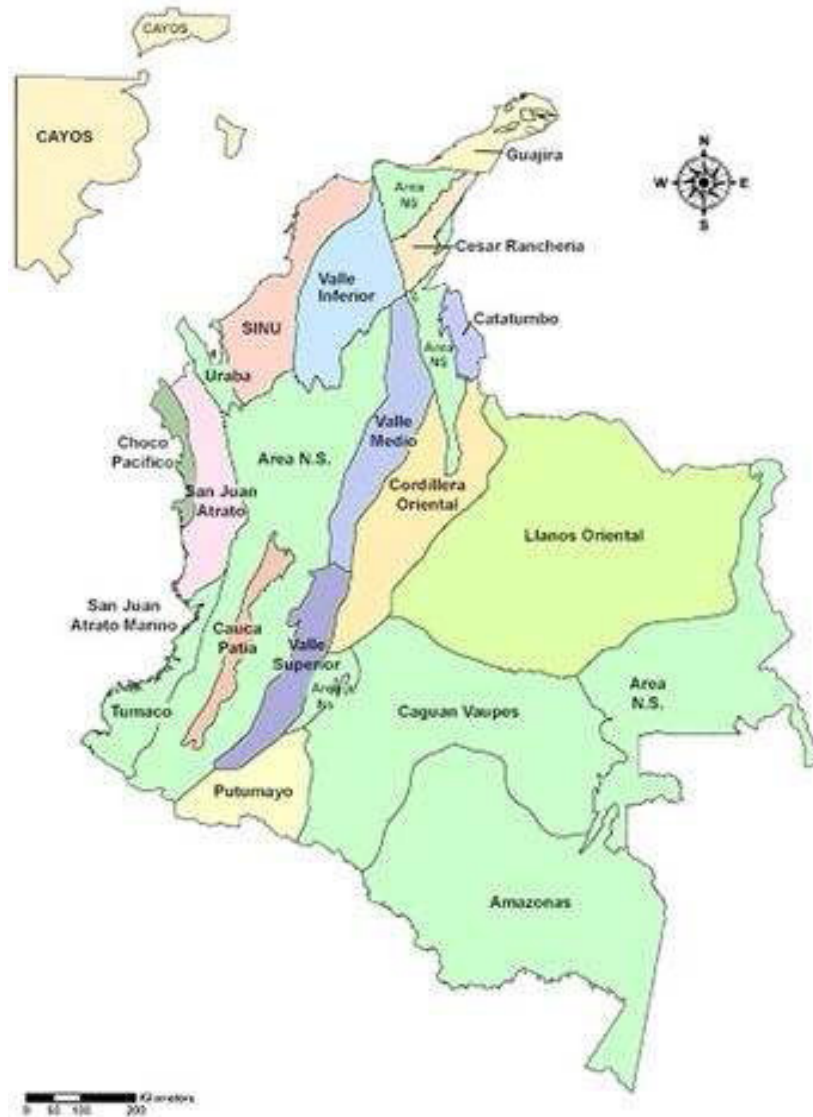
- Aeromagnetogravimetría
- Sísmica 2D de alto cubrimiento
- Cartografía geológica
- Geoquímica de superficie
- Geoquímica de rocas y crudos

El 2006 fue el segundo año de la primera fase del ciclo exploratorio en algunas cuencas, por lo tanto buena parte de los proyectos técnicos ejecutados durante este periodo fueron estudios técnicos orientados a la adquisición de nueva información en diferentes cuencas sedimentarias.

1. Proyectos exploratorios de inversiones

En el 2006 se inició la ejecución de proyectos que buscan complementar el conocimiento de algunas de las principales cuenca frontera. Para el efecto, se han atendido las recomendaciones contenidas en el estudio "Strategies of Investment Planning and Implementation for the Upstream Hydrocarbon Industry in Colombia", realizado por IHS Energy para la ANH (2005), en el cual se da una prioridad de inversión alta y media a las cuencas Llanos Orientales,

Sinú-San Jacinto, Cordillera Oriental y Cauca-Patía. La ANH ha focalizado sus esfuerzos de conocimiento en esas áreas:



1.1 Cuenca Sinú - San Jacinto

La cuenca Sinú San-Jacinto, es considerada de alta prioridad en términos de necesidad de inversión (IHS, 2005). En ella se ha avanzado en la fase de adquisición de información a través de la ejecución de los siguientes programas ejecutados en vigencias anteriores:

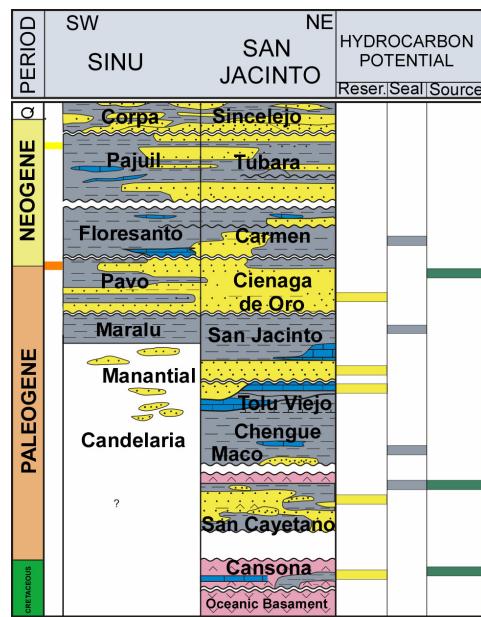
Proyectos desarrollados en la cuenca Sinú San Jacinto, 2006

PROYECTO	CANTIDAD ADQUIRIDA
Adquisición y Procesamiento de Líneas Sísmicas en el Proyecto 2D	806 Km.
Cartografía Geológica escala 1:25000	390 Km ²

El "levantamiento de columnas estratigráficas y toma de muestras en el sector del Chalán", la "reconstrucción de la historia termal en los sectores de Luruaco y Cerro Cansona", y el "análisis e interpretación bioestratigráfica de muestras", permiten incrementar el conocimiento geológico de las cuencas a partir de información sedimentológica, geoquímica y bioestratigráfica de rocas asociadas a sistemas petrolíferos, permitiendo conocer las características de las formaciones acumuladoras, generadoras y sello, así como los procesos de generación y entrapamiento de hidrocarburos.

El levantamiento de columnas estratigráficas a escala 1:100000 en el Cinturón Plegado de San Jacinto se planteó como siguiente fase del proyecto de cartografía geológica de superficie, encaminada a obtener nueva información estratigráfica, sedimentológica, estructural y geoquímica, de las unidades de roca generadora, sello y almacenadora. En otras palabras, se pretende conocer la composición, edad, distribución espacial, espesores, cambios faciales, ambientes de depósito y propiedades obtenidas a partir de análisis sobre las muestras de roca de las Formaciones de la cuenca.

Columna estratigráfica general de la cuenca Sinú - San Jacinto.



From Ilex, 1995



El área de estudio conocida geológicamente como el anticlinal de Chalán, es un sector localizado entre los municipios de Ricaurte (Coloso) y Chalán, departamento de Sucre, de particular interés geológico por las características de los afloramientos rocosos presentes y los espesores de las unidades requeridas.

Asociado con el levantamiento de columnas estratigráficas, se desarrollan las labores de muestreo sistemático de las unidades litológicas de edad cretáceo y paleógeno que afloran en el sector (formaciones Cansona, San Cayetano y Tolú viejo, entre otras), para posteriores análisis petrofísicos, sedimentológicos y bioestratigráficos.

Los resultados de este proyecto son columnas estratigráficas a escala 1:200, poligonales estratigráficas y un documento con el estado del conocimiento geocientífico actualizado de las áreas estudiadas, con la interpretación de la correlación de las unidades superficie/subsuelo, basado en la información sísmica y de pozos existentes en el área. Este mismo proyecto fue planteado para la cuenca Cauca - Patía en las áreas Pasto-El Bordo, Cali-Buga y Buga-Cartago.

Por otra parte, con el fin de reevaluar el potencial hidrocarburífero de la cuenca a través de un análisis detallado de la evolución térmica de las rocas generadoras, la ANH diseñó y contrató el estudio de "reconstrucción de la historia termal de unidades del cretáceo y paleógeno" tanto para la cuenca Sinú - San Jacinto como para la cuenca Cesar - Ranchería. El resultado de esta investigación permite determinar los momentos en que las rocas fuente alcanzaron la madurez necesaria para generar hidrocarburos, además brinda información sobre los procesos de compactación y diagénesis que afectaron las rocas, la evolución estructural de la cuenca y la preservación de los hidrocarburos, entre otros.

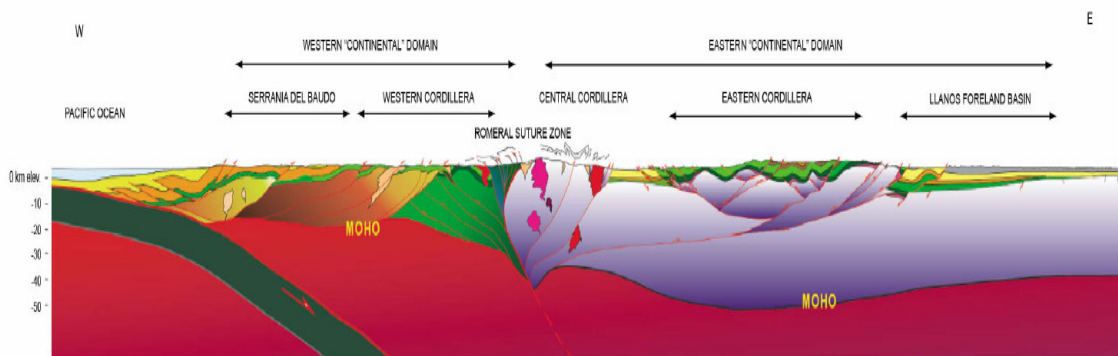
1.2 Cuenca Cordillera Oriental

A pesar de que en la Cordillera Oriental se han ejecutado múltiples estudios, muchos de ellos se han desarrollado con base en información de baja calidad o no han sido fundamentados con datos de sísmica y de pozo que generen información en profundidad. Con el fin de reevaluar los modelos estructurales propuestos y generar información confiable referente a la estratigrafía, límites de unidades, configuración y evolución estructural de la cuenca, elementos esenciales para que la ANH pueda obtener una prospección de hidrocarburos más ajustada, se propuso desarrollar un proyecto denominado "cortes estructurales".

Los principales productos de este proyecto son:

- Modelo de evolución estructural con base en la información recopilada y evaluada y con la nueva información aportada por el proyecto.
- 6 secciones estructurales balanceadas con su respectivo análisis.
- Bloque-diagramas a diferentes tiempos geológicos, mostrando la evolución del modelo estructural.

Sección estructural de la Cordillera Oriental



1.3 Cuenca Cesar - Ranchería

El estudio de "análisis e interpretación bioestratigráfica de muestras" planteado, permite comprender la geocronología de las formaciones generadoras, sello y reservorio aflorantes y entender el sincronismo en los procesos de generación, migración y entrapamiento de hidrocarburos dentro del sistema petrolífero en cada una de ellas.

En los proyectos de cartografía geológica ejecutados en el 2005 se exigió la toma de muestras de roca previendo realizar análisis de distintos tipos. De éstas se seleccionaron en cantidad y calidad muestras útiles para realizar la evaluación y análisis bioestratigráfico.

Análisis y muestreo paleontológico en afloramiento



Se espera contar a partir de estos análisis, con información bioestratigráfica nueva y confiable, expresada en gráficos de distribución estratigráfica, diagramas palinológicos y micropaleontológicos que permita un mejor conocimiento de los procesos geológicos que componen y dan lugar a la formación del sistema hidrocarburoso de cada cuenca analizada. Por otra parte, también se busca actualizar y adicionar nuevo material bioestratigráfico de las unidades sedimentarias presentes en el área.

Organismo fósil tomado como muestra para análisis bioestratigráfico



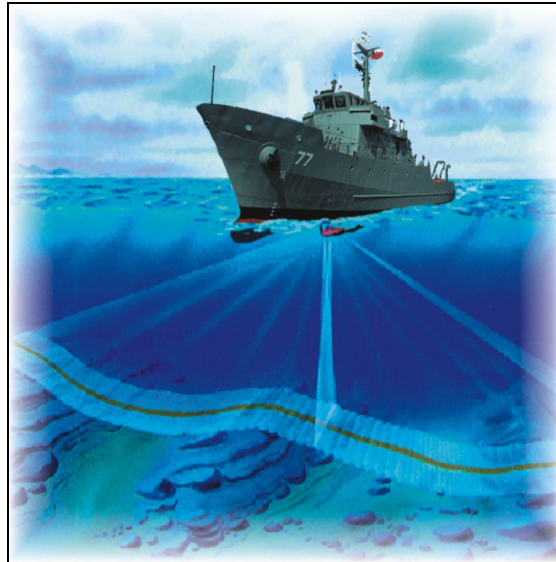
1.4 Cuenca del Chocó

Además del proyecto descrito en el apartado anterior, se planteó la ejecución del estudio "cartografía geológica y geoquímica de rocas y crudos", para complementar los estudios realizados en el 2005. Esta segunda fase tiene como zona de influencia un área de 1200 Km², compuesta por las subcuencas de Atrato - San Juan y está enfocada a aumentar el conocimiento actual sobre las características geoquímicas de la Formación Iró en particular.

1.5 Litoral Pacífico

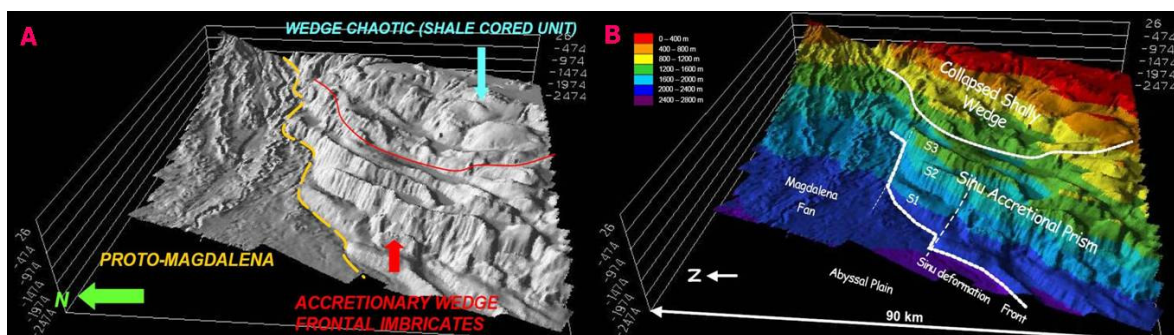
Para este sector se planteó la ejecución del estudio "adquisición de batimetría en la cuenca offshore del Pacífico colombiano". La batimetría permite determinar la topografía del fondo del mar. Actualmente las mediciones son realizadas por medio de GPS diferencial para obtener una posición exacta y con sondadores hidrográficos mono o multihaz para determinar la profundidad, todo ello procesado en un computador a bordo de una embarcación, para obtener el mapa batimétrico entre otros productos.

Esquema ilustrativo de la técnica de adquisición batimétrica mediante el sistema de sonar multihaz hydrosweep



Una investigación sistemática de la batimetría en las cuencas offshore permitirá mejorar los modelos geotectónicos y será un insumo básico para la exploración de esta parte del territorio colombiano. El conocimiento de la geomorfología del suelo marino permite establecer e interpretar marcos geotectónicos regionales y locales y hace posible la cartografía de los rasgos morfobatimétricos del relieve marino, productos del tectonismo y otros procesos geológicos. Así mismo, permite interpretar las relaciones de la morfología con los depósitos sedimentarios sub-superficiales.

A) Imagen batimétrica de un delta del protoMagdalena B) Vista tridimensional obtenida por batimetría



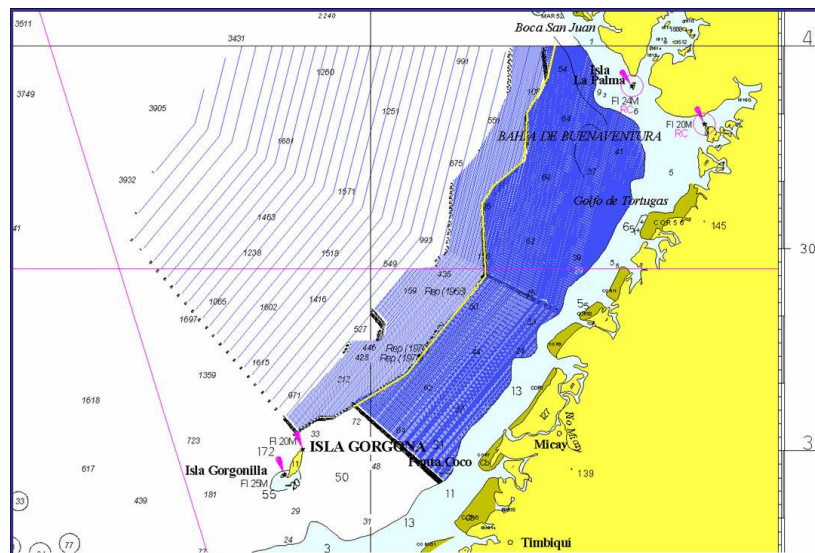
Para la ejecución de esta primera fase, se ha seleccionado la zona más septentrional del litoral pacífico, teniendo en cuenta la existencia de suficiente

información sísmica, magnetométrica y gravimétrica, la carencia de estudios batimétricos en el sector.

Los principales productos de este proyecto son:

- Grilla en formato ASCII de la batimetría.
- Mapa de contornos de batimetría
- Imagen del suelo marino
- Mapa de gradientes del fondo marino en rango de colores

Zona de ejecución del proyecto, hasta la cota -2500 m

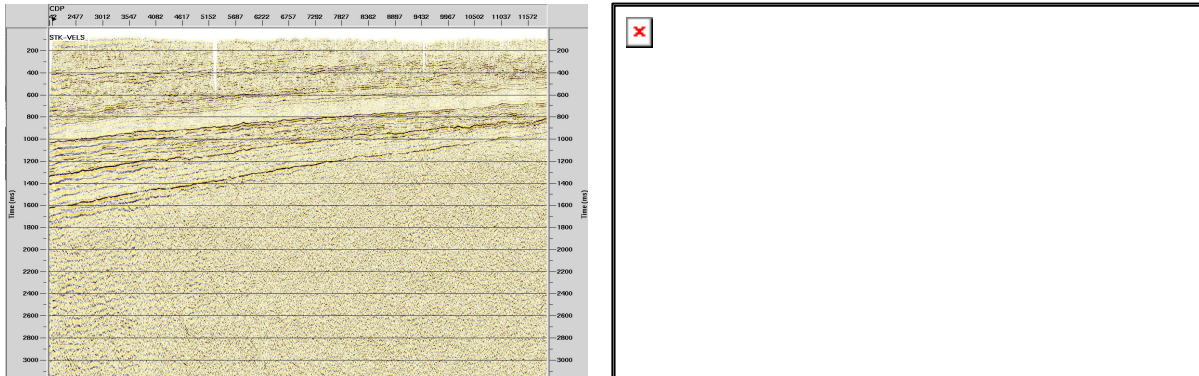


2. Proyectos de adquisición de información sísmica 2D en las cuencas Llanos Orientales, Cauca – Patía, Chocó y Valler Inferior del Magdalena

La adquisición de nueva información sísmica 2D se diseñó para ser ejecutada en cuencas con características geológicas únicas y diferencias sustanciales en cuanto a su evolución estratigráfica y estructural.

La adquisición de sísmica 2D, inicialmente a una escala regional, permitirá definir con mayor precisión las características geológicas de cada cuenca. Las herramientas tecnológicas actuales más avanzadas para adquisición, que permiten obtener información de mejor calidad en comparación con los programas sísmicos disparados en años anteriores, hacen esperar que con esta nueva información se podrán redefinir y diferenciar los mejores leads o plays presentes en cada una de las regiones objeto de evaluación en estas cuencas.

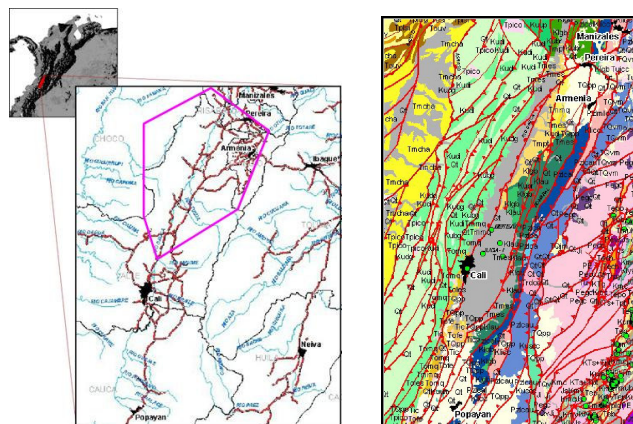
Comparación de los rasgos estructurales propios de cada cuenca. A la izquierda, línea sísmica ANH-LL-2005-6280 Apilado final adquirida en los Llanos, a la derecha Línea ANH-CH(BN)-2005-04 Apilado final, adquirida en la cuenca Chocó.



En el caso de los Llanos Orientales, el proyecto de adquisición de sísmica busca proporcionar información complementaria al proyecto de crudos pesados con el objeto de implementar el marco estratégico para el aprovechamiento de este recurso. Consta de la adquisición de aproximadamente 400 km. de sísmica 2D, distribuidos en 8 líneas sísmicas.

Por su parte, la cuenca de Cauca-Patía, en particular el sector norte, con su compleja historia tectonoestratigráfica presenta un alto potencial para el entrapamiento de hidrocarburos. Sin embargo la información disponible es insuficiente a todas luces, lo cual genera un nivel de incertidumbre considerable. Como parte de la estrategia para "calentar" el área para futuras inversiones se planeó la adquisición de 260 Km. de sísmica 2D regional de alta resolución.

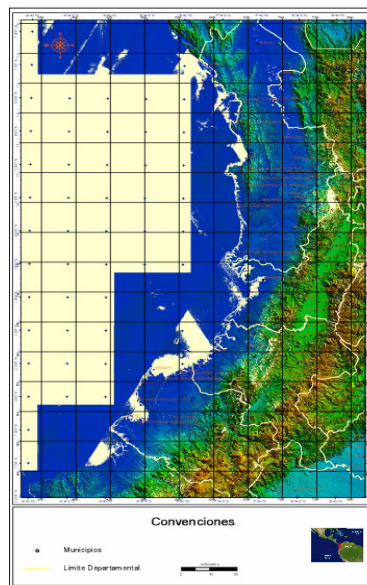
Localización geográfica y geológica del área del proyecto



Adicionalmente, para otras cuencas que bajo el concepto de los geólogos de la Subdirección Técnica también requieren alta inversión se plantearon los siguientes estudios:

La cuenca del Chocó, catalogada como la cuenca frontera con las mejores condiciones geológicas, presenta excelentes "plays" estructurales asociados a la roca generadora con los más altos índices de carbón orgánico total (formación Iró). Por tales condiciones se hace necesario adquirir un programa sísmico 2D de alta resolución con el fin de obtener una mejor definición geométrica de las trampas de hidrocarburos que pueden localizarse en particular en el sector de Buenaventura norte. Este proyecto está orientado a la adquisición de 380 Km. de información, por un valor de \$ 42.800 millones

Localización geográfica de la cuenca Chocó



En la cuenca del Valle Inferior del Magdalena, sector Ariguaní, el descubrimiento de algunos campos de gas y de crudos livianos ha generado un creciente interés por incrementar el conocimiento sobre los diferentes componentes del sistema hidrocarburiífero, no obstante la información, disponible de sísmica y pozos es insuficiente. Por esta razón la ANH planteó la adquisición de 360 Km. de sísmica regional 2D.

A continuación se resume la información adquirida anteriormente en cada cuenca de los proyectos vigentes del 2006. En general, se puede obtener una visión global del conocimiento adquirido por cuenca y de los trabajos que se ejecutarán, siguiendo un orden coherente en torno al esquema exploratorio que sigue la ANH.



Los estudios realizados permiten establecer que en cuencas como Sinú - San Jacinto, Cordillera Oriental, Cesar Ranchería y Chocó, se ha ejecutado el ciclo exploratorio a través del conocimiento básico que permite definir los sistemas petrolíferos regionales, el establecimiento de leads y play concepts, la definición de las características asociadas a la prospectividad de cada una y por último, la estimación de la prospectividad en propiedad. Para estas cuencas se estima que esta última fase se concretará a partir de los resultados de los trabajos de inventario, interpretación y evaluación de la información reevaluada y de la adquirida por la Agencia.

El estado del arte en las demás cuencas permite afirmar que se encuentran en fases intermedias del ciclo, pero actualmente se trabaja en la evaluación y proyección de los estudios complementarios que permitan cerrar este ciclo.

APROVECHAMIENTO DEL RECURSO

Identificación y promoción de oportunidades

La Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH tiene dentro de sus funciones "diseñar, evaluar y realizar estrategias de promoción de las áreas hidrocarburíferas de la Nación", para lo cual desarrolló el proyecto: "Divulgación y Promoción de los recursos Hidrocarburíferos Colombianos".

1. Fase de Divulgación

El programa de divulgación busca lograr 20.000 contactos pasivos y llegar a influenciadores y multiplicadores.

1.1 Presencia en medios internacionales

El posicionamiento de la ANH a nivel internacional requiere de la compra de pautas publicitarias en los diferentes medios de información relacionados con el sector petrolero internacional; por tal razón se publicó promoción publicitaria en medios como: Upstream, Petroleum Economist, Petroguía, Revista Geología Colombiana, Oil & Gas Journal Latinoamericana, Oil & Gas Journal, Oil & Gas Investor, Petroleum Economist, The Economist, Latin Trade, Financial Times, haciendo especial énfasis en promocionar el evento II Colombia Oil & Gas Investment Conference.





Libertad y Orden



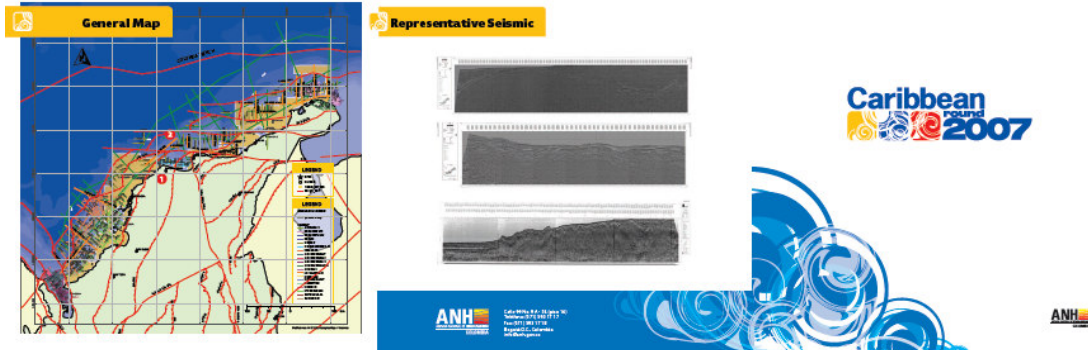
1.2 Publicaciones

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

Lo anterior, con el objeto de dar a conocer al público de una manera atractiva, impactante y profesional, la información técnica y geológica del país, los nuevos esquemas contractuales, las áreas hidrocarburíferas del país, así como la información más relevante sobre los factores a 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 hidrocarburífero en Colombia, así como la introducción, posicionamiento y recordación de la ANH.

Dentro de los desarrollos realizados se encuentran: plegable institucional ANH; libro institucional ANH y temas comerciales; folletos ANH; contrato y procedimiento para solicitar un área; folleto de ronda Caribe 2007; material impreso del evento Colombia Oil & Gas Investment Conference sobre temas técnicos y comerciales.





2. Fase de activación de contactos

Durante esta fase se busca generar oportunidades para que el mercado objetivo se informe sobre el país como destino de inversión, la ANH y el sector petrolero. Se tiene como objetivo el logro de 2.000 contactos activos.

2.1 Efectivizar la página web

Durante el año 2006, se rediseñó la totalidad de la página web en cuanto a su imagen, estructura y parte gráfica, para darle mayor utilidad y fácil acceso a todos los públicos de la Agencia y convertirla, en un elemento estratégico de promoción y comunicación efectivo teniendo en cuenta la nueva imagen corporativa de la ANH.

2.2 Eventos en el exterior

Participación en eventos internacionales con stand



Participación en eventos internacionales sin stand





De acuerdo con los eventos programados, se desarrollaron elementos de promoción y comunicación como póster, invitaciones y folletos relacionados en el ítem publicaciones.

2.3 Visitas uno a uno

Debido al interés del Gobierno colombiano en fortalecer las relaciones comerciales con Rusia, el Director hizo parte de la III Comisión Mixta Intergubernamental Colombo-Rusa que se llevó a cabo en Moscú el 15 y 16 de mayo. Allí participó en las mesas de trabajo del sector energético para discutir oportunidades de inversión concretas para las empresas rusas en el sector hidrocarburífero colombiano.

Posteriormente, adelantó visitas uno a uno en Gran Bretaña. Se reunió con importantes empresas operadoras como: BG Group y Cairn Energy, para presentarles el ambiente de negocios en el país, la nueva política petrolera y la ronda Caribe.

El 9 de junio se llevó a cabo una mesa redonda en Calgary, Canadá, organizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, el Ministerio de Minas y Energía y la Cámara de Comercio Colombo-Canadiense, para convocar a presidentes de empresas petroleras con casa matriz en Calgary a participar en el II Colombia Oil & Gas Investment Conference.

Al evento asistieron presidentes de compañías como: Anadarko Canada Corporation, Canadian Natural Resources Ltd., CCS Energy Services, Colt Engineering Corporation, Cyntech Corporation, Explorer Energy Services Ltd., Export Development Canada, Gran Tierra Energy Inc., Gulf Interstate Engineering Canada Inc., Hunt Oil of Canada Inc., Pengrowth Management Limited, Prime Source International, Renegade Oil and Gas Ltd., Saxon Energy Services Limited, Enbridge Inc., Mancal Energy, Connacher Oil & Gas., a quienes se les presentó la nueva política petrolera y las oportunidades de inversión en el sector hidrocarburífero colombiano, así como el ambiente económico y de seguridad del país.

Adicionalmente, en el marco del evento Energy Integration Congress se programó una presentación para empresas potenciales, apoyada por la Embajada de Colombia en Argentina. En esta reunión se logró contactar a importantes empresa como Apache, Petronas, Pluspetrol, Shell, Tecpetrol, The Williams Company y Wintershall.

2.4 Talleres y conferencias

Para el año 2006 se integró esta actividad al desarrollo del módulo comercial de Ronda Caribe que se ejecutará en 2007.



3. Fase de promoción de visitas

Esta fase busca incentivar la visita a Colombia. Se pretende llegar a 200 visitas: 10 empresas operadoras y 190 multiplicadores, a través del desarrollo de las siguientes actividades.

3.1 Participación en eventos en Colombia

La ANH considera que como administrador integral de los recursos hidrocarburíferos de la Nación, debe cumplir una función de respaldo a los actores de la industria petrolera en el país, especialmente incentivando la producción y difusión de conocimiento, generando espacios para interacción interinstitucional y promoviendo oportunidades de negocio con las compañías.

El Director General fue invitado a participar en el Congreso Anual de Naturgas 2006, los días 6 y 7 de abril. Allí realizó una presentación sobre "perspectivas en exploración de hidrocarburos y reservas de gas natural".

Del 4 al 6 de julio se llevó a cabo la Asamblea Anual de Representantes de Arpel en la ciudad de Cartagena. La ANH participó en este importante evento que reúne a las empresas de petróleo y gas natural en Latinoamérica y el Caribe, logrando exponer su imagen y obteniendo notoriedad entre este selecto grupo.

Durante el mes de julio, la entidad participó en el III Congreso Internacional de Minas y Petróleo en la ciudad de Cartagena, donde se realizaron presentaciones técnicas por parte del equipo de gestión del conocimiento de la ANH sobre Niscota, la ANH tuvo un stand de 36 m², el cual se aprovechó para publicar información técnica y comercial.

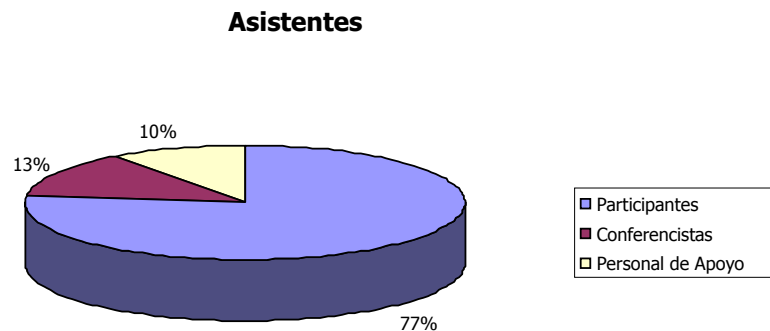
Finalizando el año, la ANH asistió al II Latin American Congress of Seismology y Enercol, ambos realizados en Bogotá, y al 9º Simposio Bolivariano de Exploración de Cuencas Sub-Andinas, cuya sede fue la ciudad de Cartagena, donde se participó además de un stand en cada evento y con una conferencia por parte del Director.

En estos eventos se logró posicionar a la ANH como la entidad que regula el sector de hidrocarburos en el país, además de promocionar el evento organizado de la entidad: II Colombia Oil & Gas Investment Conference y en el mes de diciembre.



3.2 Organización de eventos en Colombia

- AIPN - Bogotá, Febrero 8 y 9



Al evento asistieron 99 personas entre firmas de abogados, entidades de gobierno y algunos medios de comunicación. La función principal de la ANH era convocar al sector petrolero en Colombia, así como garantizar la participación de conferencistas en el evento.

- Nacional Data Repository 7 - NDR7 - Cartagena, Septiembre 18 -20

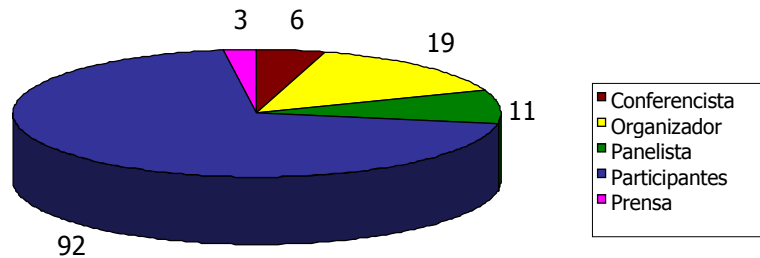
En el 2005, el NDR6 se realizó en Utrecht – Holanda. Durante el desarrollo del evento, Colombia fue elegida como país sede para el 2006; a partir de donde Colombia inicia la organización del mismo. Como resultado, la ANH presentó a más de 80 asistentes, cifra record en este evento ya que nunca se había presentado tanta asistencia. Esto gracias a la promoción realizada por la ANH donde además se aprovechó para presentar a Colombia como un destino atractivo de inversión y cambiar la percepción del grupo de asistentes.

Dentro de los logros obtenidos está la presencia de personalidades especializadas en este tema, provenientes de países como Holanda, Noruega y Sudáfrica, quienes nunca habían venido a Colombia pese a muchas invitaciones ofrecidas por otras empresas o entidades.

- II Seminario de Abastecimiento - Bogotá, Septiembre 8-10

La ANH realizó la II versión de este seminario durante el mes de octubre, al cual asistieron más de 131 personas y participaron conferencistas de Argentina, Brasil, México y Ecuador convocados por la ANH.

Asistentes



- Conferencia Potencial Geológico de Colombia - Cartagena, Septiembre 24

Esta reunión se programó como antesala del IX Simposio Bolivariano de Exploración Petrolera en Cuencas Sub-Andinas, con el fin de presentar y difundir los proyectos que la ANH está adelantando para adquirir información que permita mejorar el conocimiento de la geología del país, y así ofrecer mejores oportunidades de inversión a las compañías.

El evento contó con la presencia de Jed Bailey, CERA Senior Director of Research, Latin America, quien realizó la presentación "Reassessing Energy Security: Old Questions and New Answers". Adicionalmente se abordaron los siguientes temas:

- Avance de los resultados preliminares de los proyectos de sismica regional 2D realizados en Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Chocó y área de Soápage.
- Avance de los resultados de adquisición sismica 2D en el Pacífico Costa fuera y en la Cuenca Cayos.
- Avance del Estudio de crudos pesados en la cuenca Llanos Orientales.
- Avance de la adquisición de magnetometría y gravimetría aérea en las cuencas Sinú-San Jacinto, Cagúan-Vaupes, Cesar-Ranchería y Cauca-Patía.
- Avance de los Proyectos de cartografía geológica en las cuenca de Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Chocó y área de Soápage.
- Avance de los proyectos de geoquímica de superficie (gasometría de gas libre en suelo) en las cuenca Cauca-Patía, Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Chocó y área de Soápage.
- Avance del Atlas Geoquímico de Colombia.
- Lanzamiento de la Ronda Caribe



Libertad y Orden



- III Colombia Oil & Gas Investment Conference - Cartagena, Diciembre 3-5

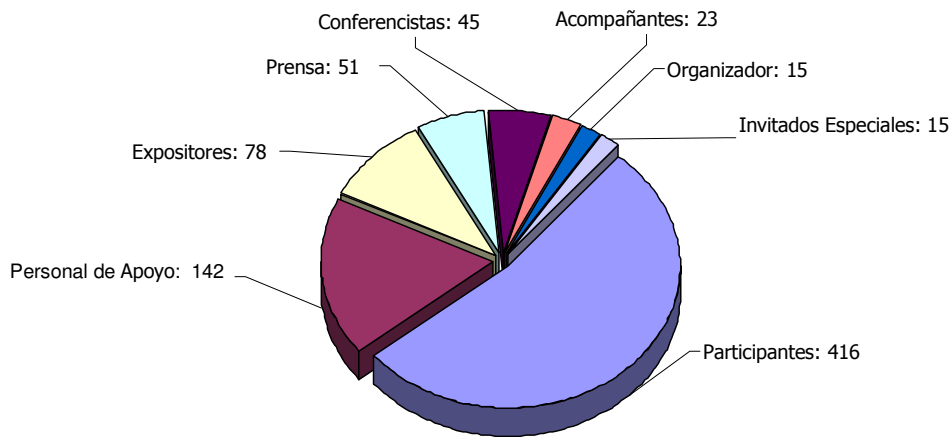
Después del éxito alcanzado en el 'Colombia Oil & Gas Investment Conference' que se realizó en Cartagena en mayo de 2005, al cual asistieron más de 400 participantes nacionales y extranjeros del más alto nivel, la Agencia Nacional de Hidrocarburos organizó la versión 2006 de esta reunión, la cual tuvo lugar en Cartagena el pasado mes de diciembre.

El evento se enmarcó dentro del año colombo-canadiense del petróleo, por lo que la Conferencia contó con la presencia y respaldo del alto gobierno de Canadá.

El objetivo primordial del evento fue capitalizar la confianza e interés en el país con el fin de crear un ambiente de negocios propicio para atraer nuevos inversionistas al sector de hidrocarburos colombiano.

Durante el evento se contó con un stand de 70 m², donde se expuso el potencial geológico colombiano, los resultados de los estudios geológicos adelantados, aspectos comerciales y políticos.

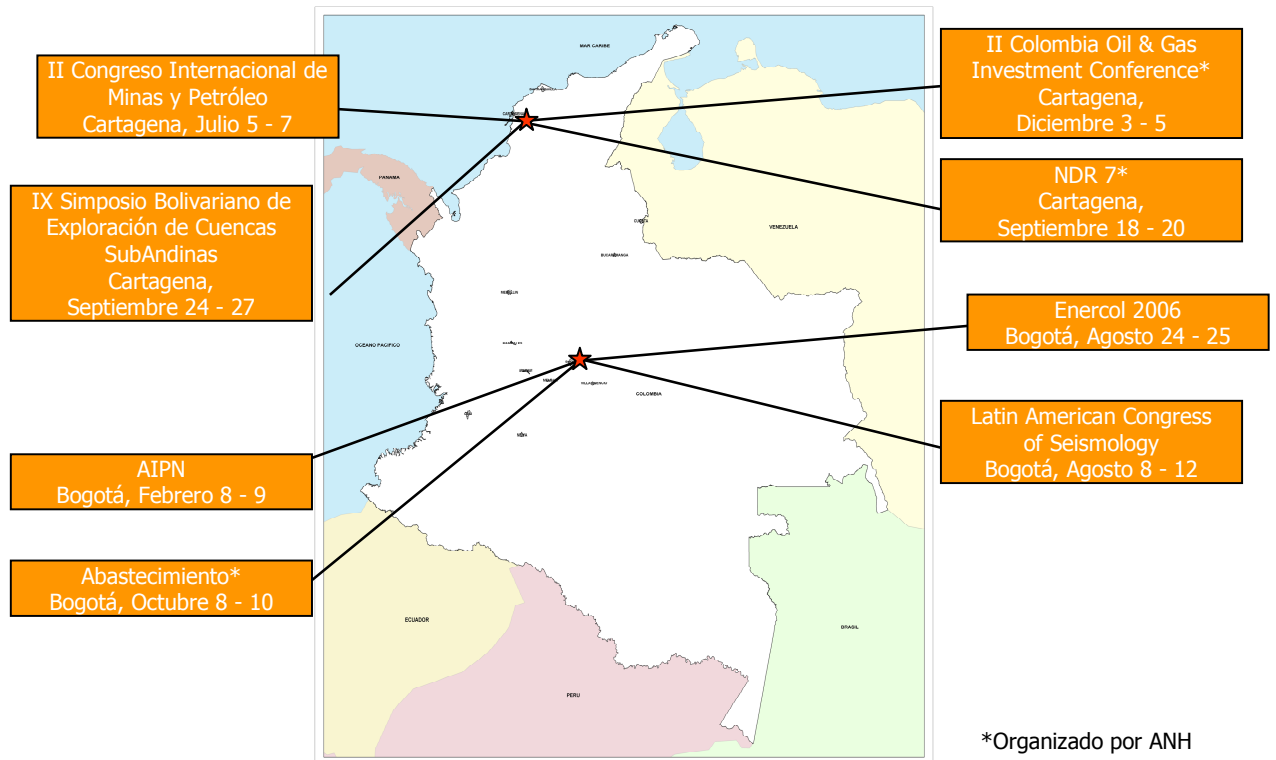
Asistentes al evento



Este evento estuvo patrocinado en su totalidad por el sector petrolero en general. La ANH aportó \$7.000.000 (siete millones de pesos) para la contratación de la empresa operadora del evento. Las empresas que colaboraron financieramente fueron Petrobrás, Exxonmobil, Pacific Stratus Energy, Solana, Enbridge, ECOPETROL, OXY, Petrominerales, BHPBilliton, Repsol, Bancolombia, BP, Grupo GPC.

Colombia Oil & Gas Investment Conference se ha convertido en la reunión más importante del sector petrolero en Colombia, lo cual le ha dado posicionamiento tanto a nivel nacional como internacional, gracias al gran esfuerzo promocional que se ha venido realizando.

Organización y patrocinio de eventos nacionales



4. Visitas individuales

Durante el año 2006 se dio este soporte para las visitas realizadas por Eni, Woodside, Amerada Hess y Apache.

5. Fase de asistencia al inversionista

Su objeto es ofrecer todas las posibilidades de información, se pretende que 20 empresas soliciten información. Las actividades programadas son:

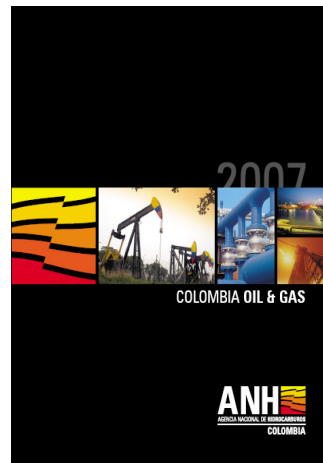
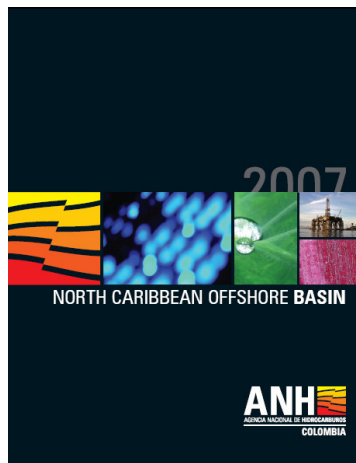
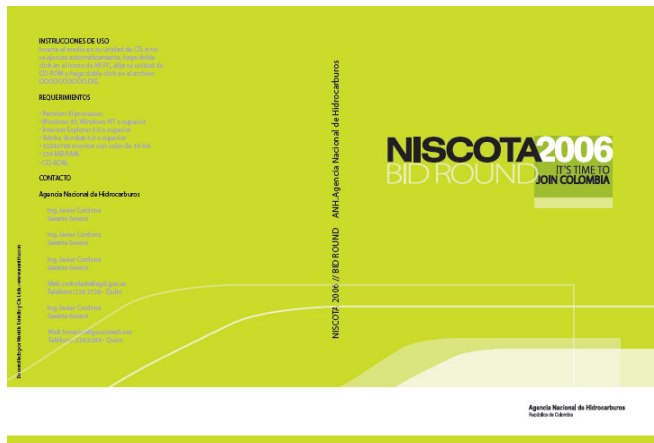
- Rondas licitatorias: Se dio soporte en todo el proceso promocional, de divulgación y de compilación de paquetes técnicos a la Ronda Niscota.
- Promover la consulta del Banco de Información Petrolera (EPIS) a través del desarrollo de materiales impresos, hipervínculos con la página web de la ANH y promoción directa en los eventos nacionales e internacionales, se contribuyó a que el sitio web de EPIS tuviera 26.666



visitas y sus secciones más visitadas fueran "detalle del inventario de pozos" y "detalle del inventario de sísmica".

6. Fase de soporte

Como complemento a las publicaciones, se desarrollaron materiales interactivos para los proyectos de Niscota, CD promocional ronda Caribe 2007, paquete ronda Caribe 2007; material interactivo sobre cuencas sedimentarias, ANH, Contrato y Procedimiento para solicitar un área.



7. Otras actividades

- Identidad ANH: se trabajó en el desarrollo del concepto y la ejecución del proyecto para la elaboración de un nuevo logotipo e imagen corporativa que identifique a la ANH.



- **Marca País: "Colombia es Pasión"** es un programa del Gobierno Nacional que la ANH apoyó activamente. El objetivo principal fue atraer efectivamente inversionistas para el sector de hidrocarburos. La estrategia consistió en implementar un mecanismo de comunicaciones a nivel nacional e internacional, dirigido a divulgar la información positiva sobre el país y a generar un sentimiento de pertenencia, con el fin de facilitar el camino promocional y llegar más fácilmente al público objetivo de la ANH.

Específicamente se trabajó en conjunto con esta iniciativa para promocionar el evento Oil & Gas Investment Conference en el exterior; igualmente se contó con una participación activa de esta campaña durante el evento en Cartagena y adicionalmente, los elementos de comunicación de la campaña hacen parte integral de las piezas promocionales de la Agencia en los eventos y actividades internacionales.

- **Fonade:** iniciando el 2006, la compañía Dattis Comunicaciones fue escogida mediante licitación para asesorar a la ANH en el diseño e implementación de una estrategia de comunicaciones externas durante los próximos 5 años, que permita una adecuada canalización y difusión de la información al público objetivo.

Gracias a esta asesoría, la Agencia obtuvo un diagnóstico sobre su situación en el contexto nacional e internacional, y a partir del mismo se desarrollaron los lineamientos que conformarán el Plan de Comunicaciones Externas a mediano y largo plazo, e igualmente la estrategia de comunicaciones que debe ser implementada, sus actividades con cronograma y presupuesto.

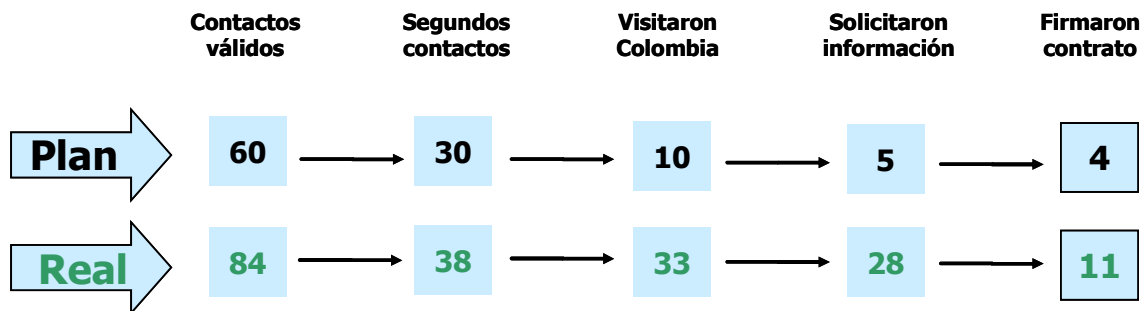
Otro aspecto a resaltar es la vinculación de la ANH a importantes proyectos de la Presidencia de la República, como parte de la campaña de posicionamiento del país en el exterior.

En conjunto con otras entidades estatales y la empresa privada, la ANH contribuirá al desarrollo de una estrategia dirigida específicamente a divulgar la información sobre temas sensibles y críticos para cambiar la percepción existente y neutralizar las campañas de desinformación, esto con el fin de facilitar el camino promocional y llegar más fácilmente a su

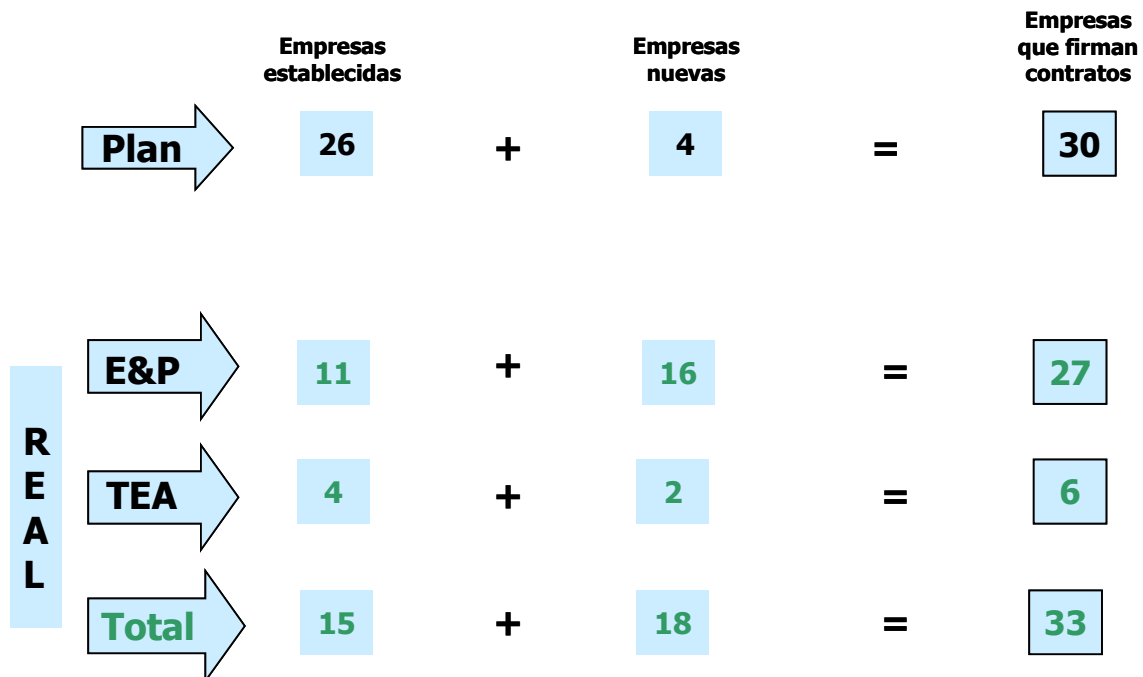
público objetivo. Este proyecto está siendo desarrollado por la firma Weber Shandwick.

- Indicadores: En resumen, y de acuerdo con los indicadores de gestión establecidos para el año 2006, se obtuvieron los siguientes resultados, de acuerdo con los indicadores establecidos.

Atracción de nuevas empresas



Empresas que firman contratos E&P





Libertad y Orden



Negociación de contratos

Continuando con el compromiso de promover cada vez más la exploración de hidrocarburos en el territorio nacional, la cual puede verse reflejada prontamente en el hallazgo de nuevas reservas, la ANH orientó sus esfuerzos hacia la asignación de áreas en las que se desarrollaran correctas actividades en adecuadas proporciones como la adquisición de sísmica 2D, 3D, perforación de pozos exploratorios, así como trabajos de evaluación técnica que estuviesen acordes con los requerimientos de cada área. La labor de la Agencia estuvo fundamentada en la firma de 32 contratos de exploración y producción, uno más que durante el año 2005, y 12 de evaluación técnica.

1. Propuestas

Como se esperaba, durante el año 2006 se redujo el número de contratos de evaluación técnica (TEA), suscribiéndose 12 contratos (16 menos que durante el 2005) debido principalmente a que las cuencas tradicionalmente de mayor interés para las compañías como la de Llanos Orientales, el Valle Superior del Magdalena y Putumayo, habían estado siendo contratadas con gran fuerza en años anteriores.

En el año anterior se recibieron en total 106 propuestas de contratación de las cuales 30 fueron para evaluaciones técnicas, 40 para contrato de exploración y producción, y de manera importante, 36 propuestas fueron de exploración y producción pero sobre áreas de contratos de evaluación técnica.

Propuestas E&P y TEA recibidas en 2006

Estado Propuestas	E&P	TEA	Total
Verificando y completando	10	5	15
Evaluando	4	1	5
No aceptadas 2006	40	13	53
En negociación	5	2	7
Pendiente aprobación CD	4	4	8
Por firmar	1	1	2
Contratos firmados 2006	32	12	44
Recibidas 2006	76	30	106

La cuenca que despierta mayor interés entre las compañías exploradoras es la de los Llanos, debido a su alta prospectividad y a la infraestructura de transporte ya desarrollada. Sin embargo, se empieza a apreciar cómo se reactiva el interés exploratorio en la cuenca del Valle Medio de Magdalena, en



la que a pesar de haberse tenido el primer descubrimiento hidrocarburífero, a partir de la cual se iniciara el desarrollo de la industria petrolífera del país, persisten grandes paradigmas y de otra parte, la percepción de un altísimo potencial.

Más del 37% de las propuestas de contrato E&P sobre área no contratada y cerca del 50% de propuestas de contrato TEA, estuvieron orientadas a la cuenca del Valle Medio, en la que se conjugan elementos tan importantes para la expectativa de exploración y hallazgo de nuevas reservas.

La cuenca del Putumayo continuó siendo un gran foco de objetivos exploratorios, recibándose 16 propuestas en el 2006 (15% del total), 11 de las cuales fueron para contrato de exploración y producción (3 sobre TEA) y cinco para contrato de evaluación técnica.

En el Valle inferior del Magdalena, con mayor potencial de gas, se recibieron un total de 10 propuestas de contratación, distribuidas de manera similar entre E&P, E&P sobre TEA y TEA.

Algunas compañías solicitaron áreas en cuencas como Caguán Vaupés y Cordillera Oriental, tradicionalmente frías, de la siguiente forma: en el Caguán Vaupés se recibieron 2 solicitudes de contrato E&P (una de las cuales se firmó antes de concluir el año) y una de contrato TEA para la cual no fue posible establecer un acuerdo dentro del proceso de negociación respectivo. Para la cuenca de Cordillera Oriental se recibieron 2 propuestas de contrato TEA y 2 de contrato E&P, de las cuales una de TEA se encontraba pendiente de firma al 31 de diciembre.

De las restantes cuencas, en el Valle Superior del Magdalena se recibieron 3 propuestas: 1 de E&P, 1 de E&P sobre TEA y 1 de TEA; en tanto que en la cuenca Guajira el evaluador del TEA Corales manifestó y convirtió efectivamente parte de tal TEA a contrato E&P. En Cesar-Ranchería se recibió una propuesta de contrato E&P, la cual fue desistida por el proponente cuando apenas se iniciaba el proceso de negociación respectivo. Finalmente, para la cuenca de Tumaco Marino se presentó una solicitud de contrato TEA, la cual no alcanzó a ser admitida a la luz del reglamento de asignación de áreas.

Los meses para los que se recibieron más propuestas fueron septiembre y octubre, acumulando entre ellos una cuarta parte del total de propuestas E&P del 2006.

2. Relación inversión versus contratos

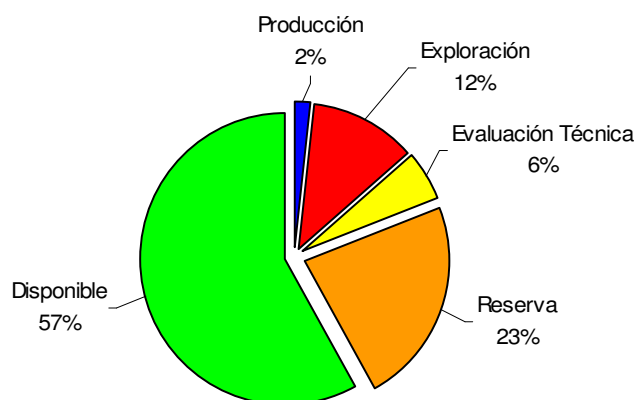
De los contratos E&P suscritos en el 2006, se presentó un promedio de inversión por hectárea de USD 66/Ha, encontrándose el E&P Platanillo de la

cuenca Putumayo con el más alto nivel de inversión por hectárea con cerca de USD 380/Ha y Niscota en el Piedemonte Llanero con USD 1364/Ha, dadas sus características especiales de asignación.

En cuanto a los contratos TEA, el nivel promedio de inversión de los contratos suscritos fue de USD 3/Ha.

3. Área asignada

Área asignada		Ha	Total (Ha)	%
Producción	Concesión	5.934	1.746.083	2%
	Directa ECP	803.171		
	Asociación ECP	925.769		
	ANH	11.209		
Exploración	Directa ECP	1.683.337	12.421.869	12%
	Asociación ECP	2.250.819		
	ANH	8.487.713		
Evaluación Técnica	ANH	5.852.874	5.852.874	6%
Reserva	Especial ANH	20.687.722	23.794.623	23%
	Devueltas en estudio	3.106.901		
Disponible		60.342.551	60.342.551	57%
Total		104.158.000	104.158.000	100%



4. Evaluación de propuestas

De las propuestas recibidas en el 2006 que completó la documentación necesaria para su evaluación y fueron admitidas para iniciar el proceso de negociación, en promedio se emplearon 11 días para su evaluación (a partir de la fecha en que se contó con la información completa).



5. Negociación de Propuestas

En cuanto a la duración del proceso de negociación en el 2006, se empleó en promedio 31 días entre el momento de recibir las propuestas y que luego de evaluadas se concluyeron admisibles. No obstante, se encontraron propuestas que requirieron extenderse en tiempo adicional, de acuerdo con lo establecido en el artículo 14 del reglamento de asignación de áreas, los casos en que la negociación así lo requirió y cuando el proponente demostró su interés y diligencia durante el plazo inicial del proceso.

Seguimiento a contratos en exploración

Desde su creación, hasta diciembre de 2006 la ANH ha firmado 84 contratos E&P y 47 contratos TEA. Actualmente, se encuentran vigentes 78 E&P en exploración, 2 E&P en producción y 19 TEA.

En relación con los E&P, de los 84 contratos firmados, durante el 2006 renunciaron 4.

En términos generales, en lo concerniente al cumplimiento de metas físicas, se destaca que durante el 2006 la actividad exploratoria desarrollada mediante los contratos E&P condujo a una inversión exploratoria cercana a USD 52 millones, representada en adquisición de sísmica, perforación de pozos A-3 y re-entry de pozos en los diferentes bloques contratados.

Dentro de los compromisos contractuales, el total de pozos perforados en 2006 llegó a 22, más 2 que iniciaron perforación.

El total de sísmica equivalente adquirida por los operadores de los contratos de la ANH fue de 15.689 Km. (8.039 Km. 2D y 7.650 Km. 3D equivalente), adicionalmente la ANH adquirió en forma directa 1.802 Km. y a través de sísmica multicliente 8.077 Km. El total de adquisición sísmica del país en el 2006 fue de 26.491 Km. (incluyendo Ecopetrol directo y asociado, 923 Km.) cifra record a la misma actividad ejecutada en los últimos 20 años.

Con respecto a los contratos TEA, de los 47 contratos firmados han finalizado 28, 4 en el 2005 y 24 en el 2006. Al cierre de 2006, la ANH contaba con 19 contratos TEA en ejecución.

De los 24 contratos terminados en el 2006, 17 generaron contrato E&P sobre parte del área del contrato TEA, 9 de ellos por interés expreso del evaluador, basado en los estudios realizados y los resultados obtenidos; 6 de ellos derivados del ejercicio del derecho de prelación por parte del evaluador, enviando propuesta donde igualó el programa exploratorio mínimo propuesto



por un tercero; y 2 ellos por interés de un tercero en el cual el evaluador decidió no igualar la propuesta. Adicionalmente, se generaron contratos sobre TEA no terminados.

1. Reuniones de seguimiento y visitas a campo

Como parte de la gestión realizada en el 2006, se realizaron 66 reuniones para abordar diferentes temas de seguimiento a los E&P y TEA, así 32 de finalización de fase con las empresas que pasaron a la siguiente fase del período exploratorio, 15 reuniones de avance de actividades, 7 reuniones previas al inicio de operaciones de re-entry y 12 reuniones de presentación previa a la perforación de los pozos exploratorios, como un mecanismo de conocer de antemano con detalle cada proyecto exploratorio.

Durante el 2006, se realizaron 10 reuniones de seguimiento de actividades de los contratos TEA, dentro de las cuales se incluyen aquellas realizadas para resolver controversias entre las partes de aquellos contratos que generaron o iniciaron un proceso de declaración de incumplimiento.

En cuanto a las vistas a campo, se realizaron en total 28 visitas: 16 a los bloques ubicados en la cuenca Llanos y 12 a los bloques ubicados en las demás cuencas del país.

2. Informes de seguimiento a contratos

Se realizaron dos tipos de informes semanales, uno sobre la actividad exploratoria, que incluye el avance en la adquisición sísmica directa de la ANH y de los contratos E&P, la programación y avance de los pozos exploratorios A-3 y el listado actualizado de los contratos E&P y TEA suscritos con la ANH.

En el otro tipo de informe semanal, se reportan los contratos que tuvieron alguna novedad en la evolución de sus actividades y el respectivo seguimiento al proceso de obtención de la aprobación o del concepto, técnico o jurídico, que requiera cada caso por parte de la instancia correspondiente, ya sea oficina jurídica, comunidades y medio ambiente, comité técnico o consejo directivo.

3. Seguimiento a cartas de crédito

Se realizó el control del cumplimiento de las cartas de crédito por medio del envío de comunicaciones anticipadas al vencimiento de la entrega, reiterando su cumplimiento.



Cartas de crédito Contratos 2006

CONTRATOS 2006	RECIBIDAS	PENDIENTES ENTREGA	APROBADAS	PENDIENTES APROBACIÓN
32 E&P	31	1	30	2
21 TEA	21	-	21	-

Adicionalmente se recibieron y aprobaron garantías de la vigencia anterior.

Cartas de Crédito Contratos 2005

CONTRATOS	RECIBIDAS 2005	APROBADAS 2006	RECIBIDAS 2006	APROBADAS 2006
E&P	5	5	3	3
TEA	3	3	1	1

Como resultado del trabajo desarrollado, durante el 2006 se hizo efectiva una garantía que amparaba las obligaciones del contrato TEA denominado Chicago, por valor de USD 55.500, y se dio inicio al proceso de cobro de la garantía del contrato E&P Caracolí, por valor de USD 144.030, ya que se incumplió parte de las obligaciones asumidas.

4. Derechos económicos y transferencia de tecnología

Durante el 2006 se causaron \$4.608 millones y se recibieron \$4.339 millones por concepto de derechos económicos de contratos E&P en exploración.

Vale la pena aclarar que se encuentran diferencias entre los derechos económicos causados versus los pagados debido a los tiempos que se tienen para efectuar dichos pagos, es decir de los contratos E&P se recibieron en el 2006, \$195 millones causados en el 2005 y de los causados en el 2006, quedaron pendientes de pago \$170 millones.

En cuanto a los derechos económicos de contratos TEA, se causaron \$1.893 millones y se recibieron \$2.531 millones. La diferencia se debe a la definición de la fecha efectiva de los contratos firmados en el 2005 y a los tiempos que se tienen para efectuar dichos pagos, es decir de los contratos firmados en el 2005 con fecha efectiva 2006, se recibieron 1.460 millones de pesos y de los contratos firmados en el 2005 con fecha efectiva del 2005, se recibieron 637 millones de pesos.



Total derechos económicos y transferencia de tecnología, 2005 - 2006

	Millones de \$	
	2005	2006*
Derechos económicos E&P	647	4.420
Derechos económicos TEAs	2.331	2.417
Transferencia de tecnología E&P	782	1.882
TOTAL	3.760	8.719

* Sujeto a verificación oficial producción - diciembre MME

5. Contratación de interventorías para el seguimiento a la exploración y producción

Se contrataron firmas que apoyan en la elaboración y actualización de herramientas e informes propios del seguimiento, así como en la elaboración de las comunicaciones que cada trámite solicitado u originado por los contratos. Adicionalmente, son los encargados de las visitas a campo de sus respectivos contratos.

6. Gestiones realizadas con Ecopetrol S.A.

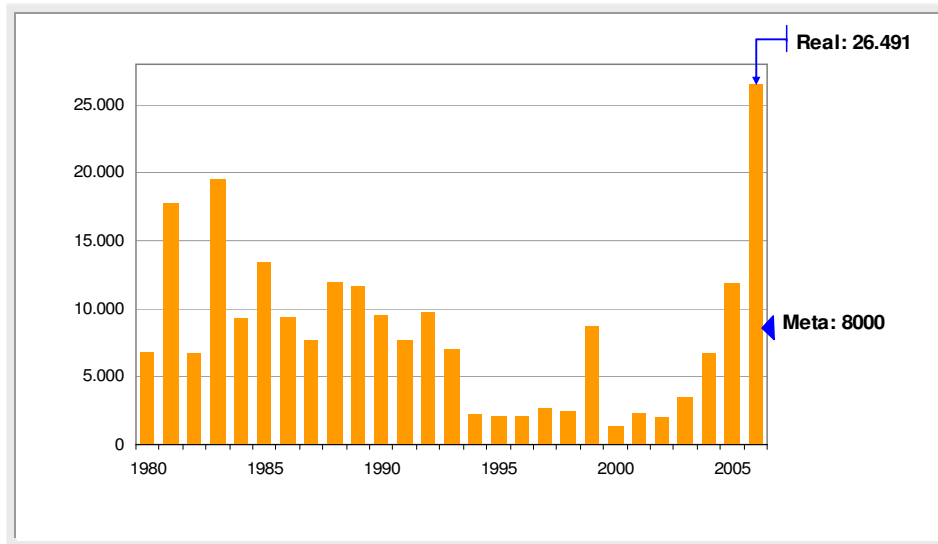
Durante el año 2006, se realizaron diversas reuniones con Ecopetrol S.A. con el fin de definir los términos para la elaboración de las minutas de los convenios de exploración y explotación de hidrocarburos y de explotación de hidrocarburos.

Se firmaron los siguientes convenios de explotación de hidrocarburos: Hato Nuevo y Río Meta; y los convenios de exploración y explotación de hidrocarburos: San Gabriel, Águila, Pachaquiario, Bituima, Sirirí, González, El Pénsil, Río Horta, Churuco, Quebrada Larga, Álamo, Cusinde, Alicante y Penjamo

7. Resultados de la gestión de seguimiento a la exploración

Las siguientes tablas muestran las cifras de sísmica y pozos perforados en el 2006 como resultado de la actividad exploratoria en el país:

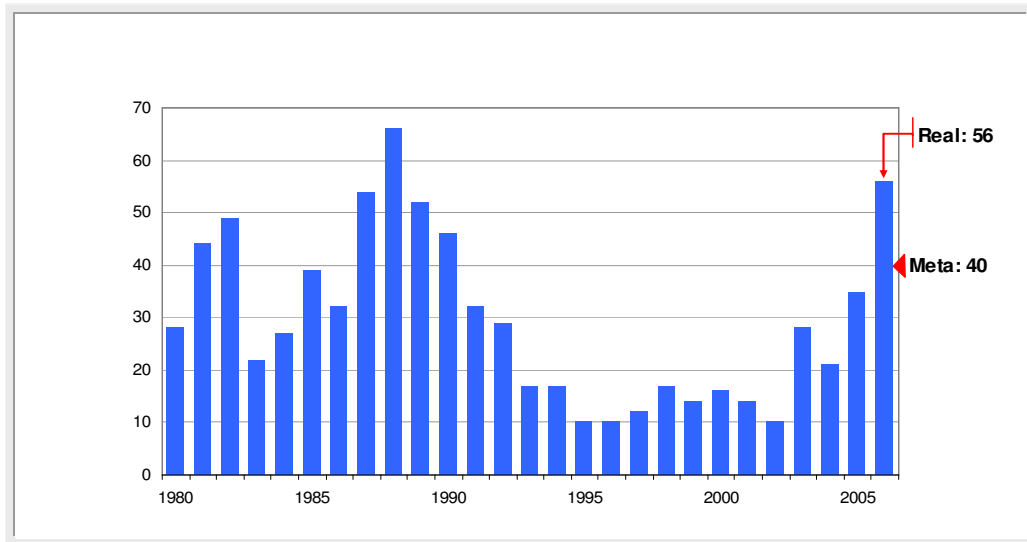
Recuperación de actividad sísmica en el país



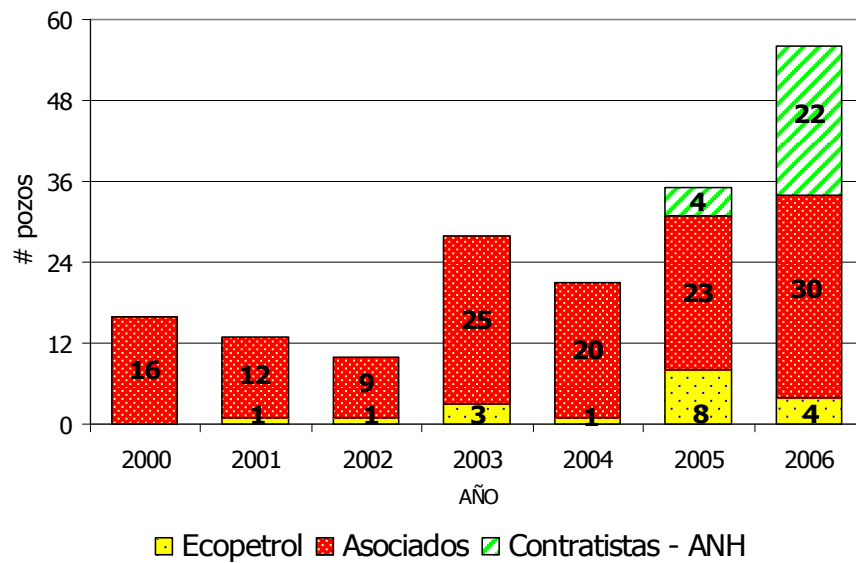
Resumen de exploración sísmica 2006

META SIGOB 2006: 8.000 km 2D equivalente		Programa Inicial	Sísmica Adquirida	% de avance
ESTATAL	ECP	99	112	113%
	ANH	2.268	1.802	79%
	ANH-Multicliente	2.815	8.077	287%
	SUBTOTAL	5.182	9.991	193%
PRIVADOS	ECP	403	811	201%
	ANH	7.271	15.689	216%
	SUBTOTAL	7.674	16.500	215%
TOTAL		12.856	26.491	206%
OFF SHORE			19.235	

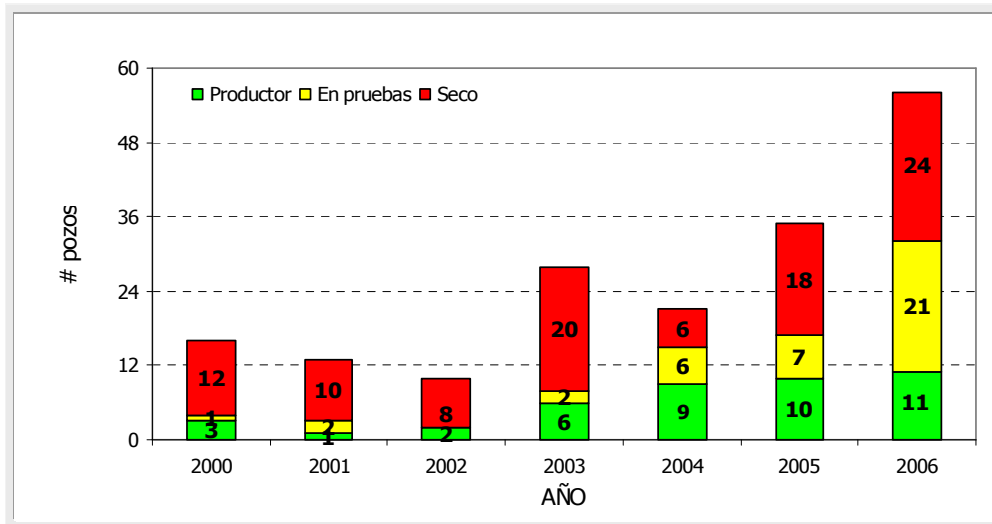
Número de pozos perforados



Resumen perforación de pozos A-3



Estado de pozos A-3 perforados



Seguimiento a contratos en producción

A diciembre de 2006, la producción proveniente de contratos E&P suscritos por la ANH fue de 440.232 barriles de aceite provenientes de la cuenca Llanos, Putumayo y Cordillera Oriental, y 1 giga de gas proveniente del Valle Inferior del Magdalena.

1. Reuniones de seguimiento y visitas a campo

Para el seguimiento de las actividades dentro de los diferentes contratos, en enero de 2006 se iniciaron los contratos de interventorías para la cuenca Llanos y cuencas varias. Dichas interventorías permitieron realizar un seguimiento permanente a todas y cada una de las actividades relacionadas con la producción dentro de los contratos E&P.

Como parte del seguimiento a la producción de los contratos de la ANH, se desarrollaron 6 visitas a campo para presenciar entre otros, el desarrollo y resultados de las pruebas de formación en los pozos, y/o para verificar las instalaciones y puntos de medición y fiscalización aprobados por el MME.

2. Aviso de descubrimiento

Durante la vigencia del año 2006, se presentaron avisos de descubrimiento después de la perforación y prueba de 8 pozos.

RELACION FECHAS PRESENTACIÓN AVISO DE DESCUBRIMIENTO		
CONTRATO	POZO	FECHA PRESENTACION AVISO DESCUBRIMIENTO
CUBIRO	CARETO-1	25-jul-06
GUACHIRIA NORTE	BONAIRE-1	6-sep-06
LOS HATOS	LOS HATOS-1	23-abr-06
MAPUIRO	TORUNO-1	3-abr-06
MORICHITO	MORICHITO-2	18-jul-06
OROPENDOLA	OCUMO-1 Re-entry	18-may-06
COATI	TEMBLÓN-1X (Reentry)	02-Jun-06
	TEMBLÓN-1V (Reentry)	22-Ago-06

En aquellos contratos en los cuales el programa de evaluación culminó, se solicitó presentación de la "declaración de comercialidad" de 3 campos.

BLOQUE	OPERADORA	COMERCIALIDAD	POZO	RESERVAS
Mapuiro	Petrocolombia	25-abr-06	Toruno-1 (A-3)	0,28 MMBO
Buenavista	UT Omega Energy	13-oct-06	Bolívar-1 (Reentry)	3,45 MMBO
Esperanza	Geoproduction O&G	29-nov-06	Arianna-1 (A-2)	6,5 Gigas
			Arianna-3 (A-2C)	1,4 Gigas

* Gas - Gigas (10^9)

Es importante mencionar que dentro del E&P Río Verde, después de realizar la evaluación del pozo Macarenas-1, Harken de Colombia no presentó la comercialidad, por tanto en aplicación de la misma cláusula, no se generó derecho alguno a favor de Harken, perdiendo el derecho sobre ese descubrimiento.

3. Regalías

Se realizó el cobro de las regalías a los contratistas que generaron producción, de acuerdo con las liquidaciones provisionales y definitivas preparadas y suministradas a la ANH por la Dirección de Hidrocarburos del MME. Estas regalías fueron por valor de \$3.144.894.080.³

³ Datos a octubre de 2006.

4. Derechos económicos por producción

En enero de 2006 se realizó la actualización del índice de precios al productor de Estados Unidos, con el fin de realizar el respectivo ajuste a la fórmula de cálculo de derechos económicos por producción generados, durante el primer semestre del año.

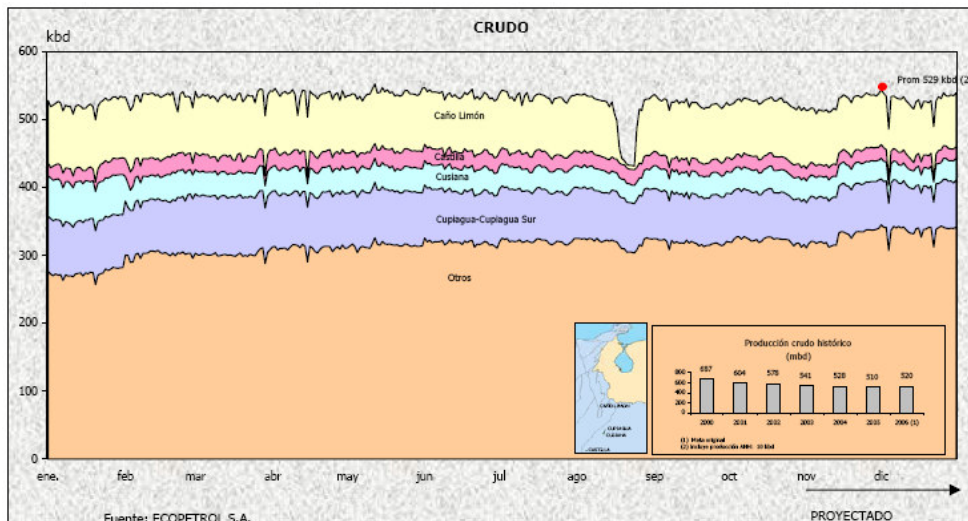
5. Áreas de operación directa

De las áreas en explotación de operación directa de Ecopetrol, durante el 2006 se celebraron dos convenios: Río Meta y Hato Nuevo, que sumados a los firmados en el 2005, totalizan 6 convenios.

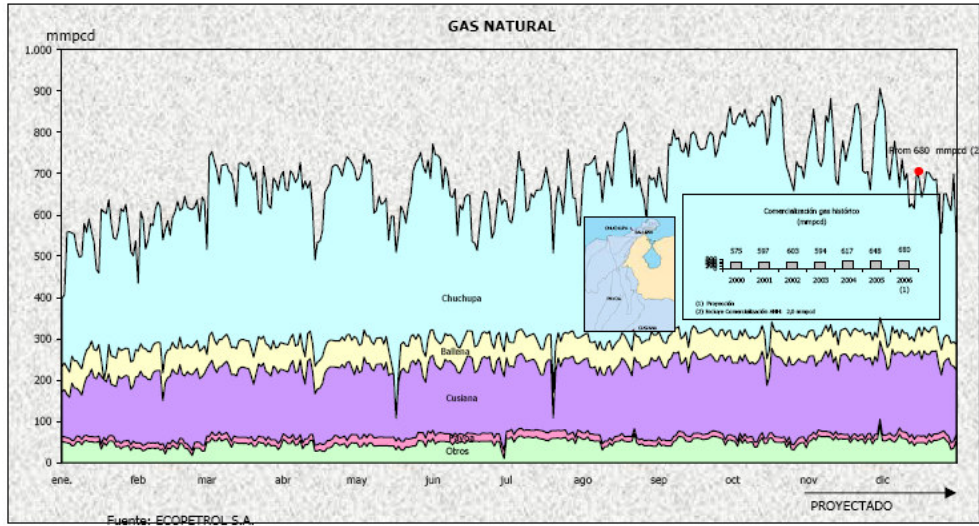
6. Reporte nacional de producción diaria y mensual

En el año 2006, se registró un promedio de producción anual de 529.000 bpd, superando el promedio del año inmediatamente anterior de 525.000 bpd. Así mismo la producción promedio de gas natural para el 2006 fue de 680 pcd superando la del año 2005 que registró un promedio de 648 pcd.

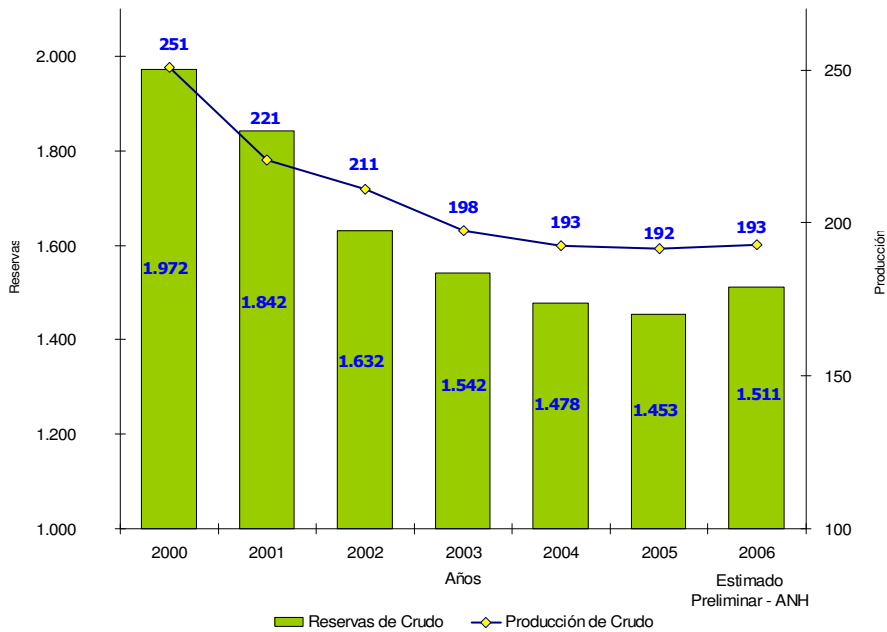
Producción promedio total de crudo 2006



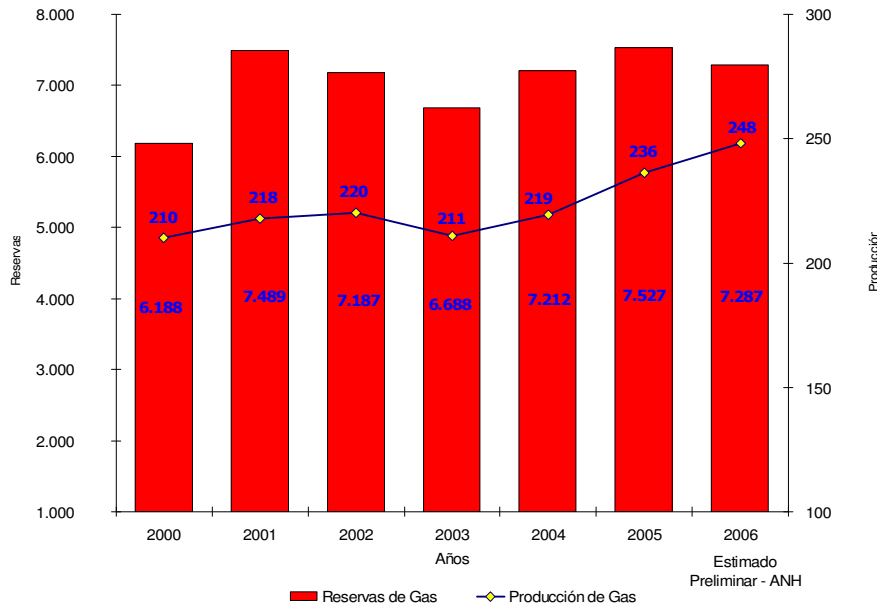
Comercialización promedio de gas natural 2006



Reservas y producción de crudo (mmbbls)



Reservas y producción de gas (gpc)



7. Contrato de operación del campo Tello

Como resultado de las revisiones conjuntas con Ecopetrol para la elaboración del contrato de operación del campo Tello, surgió el memorando de entendimiento del 5 de septiembre de 2005, documento en el cual inició el desarrollo de un esquema de negocio para la operación de la concesión Tello 1161, cuya fecha de reversión estaba planteada para el 13 de febrero de 2006.

El día de la reversión, se firmó el segundo acuerdo previo de términos y condiciones básicas entre la ANH y Ecopetrol, en el cual se acuerda que Ecopetrol actuará como operador de los campos comerciales Tello y la Jagua, dentro de la concesión, pero sin perjuicio de lo anterior se continuará la negociación de un esquema definitivo contractual.

El tercer acuerdo se firma el 26 de julio de 2006, que autoriza a la administración para iniciar la negociación que tienda a la enajenación a Ecopetrol de los activos y derechos de producción provenientes de la reversión de la concesión Tello, lo que implica ampliar la vigencia del memorando de entendimiento hasta el 30 de octubre de 2006.

Con el fin de ampliar la vigencia del acuerdo, se ha firmado el cuarto, quinto y sexto acuerdos, períodos en los cuales se ha continuado la evaluación por parte de la ANH de la propuesta de Ecopetrol para la enajenación de los



activos. El sexto acuerdo fue firmado el 15 de diciembre de 2006 y tiene vigencia hasta el 31 de enero de 2007.

7.1 Seguimiento a la operación del campo Tello

Con el fin de realizar el seguimiento a esta operación, se han efectuado visitas de calibraciones del medidor de entregas y para tratar otros asuntos técnicos. Dicho seguimiento toma en cuenta los siguientes aspectos:

- Operacional, para el cual la superintendencia de operaciones Huila-Tolima de Ecopetrol S.A. envía mensualmente un informe operacional para su revisión y aprobación.
- Ambiental, para lo cual se realizó el diagnóstico socio ambiental del campo a través de la firma TF Auditores, y fue complementado con un estudio que realizara el ICP. Ambos estudios permitieron precisar el estado ambiental actual de dicha área y el estudio de obligaciones de carácter ambiental y social adquiridos en relación con los campos Tello y La Jagua como resultado de las licencias, permisos, autorizaciones y demás trámites adelantados ante las autoridades competentes. Lo anterior para establecer el grado de cumplimiento y los riesgos derivados de eventuales incumplimientos.

7.2 Producción campo Tello - Jagua

La producción promedio lograda a partir del 13 de febrero de 2006 fue de 8.743 barriles de crudo.

Mes	Promedio Bopd
Feb	9802
Mar	9387
Abr	9520
May	9193
Jun	9082
Jul	8951
Ago	8989
Sep	8243
Oct	8186
Nov	7008
Dic	7812
Promedio 2006 BOPD	8743



7.3 Regalías campo Tello

De acuerdo a la Ley 746, en su artículo 39, el porcentaje de las regalías a pagar para el campo Tello-La Jagua es de 14,5% adicionando 12%, para un total 26.5%.

Por lo tanto según los barriles producidos totales en el año 2006, 2.786.579, el valor aproximado a transferir de regalías es el equivalente a 739.605,46 barriles de crudo.

8. Ronda Caribe

El desarrollo de la Ronda Caribe se constituyó en una de las tareas prioritarias del año anterior, para lo cual se desarrollaron todas las actividades requeridas para la contratación de las compañías que permitan llevar a cabo los procesos de la siguiente manera:

- Componente datos: contratar los servicios para la identificación y delineación de prospectos y la preparación de los paquetes de información técnica y socio-ambiental de las áreas y su debida producción. Este proceso fue asignado a la firma Halliburton.
- Componente comercial de la Ronda: contratar una firma especializada que brinde soporte y asistencia durante las etapas de planeación, organización y ejecución de la "ronda de oferta de proyectos de exploración 2006". Para el desarrollo de esta actividad, la ANH contrató a la firma Gaffney Cline and Associates.

Comunidades, medio ambiente y seguridad

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 y los recursos naturales en 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 se centró en la implementación de la Evaluación Ambiental Estratégica, sustentada en la articulación adecuada de los aspectos económicos, sociales y ambientales, para generar condiciones propicias en el crecimiento económico, integrando las consideraciones ambientales y sociales en los procesos de planificación, promoviendo así la prevención de la degradación ambiental.

Adicionalmente, la ANH adoptó los lineamientos y directrices socio-ambientales, así como los instrumentos de seguimiento de los mismos, 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 en el mejoramiento de las condiciones de seguridad física en las actividades propias del sector de hidrocarburos, se llevó a cabo la actualización 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.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo por el área en el año 2006, se desarrollaron en el marco de:

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

1. Comunidades - grupos étnicos

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.

Es así como en coordinación con el Ministerio del Interior y de Justicia, la ANH trabajó a través de un convenio suscrito con la Universidad de los Andes, en el análisis riguroso de los desarrollos jurídicos y jurisprudenciales relacionados con la Consulta Previa a grupos étnicos y en la generación de recomendaciones que permitan impulsar mejores escenarios de actuación de la industria petrolera en dichos procesos, buscando garantizar los derechos con las comunidades.

Así mismo, con el fin de garantizar la viabilidad de la actividad petrolera y el respeto de los derechos de las comunidades del área de influencia de las mismas, la ANH suscribió un convenio con el Ministerio del Interior y de Justicia, con el fin de apoyar a la Dirección de Etnias en la coordinación de los Procesos de Consulta Previa.



Con el mismo objetivo de fortalecer el relacionamiento con grupos étnicos, la ANH firmó un convenio con la Procuraduría General de la Nación y Ecopetrol, para adelantar conjuntamente un programa de fortalecimiento de la capacidad de interlocución entre el Estado, pueblos indígenas y comunidades que se encuentran en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos del país.

Teniendo en cuenta que el país requiere contar la información actualizada referente a los grupos étnicos, la ANH apoyó esta iniciativa a través de la suscripción de un convenio con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, en la cartografía a escala 1:100 del IGAC, lo cual permitirá mejorar la planificación de la industria en las diferentes zonas del país.

Por último el Área de Comunidades y Medio Ambiente acompañó el 90% de los procesos de consulta previa que se surtieron en el marco de los contratos de E&P y de sísmica suscritos por la ANH.

Acompañamiento realizado por la ANH a procesos de consulta previa

Acompañamiento	Cantidad
Invitaciones DET Min. Interior a la ANH para acompañar los procesos de Consultas previas	20
Acompañamiento realizado por la ANH a los procesos de consulta	18

2. Medio Ambiente

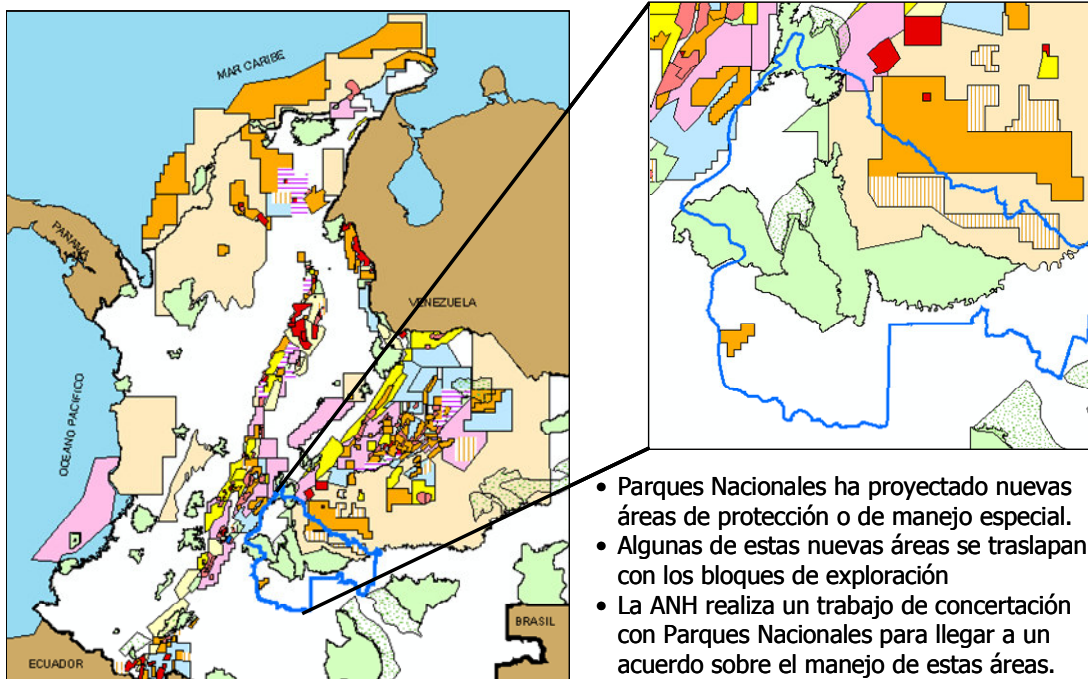
De acuerdo con la función asignada a la ANH de propender porque las actividades hidrocarburíferas del país se desarrollen de manera sostenible, se ha trabajado conjuntamente con las entidades del Estado que tienen competencia en el tema ambiental, con el fin de fortalecer la imagen institucional del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

En consecuencia, en el año 2006 se firmaron varios convenios interinstitucionales con el objeto de fortalecer el desarrollo de la actividad hidrocarburífera de manera sostenible:

- IDEAM para complementar la línea base ambiental del país;
- Instituto de Investigación de Recursos Biológicos Alexander Von Humboldt – IAVH, el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales - IDEAM y la organización ambiental The Nature

Conservancy – TNC, con el objeto de generar el mapa de sensibilidades ambientales para el país;

- Parques Nacionales, además de realizar durante todo el año, un trabajo coordinado que permitió armonizar intereses entre las expectativas de conservación y los desarrollos hidrocarburíferos que requiere el país, se suscribió un convenio para desarrollar acciones estratégicas en el marco de un modelo de reordenamiento socio-ambiental en la zona amortiguadora del área de manejo especial de la Macarena.



Adicionalmente, se inició la ejecución del proyecto de implementación del método de planeación ambiental estratégica – EAE, con el fin de contar con procesos sistemáticos que evalúen las consecuencias ambientales y sociales en las políticas, planes y programas del sector de hidrocarburos, lo cual garantizará la incorporación de las variables ambientales y sociales para la toma de decisiones frente a los proyectos de exploración y producción del sector, propiciando una actuación integral del Estado, a través de las diferentes entidades que desarrollan actividades en el país, desde la perspectiva del desarrollo sostenible y el bienestar de las comunidades.

En relación con el seguimiento que realizó el Área de Comunidades y Medio Ambiente a los trámites que en relación con contratos de E&P se cursan en el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, se logró una coordinación interinstitucional que permitió:

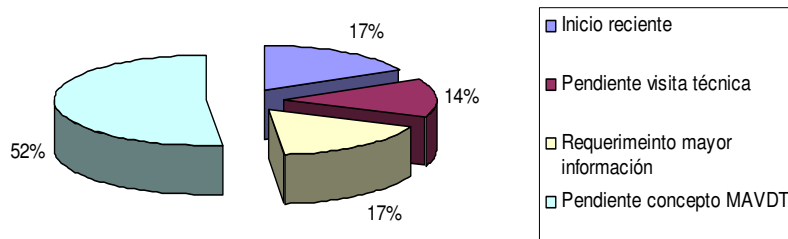


- Mantener un reporte actualizado de la situación de los trámites ambientales que cursan en el MAVDT, conociendo oportunamente las actuaciones que se inician, los requerimientos que se formulen y las licencias y demás autorizaciones que se otorguen.
- Velar para que los trámites de licenciamiento ambiental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

Seguimiento a los trámites ambientales de contratos E&P

Contratos	Cantidad	Actividad desarrollada
Contratos E&P firmados a dic/06	84	Se ha hecho seguimiento a los trámites ambientales en la totalidad de los E&P
Proyectos que no han iniciado trámite ambiental	32	De igual forma se hace seguimiento. 3 proyectos no requieren trámite ambiental. Hay 3 demoras injustificadas (se le hizo requerimiento a la empresa)
Proyectos que cuentan con licencia ambiental	27	Continúa seguimiento verificando que el MAVDT realice el monitoreo respectivo a la ejecución del proyecto
Procesos que tienen trámites pendientes ante MAVDT	29	Seguimiento para verificar que las empresas entreguen la información solicitada por el MAVDT de manera oportuna. Se coordina con el MAVDT la práctica de visitas técnicas oportunas para la emisión del respectivo concepto.
Áreas devueltas por renuncia del contrato E&P	5	Trabajo coordinado con el MAVDT, para garantizar el cumplimiento de los requisitos para abandono del área
Áreas devueltas parcialmente	13	Trabajo coordinado con el MAVDT, para garantizar el cumplimiento de los requisitos para abandono parcial del área
Trámites administrativos en el MAVDT de carácter Sancionatorio	3	Seguimiento con el objeto de establecer posibles afectaciones a la ejecución del contrato
Casos especiales (Campo Tello, L.A Guasimo, Nashira, Rajú)	4	Participación estrecha en el trámite, para dar solución a los obstáculos que se han presentado

Trámites ambientales de los contratos E&P ante el MAVDT



De la misma forma, se ha brindado acompañamiento a las empresas que desarrollan las actividades de exploración marina para el cumplimiento requisitos necesarios para acceder al pronunciamiento de la DIMAR a que se refiere el Decreto 644 de 1990, particularmente en lo referente al concepto técnico que debe emitir el MAVDT.

Convenios y contratos firmados por año en el área de comunidades y medio ambiente

Año	Cantidad
2.005	8
2.006	9

3. Seguridad

La ANH contrató en el 2006 los servicios de la firma TRUST para definir el rol, los objetivos, los alcances y una propuesta de modelo de gestión de la entidad, en el manejo de los temas socio políticos y de seguridad que afectan la viabilidad, sostenibilidad y reputación de las operaciones en el país.

Como resultado de esa consultoría, se diseñó un marco estratégico de acción de la ANH que prioriza sus actividades en las áreas de i) derechos humanos y libertades públicas; ii) seguridad de las operaciones hidrocarburíferas; iii) transparencia y buen uso de las regalías; iv) mejoramiento de la democracia en escenarios locales; v) diálogo intercultural con poblaciones minoritarias.

Adicionalmente, la ANH apoyó la actualización de los análisis de riesgos socio políticos y de seguridad que esa firma produjo para el Gobierno y las empresas del sector minero energético durante el 2003 y 2004, en el marco del Acuerdo Gobierno-Industria.

Los resultados de este análisis, realizado mediante seis talleres regionales, validaron la estrategia de la ANH para la administración de los temas socio políticos y de seguridad y apoyaron la definición de su agenda de prioridades para el 2007 en la materia.



ABASTECIMIENTO

En desarrollo de la función de abastecimiento designada a la ANH mediante el Decreto 1760 de 2003, durante el 2006 esta entidad realizó diversas actividades, dentro de las cuales se destacan:

1. Convenio con la UPME

En desarrollo del convenio marco suscrito entre la ANH y la UPME en el 2005, estas entidades continuaron adelantando actividades relacionadas con el apoyo interinstitucional en materia de planeación y abastecimiento de energéticos.

- Estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético, realizado por Arthur D Little

El objetivo de este estudio fue el de determinar, a partir del balance oferta – demanda de la matriz energética del país, un Plan de Abastecimiento Energético como herramienta dinámica de planeación en horizontes de corto y mediano plazo. Esto se hizo a partir de un análisis integral técnico-económico de las diferentes alternativas para el abastecimiento de energía en el país. En este sentido, se desarrollaron y analizaron escenarios de oferta y demanda para el abastecimiento energético colombiano bajo condiciones de eficiencia económica, considerando fuentes convencionales y no convencionales de energía primaria, infraestructura disponible, señales económicas del mercado, y el marco institucional vigente respecto del aseguramiento del abastecimiento energético nacional.

Principales resultados:

El desarrollo del estudio se basa en la construcción de escenarios para analizar la estrategia de abastecimiento energético. Para tales fines, se realizó un taller de prospectiva en el cual se identificaron seis variables a tomar en cuenta en cada escenario: éxito exploratorio de crudo, éxito exploratorio de gas, crecimiento económico, integración regional, precios internacionales de los energéticos y seguridad. Por su impacto y nivel de incertidumbre, se considera que estas variables pueden determinar el desarrollo del sector energético en Colombia en el largo plazo.

Se construyeron tres escenarios: caso base (prórroga del autoabastecimiento), favorable (Colombia, hub energético regional) y adverso (Colombia dependencia energética externa).

Haciendo uso del modelo de abastecimiento diseñado en la consultoría, se desarrolló para cada escenario proyecciones de oferta y demanda de los diferentes energéticos, sus respectivos balances, el cálculo estimado de

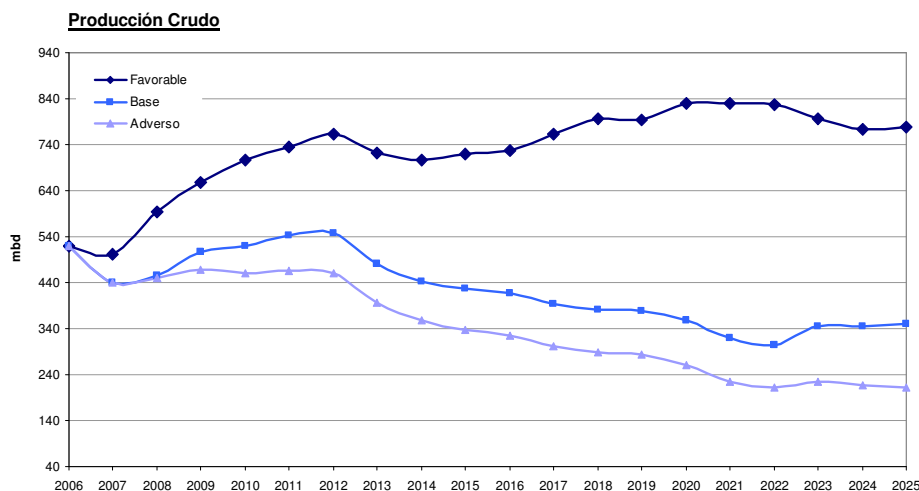
inversiones requeridas para garantizar la oferta, determinación del efecto en la balanza comercial, exportaciones e importaciones de energía y estimación gruesa de emisiones de CO₂ por energía consumida.

A través de la construcción de estos escenarios, se puede analizar el impacto sobre la matriz de abastecimiento energético del país de la posible entrada en operación de proyectos que requieren altas inversiones de capital como GTL, CTL y proyectos inherentes al desarrollo del mercado de energéticos en el país como expansiones de la capacidad de refinación, upgrading de crudos pesados, y biocombustibles.

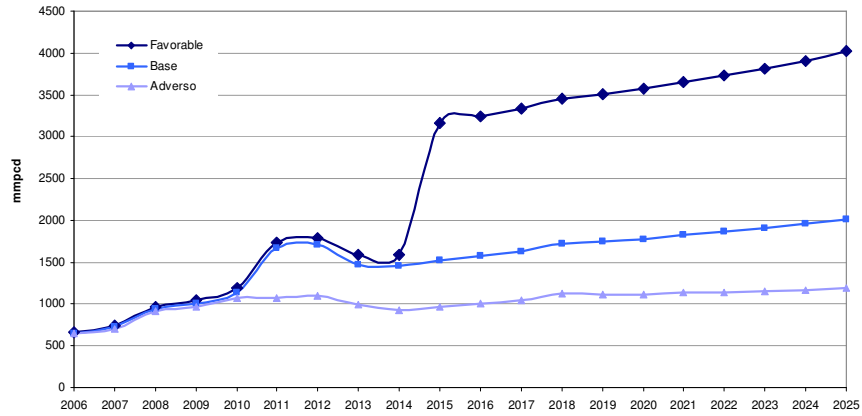
En este sentido, el Plan de Abastecimiento diseñado consiste principalmente en la identificación de un programa de inversiones para los próximos 20 años con el fin de responder oportunamente al crecimiento esperado de la demanda energética del país. Con este mismo propósito, se construyeron tres escenarios alternativos que complementaron el análisis por cuanto permiten identificar, a pesar de los esfuerzos que se puedan hacer por promover las inversiones, el impacto sobre las condiciones de abastecimiento de factores exógenos tales como éxito exploratorio, crecimiento económico, precios internacionales, seguridad del país y situación geopolítica regional.

Finalmente, los cálculos y análisis realizados a partir del modelo elaborado aportan elementos para identificar acciones de política para cada uno de los sectores energéticos y estructurar así la estrategia de abastecimiento del país.

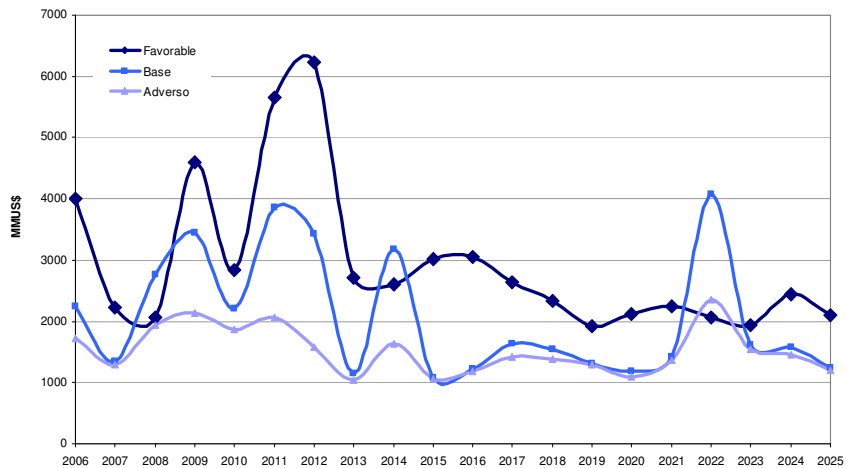
Las principales conclusiones del estudio son:

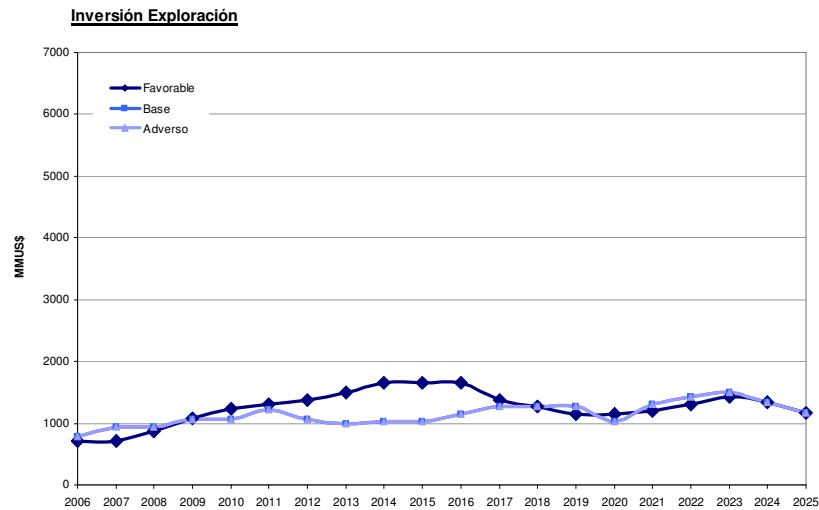


Producción Gas



Inversión E&P





Comentario: Las inversiones en actividades de recuperación mejorada y desarrollo de campos maduros pueden significar la diferencia de un escenario a otro en términos de inversión. Sin embargo, para un mismo esfuerzo por incorporar nuevas reservas el grado de éxito exploratorio será determinante. Mediante acciones de recuperación mejorada en el corto plazo se logrará sin menor incertidumbre prorrogar la pérdida de autoabastecimiento.

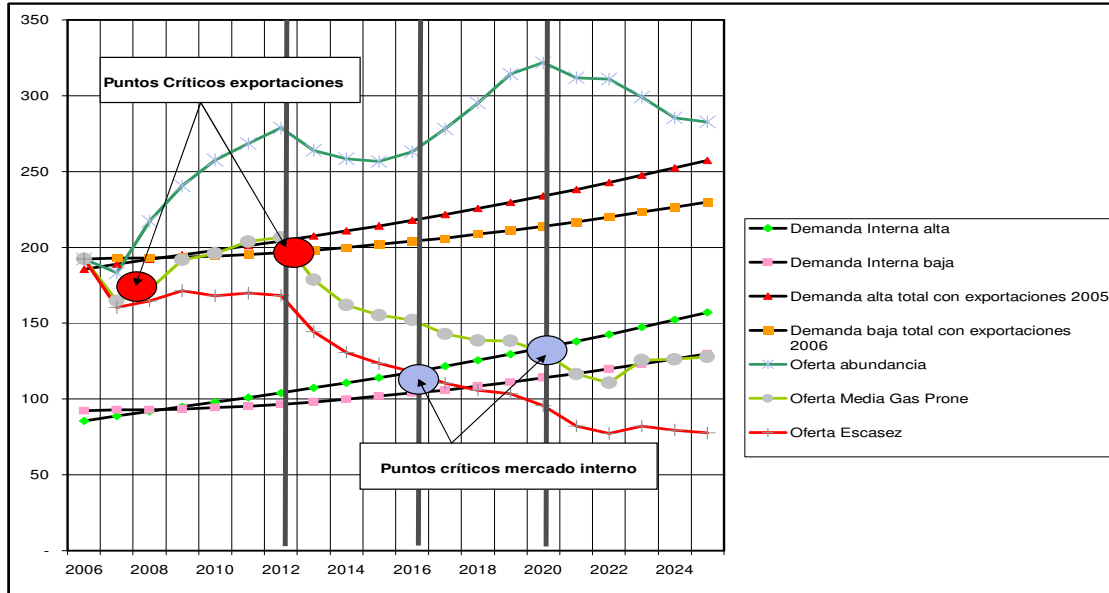
- Diseño de una política integral de precios de los energéticos para el caso colombiano

Este estudio tuvo como objeto "diseñar una política integral de precios a nivel del sistema energético para el caso colombiano, que responda a los objetivos de la política energética establecidos en el Plan Energético Nacional - PEN y el Plan 2020."

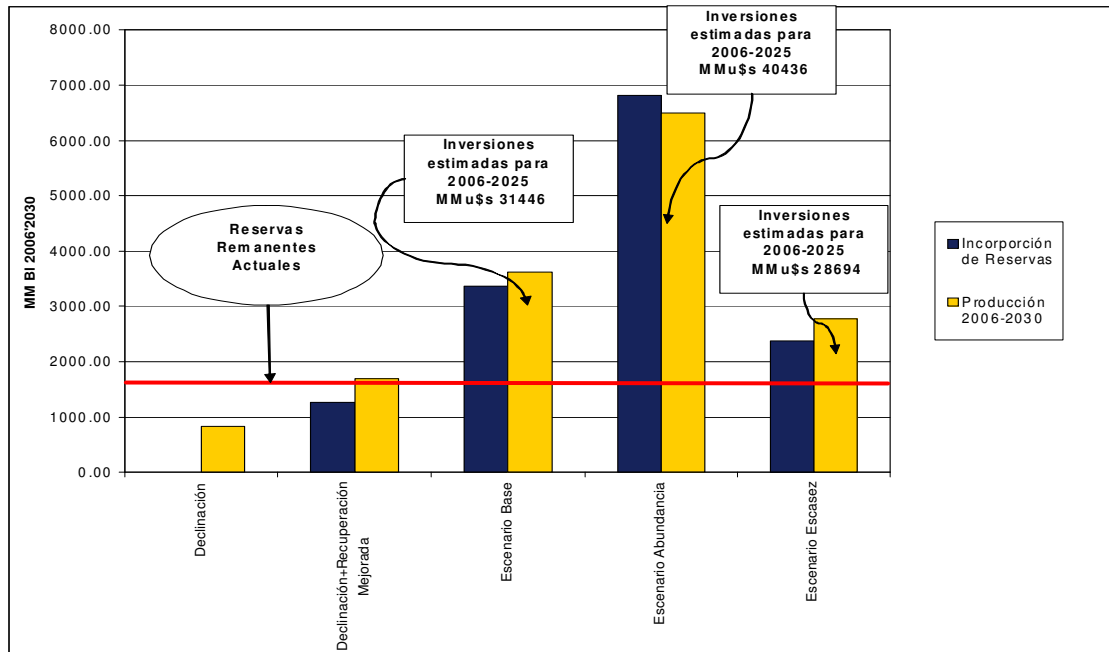
Principales conclusiones:

- El análisis realizado ha reflejado la necesidad de realizar ajustes sobre la política de precios. Esto se debe al costo de agotamiento de los hidrocarburos, costos ambientales por uso de recursos más abundantes (como el carbón).
- La oferta de hidrocarburos depende de un esfuerzo exploratorio de magnitud que debe ser emprendido a corto plazo.

Pronósticos de producción de crudo



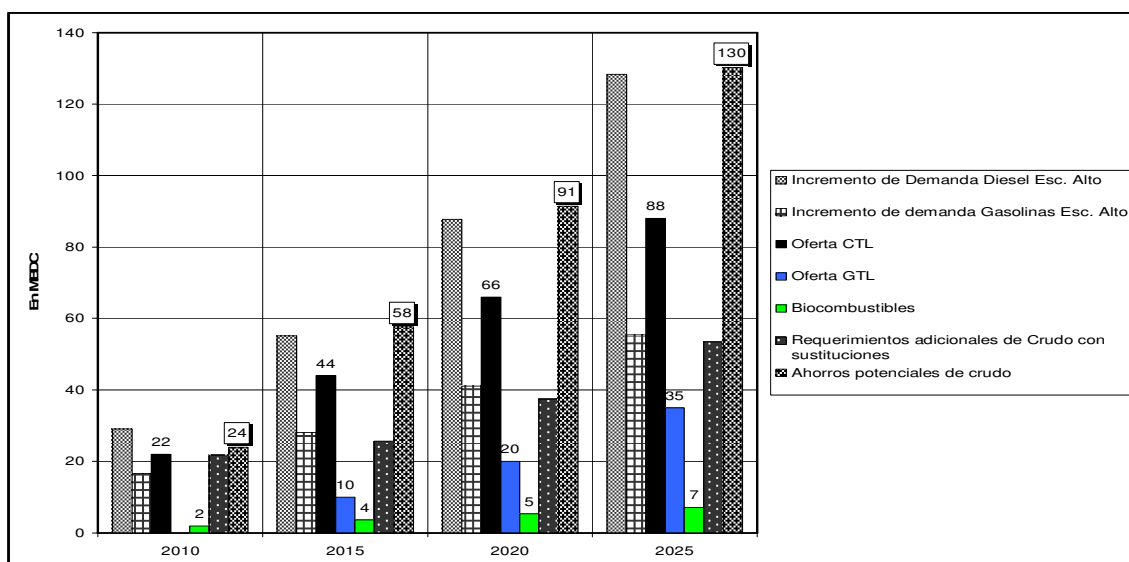
Necesidades de producción y reservas



Los esfuerzos de inversión exploratoria son de gran importancia para obtener los resultados esperados en términos de incorporación de reservas.

- La creación de fondos específicos a través de la vinculación de los ingresos fiscales adicionales creados por una meta de referencia para el precio del mix de derivados del petróleo ex refinería, permitiría incrementar simultáneamente los ingresos fiscales hasta el tope del crecimiento del PBI y el excedente ser considerado como destino de un fondo para inversión de riesgo, tendiente a asegurar la sustentabilidad fiscal de mediano y largo plazo, habida cuenta de la importancia del sector energético colombiano en la economía.
- El precio de referencia del programa de desmonte de subsidios permite el desarrollo de alternativas que disminuirían la demanda adicional de crudo en el mercado interno (CTL, GTL y Biocombustibles).

Simulación hipotética del ahorro de demanda adicional de crudo si se abastece con combustibles alternativos: CTL, GTL y biocombustibles



- Para el caso de la formación de precios de oferta de biocombustibles, parece aconsejable establecer una fórmula mixta que fije un piso y un techo a fin de dar señales de largo plazo y promover dicha oferta de manera equilibrada y sustentable.
- Las modalidades del crecimiento de la sobretasa aplicada a los combustibles de uso en transporte debe ser vinculada al fondo para promover inversiones de riesgo, o en todo caso si tal idea no fuese implementada, ser modificada la actual fórmula de cálculo con el fin de amortiguar los impactos sobre los consumidores.



Libertad y Orden



- El análisis muestra la conveniencia de enfrentar la incertidumbre y los impactos negativos de escenarios de abastecimiento energético adversos mediante una estrategia que aproveche las sinergias generadas por la posibilidad de diversificar y robustecer la canasta de abastecimiento de derivados producidos por fuentes distintas al petróleo, promoviendo a su vez la búsqueda de mayores reservas a través de un agresivo programa de exploración de hidrocarburos.

- Determinación del mercado real de gasolina, ACPM y GNV en Colombia

El objeto de este estudio era “desarrollar una evaluación del mercado real de combustibles, con el fin de determinar la demanda actual de gasolina motor, gasolina extra, GNV y diesel oil, en todo el territorio nacional por sector económico, tipo de combustible, segmento del parque automotor y uso final, mediante un estudio de mercado realizado en las estaciones de servicio y a los grandes consumidores”.

Las principales conclusiones del estudio son:

- Durante el 2005 se comercializaron legalmente 106,5 millones de galones/mes: 89,1% de gasolina corriente, 4% gasolina corriente oxigenada, 6,5% gasolina extra, 0,2% gasolina extra oxigenada y 0,2% importada. Durante el mismo año se comercializó legalmente 109,2 millones de galones/mes de diesel: 92,1% de origen nacional, 4,7% importado y 3,2% exento de impuestos por acuerdos municipales.
- Se estima que en el 2005 ingresó desde Venezuela y Ecuador 22 millones de galones/mes de contrabando.
- Las pérdidas por ingresos fiscales debido al contrabando ascendieron en promedio a USD 17 millones mensuales. La pérdida por IVA e impuesto global significa USD 14,4 millones, mientras que los municipios dejan de percibir USD 2,6 millones mensuales.
- Por el lado de la demanda, se estima que se comercializó un 12% más de gasolina motor legalmente disponible y un 5,5% para el caso del diesel.
- El país consumió alrededor de 120,2 millones de galones/mes de gasolina motor durante el 2005 (97,3% a través de estaciones de servicio, 2% a través de ventas callejeras o clandestinas y 0,7% por parte de grandes consumidores) y 114,0 millones de galones/mes de diesel (68,1% a través de estaciones de servicio, 30,9% por grandes consumidores y el 1% por ventas callejeras o clandestinas).

- Sistemas de información para la cadena de distribución de hidrocarburos, fase 1



Este estudio consiste en realizar el análisis, diseño, desarrollo, implementación y capacitación del sistema de información para el control y seguimiento de la comercialización y distribución de combustibles líquidos a nivel nacional, en ambiente web, el cual contará con dos módulos principales:

- Todo lo relacionado con la información y requerimientos establecidos en el Decreto 4299 de 2005 y sus reglamentarios;
- El módulo de control y seguimiento de Órdenes de Pedidos entre los distintos agentes que intervienen en la cadena de combustibles.

Se tiene previsto que el sistema deberá estar listo para entrar en operación a finales del año 2007, una vez se concluyan las capacitaciones que se realizarán en todas las ciudades capitales del país y que cubra el 100% de los agentes de la cadena de distribución de hidrocarburos líquidos.

- Análisis y evaluación técnica y económica de la producción de combustibles líquidos a partir de carbón para el caso colombiano

Todo el proceso contractual que se deriva de este estudio fue llevado a cabo durante el 2006 hasta el momento de su adjudicación. Este estudio tiene como objeto "evaluar y analizar técnica, económica, financiera y ambientalmente la posibilidad de producir combustibles líquidos a partir de carbón de producción nacional, teniendo en cuenta las diferentes tecnologías disponibles en el mercado aplicables al país, determinando la localización más adecuada del centro de producción para el caso colombiano".

En la actualidad este proyecto se encuentra en ejecución y tendrá una duración de veinte semanas a partir de la firma del acta de inicio.

2. Contrataciones realizadas por la ANH

- Estimación, análisis y comparación de los costos de exploración y producción de hidrocarburos en las cuencas colombianas y diseño de una metodología para la actualización periódica de los mismos

Se contrató con la firma Ziff Energy Group la realización de este estudio. Mediante este proyecto la ANH pretende obtener costos de referencia que le sirvan para afinar los modelos de planeación petrolera y de abastecimiento, y como apoyo durante los procesos de negociación y seguimiento de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos.

Las actividades a desarrollar se resumen en el siguiente cuadro:



Objetivos	Actividades
Caracterización de las cuencas y estimación de costos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Caracterización de cuencas ▪ Identificar variable que afecten los costos ▪ Estimar cantidades máximas y mínimas de inversión por cuenca ▪ Estimar los finding cost, development cost y lifting cost
Diseño de la metodología de actualización y proyección de costos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Definir funciones para los costos ▪ Diseñar la metodología para la actualización de los costos estimados ▪ Capacitar a funcionarios de la ANH acerca del modo de implementar dicha metodología ▪ Realizar una proyección para los próximos cinco años de los costos estimados
Análisis de los resultados obtenidos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Identificar y analizar los principales factores que marcan las diferencias en las estructuras de costos entre Colombia y otros países. ▪ Clasificar las cuencas de acuerdo a su nivel de riesgo de inversión. ▪ Recomendar políticas, mecanismos e incentivos para reducir los costos y por tanto mejorar las condiciones de inversión en exploración y producción de hidrocarburos en el país

3. Contrataciones en el marco del convenio con Fonade

En el marco del convenio suscrito con Fonade en 2006, la ANH realizará las contrataciones de los siguientes estudios:

- Diseño e implementación de un sistema de información geográfica para la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, evaluación de riesgos de interrupción del abastecimiento y elaboración del Plan Nacional de Seguridad del Suministro de Hidrocarburos

Se consideró necesario efectuar un proyecto con el propósito de evaluar los riesgos de interrupción del suministro de hidrocarburos en el país, soportado, en parte, en el diseño e implementación de un Sistema de Información Geográfica que permita analizar detalladamente lo referente a la vulnerabilidad de la infraestructura de transporte y almacenamiento. Adicionalmente, se espera abarcar también otros factores como el nivel de competencia de los mercados, la formación de precios, los riesgos de inversión para el sector privado, la dependencia de las importaciones, relaciones políticas con países proveedores, situaciones de orden público, etc.

Las actividades a desarrollar durante la ejecución de este contrato se resumen en el siguiente cuadro:



Objetivos	Actividades
Diseño e implementación del Sistema de Información Geográfica de la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, SIGT	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Obtener información georeferenciada actualizada de la infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos (petróleo, gas y derivados) del país. ▪ Obtener información comercial georeferenciada, referente al comportamiento de la oferta y demanda de hidrocarburos en el país, en el corto, mediano y largo plazo. ▪ Diseñar, implementar y poner en marcha un Sistema de Información Geográfica de la Infraestructura de transporte y almacenamiento de hidrocarburos (SIGT)
Evaluación de los riesgos de interrupción del abastecimiento y elaboración del Plan Nacional de Seguridad del Suministro de Hidrocarburos	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Establecer las situaciones que puedan ocasionar interrupciones en el suministro de hidrocarburos (petróleo, gas y derivados) en el corto, mediano y largo plazo. ▪ Evaluar del riesgo de las situaciones de interrupción del suministro identificadas, en términos de su probabilidad de ocurrencia y de la determinación del impacto que puedan causar. ▪ Elaboración del Plan Nacional de Seguridad de Suministro de Hidrocarburos

- Gerencia para el desarrollo de combustibles líquidos alternativos en Colombia

La propuesta del sector hidrocarburos como parte de la política de este sector en el Plan Nacional de Desarrollo, sugiere la definición a largo plazo de una canasta óptima de energéticos para satisfacer la demanda de hidrocarburos incluyendo el suministro para refinación, así como sustitutos económicos para uso final tales como biocombustibles (biodiesel y etanol), líquidos de gas (GTL) y líquidos de carbón (CTL).

En este sentido, la ANH en conjunto con el MME han identificado la necesidad de crear una gerencia de combustibles líquidos que tenga como propósito apoyar a las entidades del Estado en el impulso de mecanismos para incentivar la inversión en la producción de combustibles alternativos y asegurar un entorno económico que propenda por su sostenibilidad, en beneficio del aseguramiento del abastecimiento de hidrocarburos en el mediano y largo plazo.

Por lo anterior, se quiere implementar una gerencia especializada, liderada por el MME, para impulsar el desarrollo de combustibles líquidos alternativos en Colombia, que contemple entre otros, el siguiente alcance:

- Identificar y proponer posibles ajustes al esquema de desarrollo del programa de biocombustibles,



Libertad y Orden



- Identificar necesidades de ajustes de política para el desarrollo de combustibles líquidos alternativos,
- Definir objetivos y metas para el desarrollo del programa con las entidades y organizaciones interesadas e involucradas en el mismo,
- Establecer requerimientos de inversión en tecnología e infraestructura con el fin de incentivarla,
- Recomendar políticas orientadas a fomentar el desarrollo del programa,
- Promover la firma de convenios con otras entidades, públicas y privadas, con el fin de dar incentivos a la inversión privada y así facilitar el desarrollo de proyectos relacionados con la ejecución de este proyecto.

4. II Seminario de Abastecimiento



II Seminario de Abastecimiento

En el 2004, la ANH organizó el primer seminario de abastecimiento, con la participación de expertos nacionales e internacionales, con el fin de ampliar desde el punto de vista de las experiencias vividas en otros países, los objetivos principales que deben contener las estrategias nacionales para el abastecimiento energético.

Con el fin de dar continuidad a esta experiencia y al mismo tiempo, generar espacios de análisis sobre este tema en el país, en diciembre de 2006 se organizó el segundo seminario de abastecimiento, evento que fue aprovechado para exponer los resultados de los principales estudios realizados entre el de 2005 – 2006: formulación de una estrategia nacional de abastecimiento y diseño de una política integral de precios.

En este sentido, se organizó una agenda de presentaciones que dieran a conocer resultados y recomendaciones de los ya mencionados estudios, así como enfocar el tema de abastecimiento nacional hacia el aseguramiento energético del país, tomando en cuenta experiencias internacionales en estos temas.

Las principales conclusiones del evento fueron:

- Panel: fuentes no convencionales para el suministro de combustibles; para el caso colombiano es de importancia la experiencia de Brasil en el desarrollo de otras alternativas de suministro de energía para aprovechar al máximo los recursos propios disponibles.
- Panel: perspectivas e impactos del abastecimiento de hidrocarburos en el país; las empresas privadas y el gobierno coinciden en focalizarse en los siguientes aspectos: mayor inversión exploratoria, optimización y ampliación de la capacidad de refinación, desarrollo progresivo de los biocombustibles, desarrollo del mercado de gas natural, integración



regional, estudio factibilidad de otras alternativas de suministro como GTL, CTL.

- Inversiones E&P: mantener una activa promoción y atracción de inversiones en exploración y producción de hidrocarburos, con miras a la incorporación de nuevas reservas.
- Seguridad energética: teniendo en cuenta las experiencias de Brasil y España, para el caso colombiano es recomendable continuar explorando alternativas para diversificar las fuentes de suministro de energía, respaldar esta oferta con la infraestructura de transformación, transporte y almacenamiento que se requiera, y promover programas de eficiencia energética para optimizar los costos de la canasta energética del país.

Del caso brasilero es de resaltar el hecho que cerca del 29% de la demanda de energía es satisfecha a través de biocombustibles, y que de esta forma lograron disminuir considerablemente la dependencia de derivados de petróleo. Del caso español, es interesante ver que pese a que la dependencia de hidrocarburos importados es alta, han logrado minimizar el riesgo de desabastecimiento fortaleciendo la infraestructura de transporte y almacenamiento, diversificando el país de origen de los recursos, y desarrollando programas concretos de eficiencia energética.

- Situación actual del país: Colombia se encuentra actualmente, a diferencia de países como España, en una situación de autoabastecimiento pero con alta incertidumbre de poderse mantener en el futuro. Por tanto, es necesario continuar desarrollando políticas actuales como la promoción a la inversión en exploración de hidrocarburos, lo que permitirá disminuir la incertidumbre del autoabastecimiento, y programas como el de biocombustibles, sumado a la consolidación de herramientas de planeación que permitan prever oportunamente la necesidad de inversiones, y evaluar la viabilidad de proyectos y alternativas específicas.

Colombia cuenta tanto con recursos propios como regionales para abastecer su demanda energética, en un momento dado la carencia de infraestructura (de transformación, transporte y almacenamiento) puede llegar a ser el elemento limitante del abastecimiento.

- Biocombustibles: Son evidentes los beneficios que los biocombustibles le han significado a Brasil, no solo desde el punto de vista de contar con otras alternativas de abastecimiento de combustibles (29% consumo de energía), sino por contribuir en la generación de empleo y el desarrollo social. Para el caso colombiano se vislumbra un importante potencial a ser aprovechado en búsqueda de beneficios similares.



- Dieselización: El aumento del consumo de diesel de manera más acelerada al crecimiento de la demanda de gasolina en casi todos los países, ha empezado a causar inconvenientes con los excedentes exportables de gasolina debido a la dificultad de encontrar mercado para este producto.



Libertad y Orden



PLANEACIÓN

Durante el 2006, el grupo de planeación elaboró el informe de gestión del año 2005, el cual fue presentado al Consejo Directivo como una referencia de los principales logros de ese año. Así mismo, bajo este grupo de trabajo estuvo a cargo la elaboración del Plan Estratégico 2007 - 2010, Plan de Acción 2007, Plan Indicativo 2006 - 2010 y Plan de Inversiones 2007.

Para el caso del plan de inversiones, el grupo de planeación prestó apoyo a la Subdirección Técnica en la elaboración de la justificación económica de realizar determinadas inversiones en áreas estratégicas para la ANH. Adicionalmente, se consolidaron las fichas de proyectos de inversión y se apoyó la formulación de los BPIN para la vigencia 2007 y 2008, con el propósito de planear las inversiones de 2007 con antelación, previendo los casos sujetos a vigencias futuras.

En atención al cumplimiento de las funciones mandatarias de la ANH, se dio apoyo al grupo financiero en la elaboración del anteproyecto de ley de presupuesto de inversión 2007.

Así mismo, el grupo de planeación coordinó la formulación y seguimiento al Plan de Desarrollo Administrativo, plan que se cumplió en un 87.8%, cifra que se reportó dentro de los plazos establecidos por el MME al sistema sectorial diseñado para tal fin. Igualmente se participó activamente en los comités Sectorial y Técnico Sectorial del sistema de desarrollo administrativo liderados por el MME.

1. Seguimiento a proyectos

Con el fin de hacer seguimiento a los proyectos de inversión que desarrolla la ANH mediante sus diferentes grupos de trabajo, el grupo de planeación ha venido implementando mecanismos que contribuyan con este objeto, para lo cual ha diseñado las siguientes herramientas de apoyo:

- **Manual de indicadores:** consiste en un documento que brinda acceso a la conceptualización y metodología para el diseño y cálculo de indicadores de desempeño en la ANH. Se espera que a partir de este manual, se acceda a un material que permita realizar labores de seguimiento, así como promover la instauración de indicadores de desempeño en la gestión de la ANH, facilitando el mejoramiento de la gestión y la rendición de cuentas públicas.
- **Seguimiento a indicadores:** actividad mensual de seguimiento a los indicadores de gestión de la entidad y de la industria, previamente



identificados con el fin de tener conocimiento detallado del cumplimiento de las actividades estratégicas de la entidad.

- **Fichas de proyectos:** consiste en un formato informativo sobre objetivos y metas del plan estratégico de cada proyecto, costo del proyecto y definición de plazos de duración de las actividades relacionadas con la ejecución de los mismos. Estas fichas tienen como propósito proveer información acerca de los proyectos de inversión de la ANH con el fin de hacer seguimiento.
- **Seguimiento a proyectos:** a partir de las fichas mencionadas, el grupo de planeación debe realizar seguimiento del cumplimiento de las actividades asociadas al desarrollo de cada proyecto, como son recopilación y análisis de información, estudio de conveniencia y oportunidad, solicitud de certificado de disponibilidad presupuestal y registro presupuestal, etc. Lo anterior, con el fin de prever el vencimiento de los plazos de ejecución del proyecto y del presupuesto asociado al mismo.

2. Transferencia de tecnología

Desde la creación del comité de transferencia de tecnología, el grupo de planeación se desempeña como secretario del mismo, realizando diversas actividades relacionadas con la gestión del comité según las indicaciones de la Dirección General y la reglamentación interna vigente sobre el tema.

En este sentido, la principal actividad realizada durante el 2006 por los miembros del comité fue la elaboración del reglamento interno para la asignación de recursos provenientes de transferencia de tecnología, el cual fue adoptado por la ANH mediante resolución interna 456 del 28 de diciembre de 2006.

Dicho documento consiste en la definición de requisitos, obligaciones y en general, procedimientos que los beneficiarios potenciales interesados en desarrollar programas de capacitación o de investigación y desarrollo deberán tomar en cuenta al momento de solicitar financiamiento de los mismos.



GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA

Grupo Financiero

La Agencia atiende actualmente sus procesos de contabilidad, tesorería, presupuesto y regalías, además de los de nómina, activos fijos e inventarios, a través de un convenio de reciprocidad con la Unión Temporal Banco de Occidente y Edgar Nieto & Asociados Ltda.

Como resultado de este convenio, la ANH ha fortalecido sus actividades en los siguientes aspectos operativos:

- Niveles de seguridad en sus operaciones internas y externas, en la medida que las mismas se efectúan a través de canales dedicados puestos por la UT.
- La información de alto grado de sensibilidad es encriptada.
- Existe una adecuada segregación de funciones tanto en la UT como al interior de la Subdirección.
- Se definió y documentó los procesos y procedimientos de las diferentes operaciones del área financiera.
- Se efectuaron ajustes de tecnología tanto en el hardware, como el software, según las necesidades de la operación.
- Se definieron perfiles y niveles de usuario, tanto en la UT como en la Agencia.
- Se definieron controles adicionales para el manejo de pago de proveedores (pared de validación modificación, retiro, adición de cuentas).
- Las instalaciones de la UT, sus equipos y los PC del área financiera, se encuentra dentro del protocolo de seguridad del Banco de Occidente.

Como resultado de la auditoría integral efectuada por la Contraloría General de la República para la vigencia fiscal 2004 - 2005, esta entidad interpretó los estados financieros de la ANH, por falta de una metodología de capitalización y amortización de gastos de proyectos de inversión y en razón a que no registró y valoró la información técnica recibida de Ecopetrol.

Como resultado de los compromisos adquiridos en el plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República, la ANH a través del Convenio 194051 de 2004 suscrito con FONADE en diciembre de 2006, celebró un contrato con la firma Ernst & Young para desarrollar las actividades tendientes a dar cumplimiento a los compromisos adquiridos en el plan mencionado: auditoría tributaria, metodología de capitalización y amortización



de los gastos y metodología de valoración de la información geológica y técnica.

1. Actividades presupuestales

Al inicio de la vigencia fiscal, se llevaron a cabo actividades relacionadas con el cierre de la vigencia 2005, tales como revisión de las operaciones presupuestales del año, conciliándolas con los flujos contables de tesorería y contratación.

Una vez terminado el cierre, se inició el análisis del tema del aplicativo de presupuesto, fijándose como meta establecer una lista de recomendaciones para discutir las con el proveedor del software y medir el impacto de su implementación.

De la misma manera, se identificó la necesidad de ejecutar automáticamente las operaciones de orden de giro y giro para nómina, que hasta ese momento se hacían de manera manual, operación por operación.

Se implementó el uso de certificados de disponibilidad presupuestal (CDPS) y registros presupuestales (RPS) generales que además de mejorar la eficiencia de la operación, permitió consolidar un tipo de operación en un solo certificado de disponibilidad, haciendo más fácil su análisis y consulta.

En relación a los módulos de presupuesto, tan solo se utilizaba el módulo de gastos, para lo cual el área financiera implementó el uso del módulo de ingresos, obteniendo la información en forma automática y confiable, del aplicativo contable.

En los meses de septiembre y octubre se inició el envío a cada supervisor y responsable de rubros presupuestales, los estados de cuenta de CDPS, RPS y Reservas, para su correspondiente análisis y retroalimentación al área de presupuesto. Aquí se da inicio a la ejecución de acciones que a la postre dieron valor agregado para el cierre de fin de año.

Se dio inicio al proyecto de solicitud digital de operaciones presupuestales, se definieron e hicieron los diseños para las diversas operaciones presupuestales, las cuales se harán directamente por la red interna de la ANH y desde el equipo de cada usuario, contribuyendo al ahorro en el consumo de papel, agilizando el proceso de autorización y solicitud de operaciones. La meta de la coordinación es la de poner en funcionamiento la digitalización de solicitudes presupuestales en el mes de febrero de 2007.

Se diseñó y desarrolló durante el primer semestre de 2006, una base de datos en Access, para el control de las siguientes actividades:



- Control y seguimiento de los activos e inventarios del campo Tello
- Control y seguimiento de la correspondencia recibida en la Subdirección Administrativa y Financiera
- Control y Seguimiento al pago a proveedores
- Control y seguimiento a las tareas asignadas dentro de las áreas de presupuesto, administrativa, financiera, recursos humanos, recursos físicos y contratación y las tareas asignadas a la U.T. Banco de Occidente – Edgar Nieto y Asociados
- Solicitud de operaciones presupuestales
- Generación de informes
- Niveles de seguridad

2. Anteproyecto de presupuesto 2007

Se elaboró el anteproyecto de presupuesto para la vigencia 2007, consolidando la información suministrada por cada área, analizándola con el Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

En el tema de nómina, se debió ajustar las proyecciones a los lineamientos legales en cuanto a autorización máxima de incremento, establecidos en la ley 617 de 2000 o ley de austeridad en el gasto. De igual manera fue el caso del tema de Operación Comercial del campo Tello, sustentado también ante Hacienda, repitiendo el ejercicio de proyección y explicando la utilización de los referentes como precio de WTI, TRM, proyección de la curva de producción, regalías, transporte, seguros, etc.

3. Marco de gasto mediano plazo

Se elaboró el marco de gastos de mediano plazo - MGMP, el cual fue presentado, consolidado y sustentado sectorialmente en los Ministerios de Minas y Energía y Hacienda y Crédito Público, proceso que culminó en el mes de mayo. No obstante, en el mes de junio se realizaron reuniones con Hacienda para aclarar algunos aspectos que ellos consideraron necesarios.



El MGMP se definió hasta el año 2010, año en el que vence el actual periodo de gobierno, siguiendo las directrices trazadas por el Gobierno Nacional.

4. Actividades contables

A partir del 29 de marzo de 2006, la contabilidad de la Agencia está a cargo de la Unión Temporal Banco de Occidente y Edgar Nieto & Asociados.

A la fecha del presente informe la Agencia no ha efectuado el cierre de sus estados financieros, toda vez que el plazo para la presentación de los mismos ante la Contaduría General de la Nación, vence el próximo 27 de febrero. No obstante, se hará referencia a algunas actividades y labores realizadas durante la vigencia 2006 y se presentará un informe de algunas de las cuentas del balance que no presentarán cambios, o de presentarse serán mínimos.

Al 31 de diciembre de 2006, los saldos y promedios del mes que presentaban las diferentes cuentas corrientes y de ahorro con que cuenta la ANH para manejar los diferentes recursos que administra, fueron:

(Cifras en millones)

Nombre de la cuenta	Número	Diciembre	
		Saldo	Promedio
Recaudo Regalías	263-03846-5	267.338	70.670
Recaudo Propios	263-03847-3	19	3
Recaudo BIP	263-03849-9	62	187
Pagadora Propios	263-82669-5	2.028	7.182
Pagadora Regalías	263-82670-3	3.817	40.635
Derechos Económicos	263-82671-1	1.243	8.427
Litoteca	263-82672-9	4.150	3.987
BIP	263-82673-7	4.823	3.726
Tello	263-82685-1	6.349	12.428
Regalías Marítimas	263-82867-5	23.617	20.405

Al 31 de diciembre de 2006, la ANH tenía invertido en TES Clase B, adquiridos con la Dirección del Tesoro Nacional, la suma de \$1.301.297 millones valor nominal, correspondientes a recursos de funcionamiento, proyectos de inversión y regalías:

La política de la ANH en esta materia es invertir la totalidad de los excedentes de tesorería resultantes al final de cada mes en Títulos TES, Clase B, del mercado primario, independientemente de haber cumplido con el porcentaje estipulado en el decreto antes citado.

A continuación se presenta un comparativo de transacciones entre el 2005 y 2006, en el cual se aprecia el crecimiento de la operación de la Agencia:

5. Regalías

La ANH se encuentra en el proceso de aplicación de pruebas al módulo de regalías contratado con la firma Axesnet, el cual liquidará las regalías y los descuentos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera - FAEP de manera automática y se alimentará del aplicativo del MME a través de interfase automática.

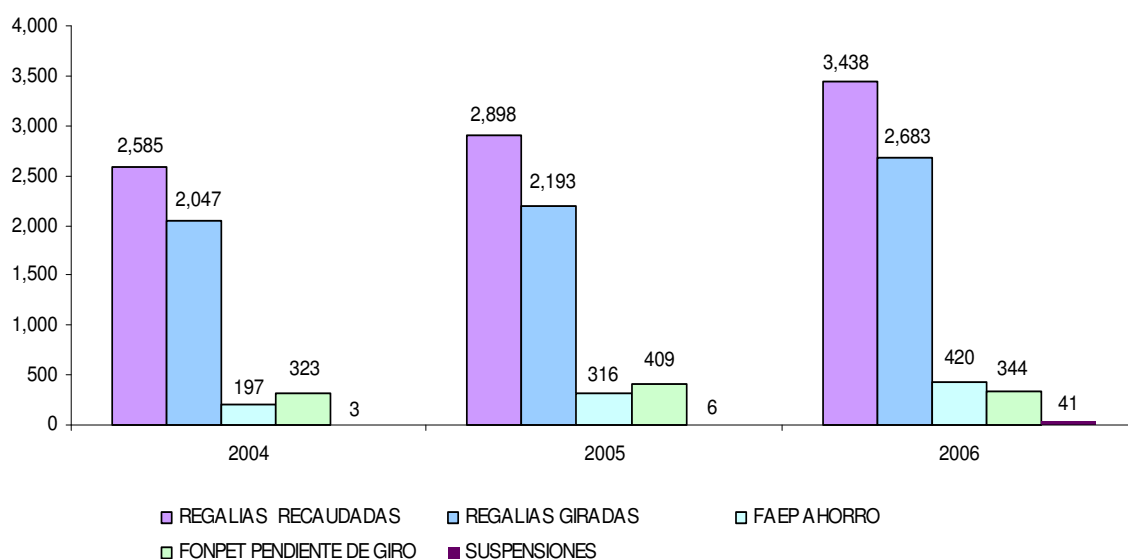
A la fecha la ANH liquida las regalías en el Sistema Beneficiario de Regalías – SBR propiedad de Ecopetrol S.A., adelantando a la fecha el proceso de cesión de esta aplicación para que una vez obtenido el aplicativo de Axesnet, se mantenga un proceso en paralelo.

Dada la importancia y materialidad de la labor de pago de regalías, se ha pensado en tener, en caso de contingencia, alguna de las dos aplicaciones. A la fecha el área de regalías maneja unos procesos alternos al SBR, para garantizar la confiabilidad de los pagos. De igual forma, la cesión del SBR, permitiría a la Agencia maximizar la operatividad de esta aplicación.

Recibidas las liquidaciones de regalías provisionales y definitivas elaboradas y enviadas por parte del Ministerio de Minas y Energía, el área de regalías consolida y calcula los valores que deben ser recaudados en pesos, tanto con Ecopetrol S.A. como con los demás operadores de los contratos suscritos por la Agencia.

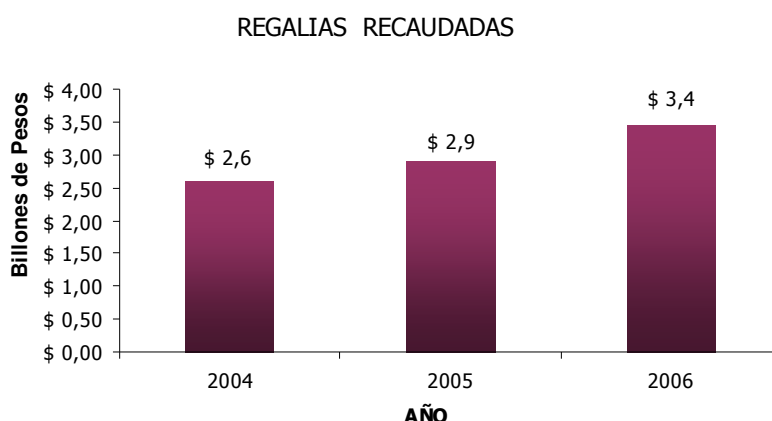
Recaudo de regalías

(Cifras en millones de pesos)



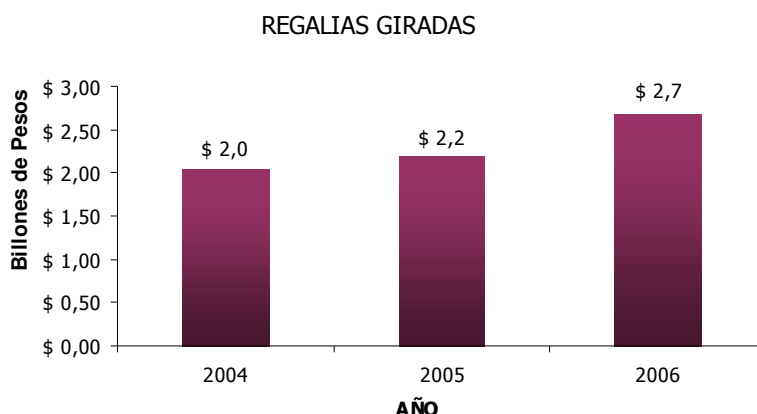


Las regalías generadas en el territorio nacional por la explotación de hidrocarburos y que han sido recaudadas por la ANH, presentan el siguiente comportamiento en los últimos tres años:



La anterior gráfica no incluye las liquidaciones de regalías correspondientes al mes de diciembre de 2006, cuya liquidación se espera para finales del mes de enero de 2007, de conformidad con los términos establecidos en el Decreto 625 de 1996.

Las regalías generadas en el territorio nacional por la explotación de hidrocarburos, giradas por la ANH, presentan el siguiente comportamiento en los últimos tres años:

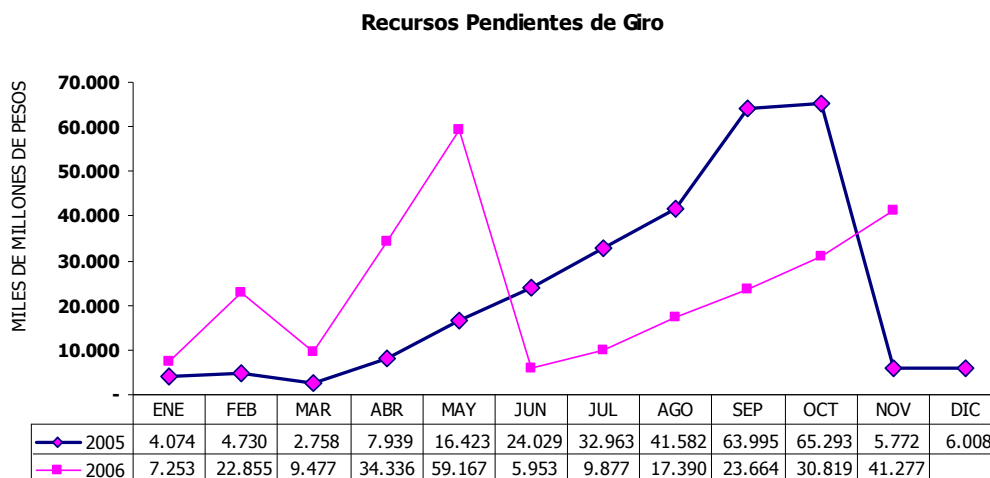


La ANH ha cumplido oportunamente con las instrucciones impartidas por la Dirección de Regalías del DNP, respecto de las suspensiones de regalías y modificaciones de cuentas, siendo importante resaltar la labor conjunta adelantada con dicha Dirección, revisando permanentemente los entes

territoriales suspendidos y las cuentas bancarias autorizadas para el giro de los recursos, entre otros aspectos.

En este sentido, se formalizaron veintitrés (23) cambios de cuenta y ocho (8) órdenes de suspensión de giros, manteniendo actualizada la base de datos de beneficiarios.

Por lo anteriormente descrito, la permanencia de recursos ocasionada por suspensiones de regalías es como se detalla a continuación:



En la vigencia 2006 se incluyeron nuevos beneficiarios de regalías tales como: el departamento de Córdoba, los municipios de Tópaga y Corrales en Boyacá (contratos administrados por la ANH), y el municipio de Icononzo en Tolima se sumó como nuevo beneficiario por la aplicación del Decreto 3229 de 2003, compartiendo la participación en regalías a favor del municipio de Melgar.

En este mismo sentido, la Dirección de Hidrocarburos del MME en aplicación del artículo 9º de la Ley 756 de 2002, ordenó la redistribución de regalías en el departamento de la Guajira beneficiando a los municipios de Riohacha, Dibulla y Uribia.

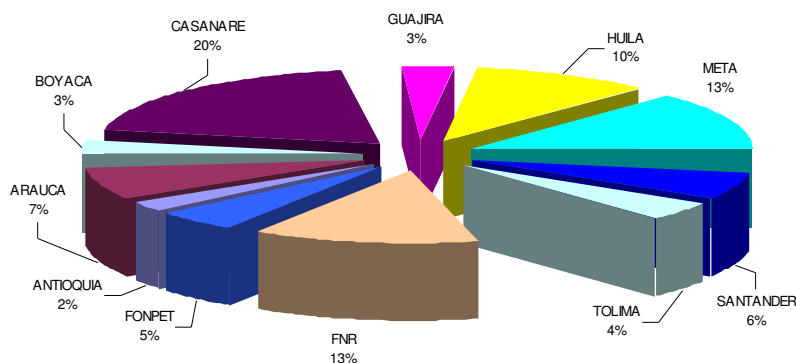
La ANH ha considerado de vital importancia tener informada a la comunidad respecto del giro de regalías, es así como, una de sus políticas de divulgación ha sido la publicación trimestral en un diario de circulación nacional de los pagos efectuados. De igual forma, la actualización permanente de la información en la página Web de la entidad, se ha consolidado como una importante herramienta para el suministro ágil y oportuno de los datos históricos y detallados mes a mes.

En el siguiente cuadro se puede observar el acumulado de regalías pagadas durante la vigencia fiscal 2006, agrupadas por departamento y puertos.

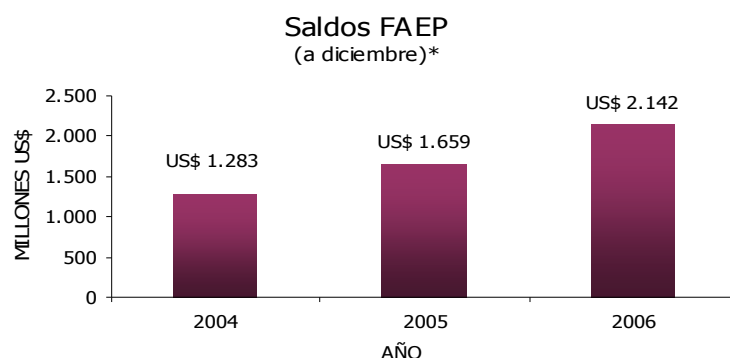
**REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
PERIODO COMPRENDIDO ENTRE
EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2006
Pesos Moneda Legal**

BENEFICIARIO	2006
ANTIOQUIA	68.249.027.691
ARAUCA	205.532.445.624
BOLIVAR	46.861.229.875
BOYACA	87.604.838.077
CASANARE	575.135.378.603
CAUCA	10.276.242.849
CESAR	9.112.158.268
CORDOBA	290.794.450
CUNDINAMARCA	13.661.678.916
GUAJIRA	87.279.555.172
HUILA	297.430.319.353
META	366.812.805.957
NARIÑO	354.350.912
NORTE DE SANTANDER	23.551.401.621
PUTUMAYO	57.019.094.332
SANTANDER	180.036.841.704
SUCRE	1.243.550.413
TOLIMA	121.558.043.664
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	70.421.321.170
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	68.305.661.998
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	61.315.765.738
FNR. ESCALONAMIENTO	5.451.204.449
COMISION NAL. REGALIAS 1% Ley 756	26.224.394.299
DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR.	375.751.822.940
FONPET	140.160.312.126
TOTAL	2.899.640.240.201

Las participaciones más altas por departamento son:



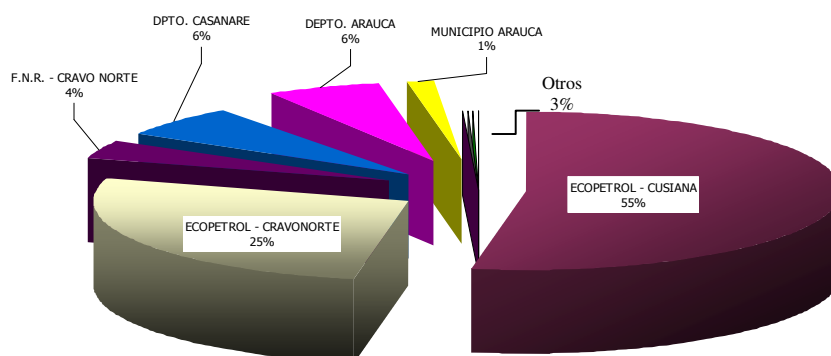
El saldo acumulado del FAEP al 31 de diciembre de 2006, asciende a la suma de US\$ 2.142 millones de dólares, siendo su comportamiento en los últimos tres años como sigue:



*Nota: El saldo al 31 de diciembre de 2006, contempla hasta la liquidación de regalías provisional de noviembre 2006, elaborada por el Ministerio de Minas y Energía.

Los valores que le corresponde ahorrar a las entidades partícipes del Fondo, son cobrados por la ANH y abonados por Ecopetrol directamente en cuenta en el exterior. Para el caso de los desahorros, la Agencia efectúa el giro correspondiente a cada uno de las entidades partícipes del mismo.

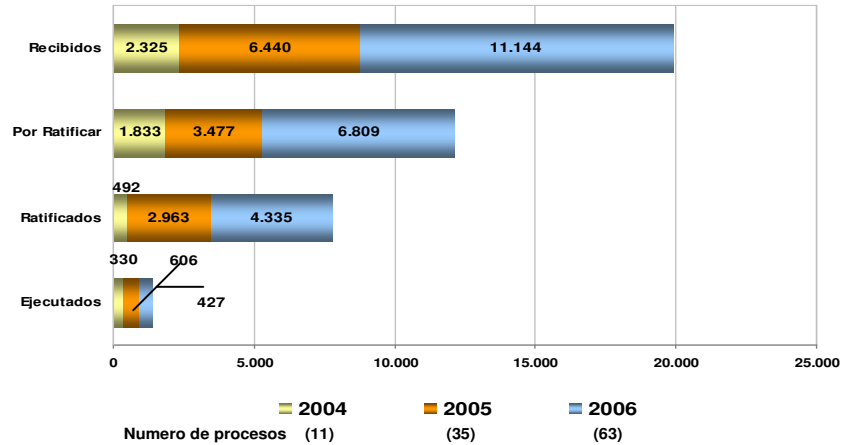
La composición del FAEP al 31 de diciembre es como sigue:



La Agencia ha prestado especial atención a los embargos, estableciendo como procedimiento que una vez recibida esta orden, se solicita al juzgado reconsiderar la medida, teniendo en cuenta las diferentes certificaciones y conceptos emitidos por el MME, la Procuraduría General de la Nación y el DNP, sobre inembargabilidad de los recursos de regalías.

El comportamiento de embargos para las vigencias 2004, 2005 y 2006 es como sigue:

Miles de Millones de Pesos



Para el cumplimiento, seguimiento, control y ejecución oportuna de los requerimientos de embargos, el área de regalías de la Subdirección Administrativa y Financiera, desarrolló la siguiente base de datos:

REPORTE RETENCIÓN EMBARGOS REGALIAS

Información del Municipio demandado: Tolú, NIT: 892.200.839, Sucre

Información del demandante: MONICA ISABEL VASQUEZ CORREA, 32.404.566

Información del proceso: PROCESO: EJECUTIVO SINGULAR, OFICIO: 0307, CUANTIA DEL EMBARGO: 150.000.000,00, VIGENTE: NO

JUZGADO: JUZGADO TERCERO CIVIL DEL CIRCUITO DE SINCELEJO, SINCELEJO, RADICACION JUZGADO: 2003-00330-00

RATIFICACIÓN: Oficio 0561 del 15/06/2004, Desembargo:

Trámite ANH: FECHA RECIBIDO: 22-Jun-04, RADICADO: 00438

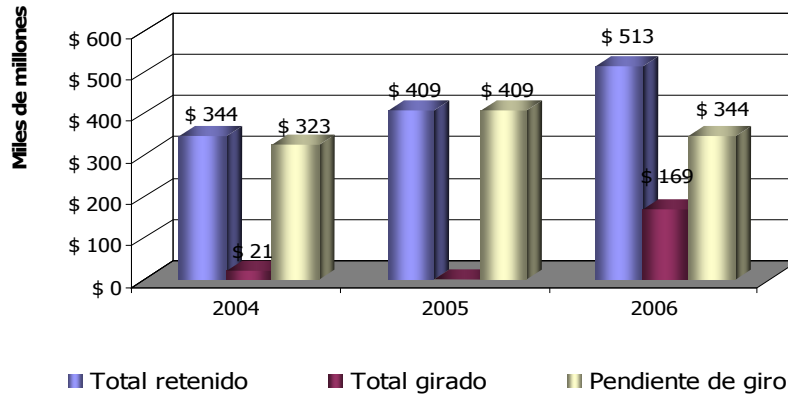
Observaciones: LA DIRECTORA GENERAL DE PRESUPUESTO LE NOTIFICA AL JUZGADO LA INEMBARGABILIDAD DE LOS RECURSOS, NO OBSTANTE, EL JUEZ RATIFICA LA MEDIDA.

CUMPLIDO

Consignaciones en depósitos judiciales	Valor	Fecha
150.000.000,00	150.000.000,00	11-Ago-04
	0,00	
	0,00	
	0,00	
Saldo por Retener:	0,00	0,00

Ubicación en Archivo: Carpeta: 1, No. Proceso: 4

La ANH ha dado estricto cumplimiento a los descuentos que con cargo al FONPET deben efectuarse a cada ente beneficiario de regalías, sin embargo, hasta el mes de octubre de 2006 fue posible efectuar la entrega de los recursos correspondientes a las liquidaciones de regalías del mes agosto en adelante, en los términos y condiciones establecidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público. Pese a las múltiples solicitudes, continúan pendientes de entrega los descuentos efectuados en las vigencias 2004, 2005 y hasta julio del 2006, los cuales ascienden a \$1.075.816 millones, así:



Dichos recursos se encuentran actualmente invertidos en títulos TES, adquiridos en el mercado primario, de conformidad con lo establecido en el Decreto 1013 de 1995 – inversión forzosa de excedentes de liquidez.

Grupo Administrativo

1. Gestión humana

Se adelantaron las siguientes actividades:

1.1 Entrega de los procesos de nómina a la Unión Temporal Banco de Occidente - Edgar Nieto & Asociados

Se entregó la información, por funcionario y acumulados, del aplicativo de nómina que manejaba esta dependencia al outsourcing, con el propósito de que se encargara del proceso de liquidación y elaboración de la nómina de sueldos de los funcionarios bajo la supervisión de la ANH.

Adicionalmente, la UT asumió el manejo del proceso de viáticos para los funcionarios de la ANH, siendo ésta la encargada de tramitarlos, liquidarlos y pagarlos.

La entrega de dichos procesos y su manejo externo, ha traído una serie de beneficios para la entidad, en la medida en que se han fortalecido esquemas de seguridad y de control interno consistentes en dobles controles, adecuada segregación de funciones y el cambio en el aplicativo de nómina, solucionando en un 100% las debilidades que presentaba el anterior aplicativo, en cuanto a reportes, funcionalidad, seguridad y acceso amigable.



1.2 Definición y divulgación de procedimientos

En desarrollo del mencionado contrato, se definieron y divulgaron los procedimientos del área, en los que se identifican los pasos que se deben seguir para el reconocimiento y pago por cada uno de estos conceptos: viáticos, nómina, cesantías, seguridad social y parafiscales.

1.3 Planes de Bienestar Social, Salud Ocupacional y Capacitación

Se estructuraron las siguientes actividades como parte de los planes de Bienestar Social, Salud Ocupacional y Capacitación, con base en las necesidades detectadas.

- Actividades de Bienestar Social
- Actividades de formación y capacitación
- Actividades en Salud Ocupacional
- Conformación, dotación y capacitación de las brigadas de emergencia
- Selección firma de intermediación ante la ARP

1.4 Proceso de selección para el cargo de Subdirector Técnico

En cumplimiento a las directrices impartidas por el Gobierno Nacional relacionadas con la meritocracia, consignadas en la Ley 909 de 2004 y Decreto 1601 de 2005, se adelantó un proceso de contratación de una firma experta en selección de personal, para que adelantara el proceso de selección de candidatos con el fin de proveer el empleo de Subdirector Técnico de la ANH, adjudicado a la firma Korn Ferry International.

1.5 Procesos de inducción y reintucción

Se realizaron los procesos de inducción del personal recién vinculado a la entidad y se adelantaron jornadas de reintucción enfocadas a la realización de concursos de méritos, apoyados con la Escuela Superior de Administración Pública – ESAP. Así mismo, se adelantaron charlas relacionadas con el contenido de la Ley 1010 de 2006, por medio de la cual se adoptan medidas para prevenir, corregir y sancionar el acoso laboral y otros hostigamientos en el marco de las relaciones de trabajo.

1.6 Concursos para ascenso y provisión de cargos de carrera administrativa

Con el fin de cumplir con los requerimientos de la Comisión Nacional del Servicio Civil relacionados con la realización del concurso de méritos para la carrera administrativa, se efectuó un trabajo de validación, con los líderes de cada uno de los grupos de trabajo del área misional de la entidad, de la información de los ejes temáticos solicitados a través del Ministerio de Minas y



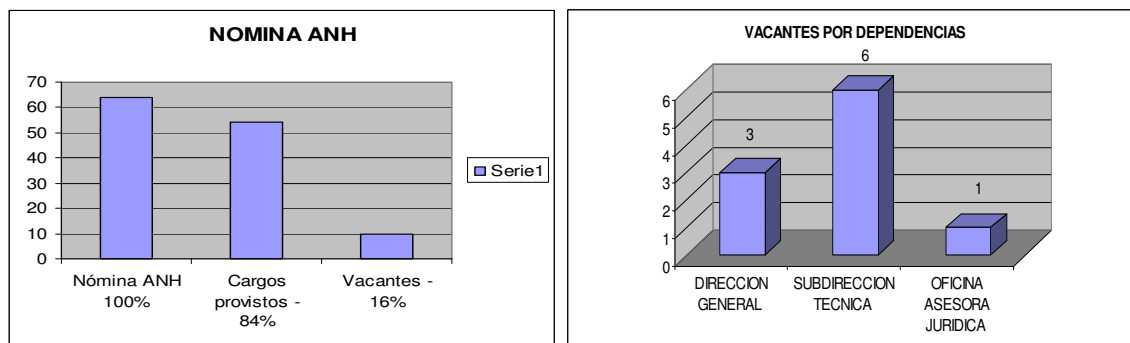
Energía, entidad que consolidó esta información por sector. Estos ejes temáticos que se acordaron, servirán de base para la construcción de las pruebas de conocimiento que se aplicarán en la segunda fase de los concursos. Se anexa informe final enviado al MME.

1.7 Planta de personal

A 31 de diciembre de 2006, la planta de personal se encontraba provista en un 84%.

Para los nombramientos en cargos de carrera administrativa se han surtido los trámites de autorización ante la Comisión Nacional del Servicio Civil. Para los cargos de libre nombramiento y remoción se han atendido las instrucciones impartidas en la Directiva Presidencial 03 del 4 de agosto de 2006, así como en la circular expedida por el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República del mismo mes y año, relacionadas con la publicación de las hojas de vida de las personas opcionadas para estos cargos, en las páginas web de la entidad correspondiente y del Departamento Administrativo de la Presidencia de la República.

Los siguientes gráficos ilustran la distribución de la planta de personal a 31 de diciembre de 2006:



1.8 Proceso de selección para el cargo de jefe de control interno

Respecto al cargo de jefe de control interno de la entidad, se surtió el trámite previsto en las normas vigentes sobre la materia. Para ello la ANH puso a consideración del Departamento Administrativo de la Función Pública - DAFP varios candidatos con el fin de adelantar el proceso de selección pertinente, encontrándose a la espera de la comunicación de los resultados correspondientes.

1.9 Propuesta de modificación de planta



Libertad y Orden



La Agencia adelantó durante el año 2006, diferentes gestiones para la ampliación de su planta de personal, con base en estudios especializados que se realizaron con el fin de determinar las necesidades de la ANH en esta materia.

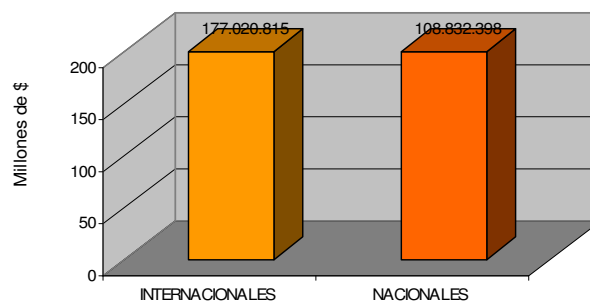
El proyecto presentado al Ministerio de Minas y Energía, al Programa de Renovación de la Administración Pública – PRAP del Departamento Nacional de Planeación, al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Administrativo de la Función Pública, contempla dos fases: la primera referente a la reclasificación de algunos cargos de la planta, y la segunda a la ampliación del número de cargos.

El 6 de octubre de 2006, se presentó ante el Comité Técnico del Programa de Renovación de la Administración Pública – PRAP, la propuesta de modificación de la planta de personal antes descrita, a la que el Ministerio de Hacienda y Crédito Público dio viabilidad teniendo en cuenta que los costos anuales adicionales que se generaban, podían ser atendidos a través de contracréditos al rubro servicios personales indirectos. El DAFP presentó unas observaciones y recomendaciones con base en las cuales la entidad está trabajando para efectuar los ajustes pertinentes, que se presentará al DAFP.

1.10 Comisiones de servicio

Se tramitaron un total de 251 comisiones de servicios requeridas por las diferentes dependencias de la Entidad para el cumplimiento de las funciones institucionales, de las cuales 46 se realizaron a nivel internacional. De igual forma se adelantó el control de legalización de las mismas.

VALOR VIATICOS DE LAS COMISIONES INTERNACIONALES



1.11 Hojas de Vida

Se adelantó la revisión de la totalidad de las hojas de vida, depurando la documentación y organizándola de acuerdo con los lineamientos impartidos por el Archivo General de la Nación, incluyendo para cada una la hoja de control en



la que se relacionan los documentos que contiene cada unidad, actividad que a 31 de diciembre de 2006 se encuentra realizada en un 100%.

Adicionalmente es pertinente anotar que la información de cada una de las hojas de vida se encuentra digitalizada y puede ser consultada por los usuarios del área de gestión humana a través del sistema Sidra.

2. Contratación

Se adelantó el seguimiento a los contratos celebrados correspondientes a bienes y servicios en los siguientes aspectos:

- Numeración, perfeccionamiento y legalización
- Comunicaciones e informes
- Pólizas de seguros
- Cronograma
- Entregas o informes de avance
- Terminación y liquidación del contrato

De otra parte, se mantuvo actualizada la base de datos de la contratación de la entidad y demás información en línea. Así mismo, de manera conjunta con la Unión Temporal Banco de Occidente y Edgar Nieto & Asociados, se ha venido adelantando la confección de la base de datos de los proveedores de bienes y servicios con información sobre los elementos (bienes y servicios) que están en capacidad de suministrar a la Agencia, en unas condiciones determinadas (precios, tiempos de entrega, condiciones de entrega, entre otros), en formatos diseñados para el efecto, que contienen los siguientes datos:

- Datos generales
- Información bancaria
- Proveedores del exterior
- Información tributaria
- Clasificación del proveedor u oferente
- Clase de contrato

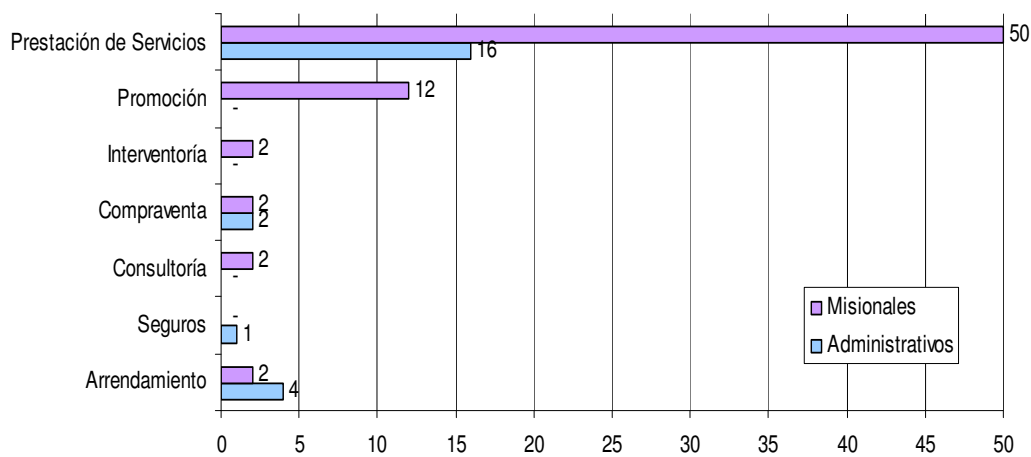
La ANH suscribió noventa y tres (93) contratos, por valor de \$21.136.983.246.32; setenta y cuatro (74) órdenes por valor de \$801.346.370.65 y dieciséis (16) convenios por valor de \$138.769.875.049; para un total de \$160.708.204.665.97, a través de los cuales se cumplieron funciones misionales y de apoyo de la entidad, tal y como se muestra en la siguiente gráfica:

La contratación se adelantó bajo el régimen de la Ley 80 de 1993 y sus decretos reglamentarios e incluyó la realización de dieciséis (16) procesos públicos de contratación: cinco (5) procesos de licitación pública, siete (7) procesos de contratación directa cuyo valor fue superior al 50% de la menor

cuantía; y cuatro (4) procesos de invitación directa pública, por el régimen establecido mediante el Acuerdo 035 de 2004 (régimen especial de contratación para la ANH), en los que el valor fue superior a 3.000 salarios mínimos, uno de los cuales fue declarado desierto.

La contratación restante se efectuó mediante procesos de selección directa con invitación privada, en los que por su naturaleza o cuantía, no fue necesaria la realización de un proceso público.

Los contratos del 2006, clasificados de acuerdo con su naturaleza, fueron los siguientes:



Se realizó la contratación de los intermediarios de seguros con la firma AON RISK COLOMBIA S.A. CORREDORES DE SEGUROS.

2.1 Convenios interadministrativos con Fonade

Los proyectos que se adelantaron en el marco de este convenio son:

- Adecuación nueva sede.
- Mantenimiento de licencias técnicas: Landmark Graphics Corporation-Schlumberger Surencó.
- Auditoría de impuestos: Ernst & Young.
- Integración aeromagnetogravimétrica.
- Agencia de viajes para la ANH
- Asesoría informática en seguridad y recuperación de desastres.
- Diseño conceptual de la sede del BIP.
- Betainvest. S.A.: consultoría para contratación de outsourcing financiero y contable.
- Fortalecimiento de la capacidad de interlocución entre Estado, Pueblos Indígenas, Comunidades Afrocolombianas y demás comunidades que se



encuentran radicadas en las áreas de influencia de los proyectos de Ecopetrol y la ANH.

- Paquetes de información técnica de la ronda Caribe: sistema de información georeferenciado de la ANH (SIG).
- Levantamiento de columnas estratigráficas y realización de análisis petrográficos, petrofísicos, bioestratigráficos y geoquímicos en las áreas Pasto-Bordo, Cali-Buga y Buga-Cartago, Cuenca Cauca-Patía.
- Interpretación de líneas sísmicas 2D de las cuencas Atrato-San Juan, Sinú-San Jacinto, Cesar - Ranchería y Soápage.

3. Recursos físicos

De conformidad con los plazos establecidos, códigos CUBS (catálogo único de bienes y servicios) y normatividad vigente del Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal – SICE, en el año 2006 se registró el plan de compras de la entidad por valor total de \$2.293.190.000. En el transcurso de la vigencia, se realizaron algunos ajustes atendiendo las necesidades de bienes y servicios surgidas.

De acuerdo a las normas vigentes sobre caja menor y con las directrices establecidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, la ANH a través de la resolución interna 002 del 2 de enero de 2006, constituyó y reglamentó la caja menor por valor total de \$22.1 millones. Durante la vigencia 2006 se realizaron gastos por valor total de \$10.369.742.

De otra parte, en el transcurso del año 2006 se tramitaron trece (13) legalizaciones ante el grupo financiero, un reembolso de fondos mediante resolución interna 333 de fecha 28 de septiembre de 2006, y a través de la resolución interna 453 del 27 de diciembre de 2006, se realizó la legalización definitiva de la caja menor.

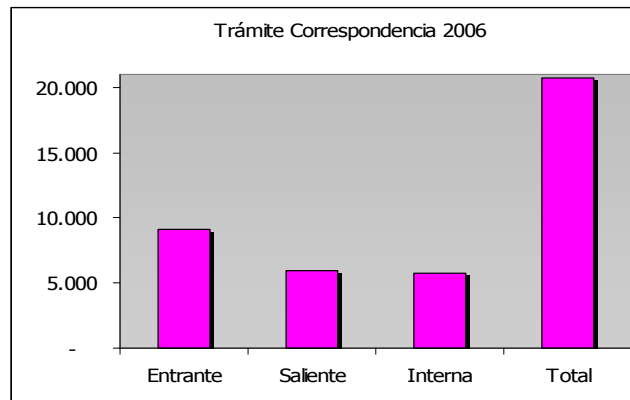
Con el fin de dar cumplimiento a la normatividad de archivo y correspondencia vigente, se adelantaron las siguientes actividades:

- Se creó el Comité de Archivo (6 reuniones).
- Se adjudicó a la Unión Temporal TDA el manejo de correspondencia sistematizada y en la organización, conservación y administración del archivo físico y electrónico de la ANH.
- Se elaboró un modelo de gestión documental que incluyó la elaboración y entrega de: tablas de retención documental (TRD) de acuerdo a la normatividad para su elaboración, manual y procedimientos para el manejo de correspondencia y manual y procedimientos para el manejo y conservación de los archivos físicos y electrónicos.
- A través de las Resoluciones 457 y 458 de diciembre 28 de 2006, se adoptaron las TRD y el Manual de Correspondencia Sistematizada y de Archivo Físico y Electrónico, respectivamente.

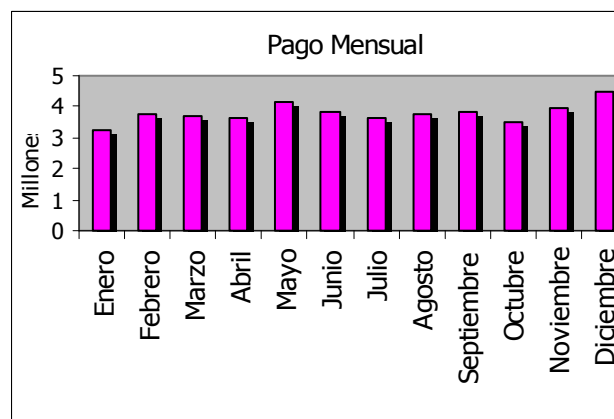
- Se realizó el escaneo masivo de los documentos relacionados con los contratos suscritos desde la creación de la ANH, creando con ello el archivo digital correspondiente.

Se instaló un aplicativo denominado SIDRA, en el cual se lleva un registro detallado de las comunicaciones enviadas y recibidas, tanto internas como externas de la entidad.

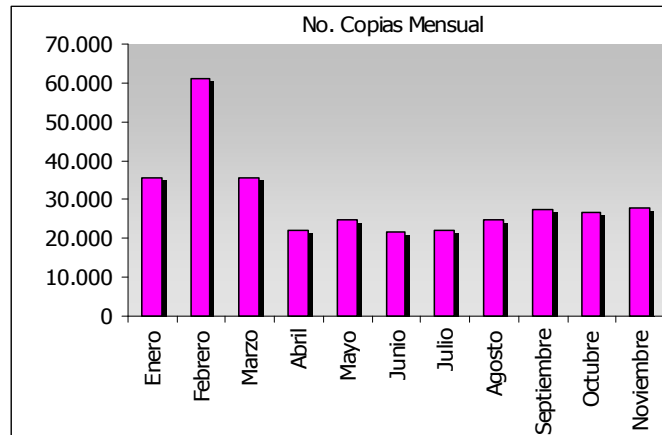
En el transcurso de la vigencia 2006, el sistema de correspondencia registró un total de 20.763 comunicaciones, distribuidas en entrante, saliente e interna, como lo muestra la siguiente grafica:



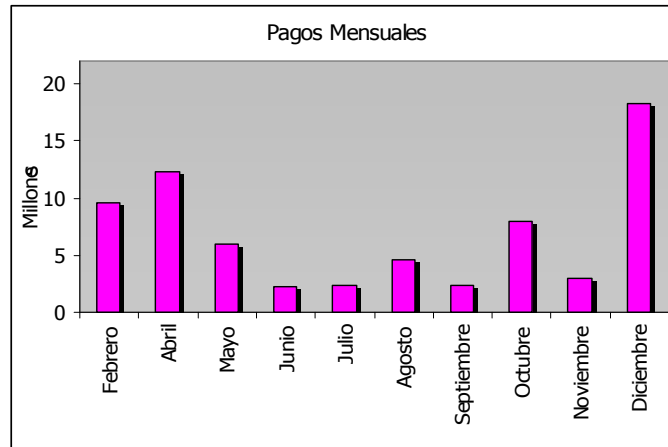
A través del convenio interadministrativo suscrito con ADPOSTAL, se entregó en los distintos destinos la correspondencia producida por la ANH, durante el periodo enero a diciembre de 2006, realizando pagos por valor total de \$45.556.400 discriminados mensualmente como se consigna en la siguiente gráfica:



Con el fin de contar con el servicio de fotocopiado se suscribió una orden de servicios con la firma Gran Imagen EU. Se tramitaron pagos por valor de \$27.286.343, disminuyendo un 44% los pagos respecto al año anterior.



Durante el año 2006, la ANH contó con dos proveedores de elementos, útiles de oficina e insumos de impresión, Rapid Cartuchos y Sumimas. Para el año 2006 se tramitaron pagos por valor total de \$68.714.298.



Ante la adquisición de su nueva sede, la ANH suscribió con FONADE un convenio mediante el cual se contrató el diseño final y posterior obra y sus adecuaciones.

La Agencia inició operaciones en la nueva sede el 17 de abril de 2006 y realizó la entrega de las oficinas y equipos que ocupó en calidad de arrendamiento, durante los dos últimos años en el Edificio Guadalupe.

Las oficinas de la ANH disponen de un área privada de 1.774,82 m² y 40 lugares de parqueo (6 sencillos y 17 dobles). Las instalaciones cuentan con un



sistema de seguridad integrado por un circuito cerrado de televisión de 14 cámaras distribuidas en los tres niveles, sistema de control de acceso (tarjetas electrónicas y lectoras de proximidad y biométricas), sistema de alarma de intrusión, sensores magnéticos en puertas y alarma tipo estrober, sistema de detección de incendio, compuesto por detectores de humo iónicos y sistema manual tipo pánico.

El centro de cómputo dispone de un sistema de detección y extinción con gas inerte denominado AEROCORT, además del sistema automatizado de red contra incendios con que cuenta el Edificio 100 Street.

Durante la vigencia 2006, se tramitaron pagos por concepto de administración de las oficinas por valor total de \$86.554.824 e impuesto predial por \$18.851.000 (\$6.480.000 oficina 1301 y \$12.371.000 oficina 1401)

A través de la resolución interna 286 de agosto 31 de 2006, se adoptó el instructivo para el manejo administrativo de los bienes de propiedad de la Agencia.

Reversión campo Tello: Se recibieron 1132 activos fijos y que en bodega de materiales se encontraban 3887 elementos, los cuales están siendo administrados por Ecopetrol en desarrollo del Acuerdo de entendimiento suscrito entre las partes.

Los bienes de la Agencia están debidamente asegurados, toda vez que los riesgos relativos a los funcionarios, bienes e intereses asegurables fueron amparados mediante la adjudicación de los diferentes ramos de seguros, realizada a través de la resolución interna 1370 de abril 26 de 2006.

El único siniestro presentado en la ANH en el 2006, fue el correspondiente a la pérdida de un video proyector en el mes de noviembre, presentándose en ese caso la reclamación a través del intermediario de seguros, quienes obtuvieron de la compañía aseguradora la respectiva indemnización, consistente en la reposición del bien.

4. Sistemas

Se actualizó el plan estratégico de sistemas conforme a la misión de la entidad y definición de las políticas y lineamientos de uso de los recursos, lo que le permitirá consolidarse entre los pilares de la institución.

En la nueva sede se adecuó la infraestructura teniendo en cuenta todos los aspectos relacionados (redes eléctricas, de datos, inalámbrica y telefónica, energía de respaldo, centro de cómputo con piso falso y aire acondicionado según la norma internacional). De esta forma la habilitación de los servicios asociados como correo electrónico, software financiero, GeoFrame, EPIS,



recursos compartidos como impresión e información, telefonía IP, etc., fue oportuna redundando en optimización de procesos y reducción de costos operativos para la Agencia.

Se adelantó la contratación de una firma para la administración y soporte de tecnología informática y de comunicaciones. Esta compañía provee una mesa de ayuda con tiempos de atención muy bajos y es responsable además de las labores de mantenimiento preventivo, previsorio y correctivo del hardware. De igual forma, ésta hace el acompañamiento a la Agencia en la interacción con proveedores y para realizar diagnósticos que conduzcan al mejoramiento continuo y a la identificación de oportunidades en las que se puedan aplicar nuevas tecnologías.

Durante 2006 se realizó la instalación de la planta telefónica con tecnología IP en Bogotá, la cual se puede conectar con plantas similares en las demás sedes, permitiendo que todas se comuniquen sin costo adicional ya que utiliza la misma red y canales de datos que forman parte de cualquier dependencia en la actualidad.

Se mantuvo la contratación del canal dedicado para el servicio de Internet, lo que permite tener alta disponibilidad en las comunicaciones. De igual forma, se dio curso a los contratos de mantenimiento de UPS y aire acondicionado que permitan garantizar la conservación y disponibilidad de los recursos y servicios asociados.

En cuanto a seguridad técnica se celebró el contrato que busca proveer custodia y almacenamiento a las copias de respaldo de la información de la ANH, fuera de las instalaciones de la entidad, con el fin de tener un plan de contingencia en caso de desastre.

5. Participación ciudadana

Mediante la expedición de la resolución interna 115 de abril 5 de 2006, se reglamentó el trámite interno del derecho de petición, quejas y reclamos y se creó el grupo de participación ciudadana.

La ANH cuenta con varios mecanismos de atención que permiten a los ciudadanos su fácil acceso, entre ellos se encuentran: medio escrito y electrónico, telefónico (línea 01-800-0953000) y personal.

Durante el 2006, se recibieron 558 solicitudes las cuales fueron atendidas de manera permanente y eficaz dentro de los plazos establecidos por la ley, con el fin de brindar un servicio oportuno a la comunidad.

6. Grupo interno antitrámites y de atención al ciudadano - GIAAT



Se creó y reglamentó el grupo interno antitrámites y de atención efectiva al ciudadano – GIAA, cuyo objetivo es establecer un marco de política orientado a la racionalización y automatización de trámites, lograr una mayor interacción entre los ciudadanos-empresarios y la Administración Pública, racionalizar los trámites dirigidos a los empresarios y ciudadanos, y brindar transparencia a las funciones del Estado.

La ANH cuenta con un trámite registrado en la página web del Estado www.gobiernoonlinea.gov.co, para solicitud de áreas para exploración y producción y evaluación técnica: este trámite fue incluido en la página de gobierno en línea y aprobado el 30 de junio por el Departamento Administrativo de la Función Pública – DAFP.

CONTROL INTERNO

1. Plan de mejoramiento 2005

Se cumplió con el 100% de los compromisos adquiridos por la ANH a 31 de diciembre de 2006, en el plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República para la vigencia 2005.

Se tenía previsto ejecutar 12 metas de las 39 acordadas, las cuales se cumplieron en su totalidad. Analizando el plan completo, el porcentaje de avance es del 53.8%, lo que significa que se ejecutaron 21 metas de las 39 definidas.

Estado de ejecución del Plan de Mejoramiento 31 de diciembre de 2006

ESTADO DE LAS METAS	NIVEL DE RIESGO (De no cumplirse la meta)	CANTIDAD DE METAS		% DEL TOTAL
		Oct 2006	Dic 2006	
CUMPLIDA CON FECHA ANTERIOR AL COMPROMISO	BAJO	4	12	30.8%
CUMPLIDA EN LA FECHA ESTABLECIDA	BAJO	1	9	23.0%
CUMPLIDA PARCIALMENTE	MEDIO	0	0	0.0%
NO CUMPLIDA	ALTO	0	0	0.0%
PREVISTA PARA EJECUTAR DESPUES DE LA FECHA DE CORTE DEL SEGUIMIENTO	NINGUNO	30	18	46.2%
TOTAL		35	39	35

2. Sistema de control interno

La ANH contrató a través de Fonade a la unión temporal ConCalidad – Remolina & Estrada para adelantar el proyecto “levantamiento, diseño, validación, documentación y acompañamiento en la implementación de los procesos; diagnóstico, diseño, construcción y acompañamiento en la implementación y operación de los sistemas de: gestión de calidad, control interno e información gerencial para la Agencia Nacional de Hidrocarburos”, por medio del cual se dará cumplimiento al compromiso de implementar el modelo estándar de control interno - MECI en la entidad.

En desarrollo de este proceso se suscribió el acta No. 002 por medio del cual el Director General y el equipo directivo de la ANH manifestaron el compromiso para la implementación de dicho sistema.



Mediante la resolución interna No. 0267 se adoptó el sistema de control interno MECI 1000:2005 de la ANH y adicionalmente, se conformaron los equipos de trabajo para la implementación del mismo, a través de las actas No. 002 y No.004 del 4 de mayo de 2006 del comité de coordinación del sistema de control interno y de gestión de calidad de la ANH.

Se elaboró el proyecto de resolución interna por medio de la cual se adopta el código de ética de la ANH, la cual fue expedida el 3 de mayo de 2006, bajo el número 145.

Los días 2 y 3 de febrero de 2006 se llevaron a cabo dos talleres sobre valores para todos los funcionarios de la ANH, al igual que para los contratistas vinculados a la entidad.

En el tema de valores, vale la pena señalar que se estructuró para la Dirección General un plan de acción que fue divulgado a los funcionarios y contratistas de la ANH el 24 de marzo de 2006, donde además de informarse sobre las actividades que involucraba dicho plan, se proyectó una película para divulgar y sensibilizar los valores.

De igual forma, se preparó junto con la empresa contratista DATIS Comunicaciones, una propuesta para la estrategia de sensibilización de los valores en la ANH y en cumplimiento de la misma, se efectuó una charla con el Zar Anticorrupción, dirigida a funcionarios y contratistas de la Agencia, la cual se llevó a cabo el 10 de agosto de 2006.

3. Auditorias internas, actividades especiales e informes

En mayo de 2006, la Contraloría Delegada para el sector de Minas y Energía dictó una charla sobre "control fiscal en el proceso precontractual y uso del anticipo" que estuvo dirigida a funcionarios, contratistas, interventores y supervisores de la ANH. Adicionalmente, el Departamento Administrativo de la Función Pública - DAFP organizó una charla sobre el manejo de riesgos de acuerdo al nuevo modelo de control interno MECI.

Se realizó un arqueo a la caja menor de la Agencia en enero de 2006, con ocasión de la entrada en vigencia de la ley de garantías electorales.

Se elaboró el informe de evaluación de contratación administrativa de la ANH, presentado el 11 de septiembre de 2006 y de evaluación de la ejecución presupuestal de la ANH, presentado el 14 de septiembre de 2006.

Se realizó un informe sobre la determinación de las cuantías para llevar a cabo la contratación de la Agencia. Se presentó el respectivo informe con las conclusiones y recomendaciones del caso.



Se realizó la auditoria interna del bloque "Bosques", respecto de los hechos que enmarcaron la negociación de la misma, la cual fue remitida a los miembros del Consejo Directivo de la Agencia, con el fin de aclarar la responsabilidad de la ANH en el manejo del mapa de tierras y la responsabilidad que atañe a Ecopetrol en el manejo de la información que se incorpora al mismo, sobre áreas de explotación directa y aquellas destinadas a los contratos de asociación que dicha empresa maneja.

Igualmente, se efectuó una auditoria interna al contrato 093/05 ejecutado por la U.T. B&G donde se hacen algunas recomendaciones sobre la liquidación del contrato en mención y el procedimiento a seguir en la contratación futura con uniones temporales.



APOYO JURÍDICO

De conformidad con las funciones asignadas por el artículo 14 del Decreto Ley 1760 de 2003, la Oficina Asesora Jurídica (OAJ) durante el 2006 centró sus actividades en aquellas de orden misional y de apoyo a la Dirección General, a la gestión administrativa y financiera, al área técnica y demás dependencias de la entidad, manteniendo el control de la eficiencia en los procesos contractuales, en las actuaciones administrativas y en las de carácter judicial.

Tratándose de una oficina asesora, cumplió en un 100% con la función de asesoría permanente a la Dirección General y a las demás dependencias de la Agencia en los asuntos jurídicos relacionados con la misma. Se emitieron los conceptos verbales y escritos requeridos por las diferentes dependencias.

Se atendieron y cumplieron con las citaciones de los organismos de control y se dio especial atención a los requerimientos formulados por la Contraloría en desarrollo de la Auditoría practicada en esta Entidad durante el presente año.

La OAJ asistió en calidad de Secretario Técnico a las reuniones del Consejo Directivo de la Agencia y se elaboraron 17 actas correspondientes a cada una de las sesiones.

En la fecha prevista para la reversión de la Concesión, la OAJ asistió a la entrega de los pozos productivos y de las construcciones y otras propiedades inmuebles ubicadas en los terrenos de dicha Concesión, en virtud de la delegación efectuada por el Director General de la Agencia y suscribió el acta de entrega correspondiente a la reversión de la concesión.

Así mismo, la OAJ preparó en coordinación con la Subdirección Técnica y funcionarios de la Vicepresidencia de Producción de Ecopetrol S.A. el primero, segundo, tercero, cuarto, quinto y sexto Acuerdos Previos de Términos y Condiciones Básicas entre la ANH y Ecopetrol S.A. para la operación de los campos comerciales Tello y la Jagua y el proyecto de reglamento para el Comité de Seguimiento de Operación de los Campos Tello y la Jagua.

Durante el año 2006, la Oficina acompañó de manera permanente a la Subdirección Técnica en el seguimiento de los compromisos adquiridos por Hocol S.A. y por la Agencia, contenidos en el Acta de entrega de la Concesión.

Adicional a lo anterior se elaboró la minuta y demás documentos necesarios para protocolizar a través de escritura pública el acta de la Reversión y Entrega de la Concesión.

De conformidad con la reglamentación contenida en la resolución interna 028 de 2005, sus modificaciones y adiciones, así como en los Acuerdos del Consejo



Directivo 035 de 2004 y 033 de 2006, los miembros del Comité de Contratos realizaron 90 sesiones, en las cuales se realizaron las revisiones integrales y formales de los diferentes procesos contractuales y se formularon las correspondientes recomendaciones, viabilidades jurídicas y conceptos para los ordenadores del gasto. Para el efecto se elaboraron las respectivas actas de cada sesión.

En relación con el apoyo jurídico en la fase precontractual, la Oficina participó de manera permanente realizando una labor de asesoría y elaborando en algunas ocasiones los proyectos y en otras, efectuando los respectivos ajustes cumpliendo con el objetivo en un 100%.

De acuerdo a solicitudes de la Subdirección Técnica, se brindó el soporte jurídico para la revisión de 62 propuestas de contrato de exploración y producción de hidrocarburos y de evaluación técnica.

Así mismo, se prestó apoyo jurídico para la estructuración y trámite de los procesos especiales de asignación de áreas del Bloque Niscota y la Ronda Caribe.

Durante el año se analizaron los estudios de conveniencia y oportunidad, se revisó documentos y requisitos exigidos y se elaboraron 92 contratos, 17 convenios interadministrativos y de cooperación y 74 órdenes de servicio, cada uno de los cuales contó con su respectivo concepto de viabilidad jurídica.

Así mismo la OAJ realizó los trámites de implementación, estudio jurídico e inicialización de 12 Contratos de Evaluación Técnica - TEA, 32 Contratos de E&P y 11 convenios de E&P sobre áreas de operación directa de Ecopetrol, labores éstas que contribuyeron al cumplimiento de las metas misionales de la Agencia.

Se tramitaron por solicitud de los supervisores, las respectivas actas de liquidación de los contratos, órdenes de servicios y convenios requeridas. Adicionalmente se proyectaron resoluciones de liquidaciones unilaterales.

La Oficina Asesora Jurídica revisó y aprobó los borradores de 11 contratos de fiducia mercantil exigidos por el Consejo Directivo de la ANH, como requisito previo para la suscripción de contratos de E&P y TEA.

El objetivo se cumplió en un 100%, las pólizas fueron estudiadas y aprobadas de conformidad con los requisitos exigidos en cada contrato u Orden de Servicios. De igual forma se revisó y aprobó las garantías bancarias de los TEA y de las diferentes fases de los contratos E&P.

Se proyectaron 3 respuestas a los recursos de reposición interpuestos, respecto de dos de ellos el recurrente desistió y el tercero se refirió a un



incumplimiento de un contrato TEA, en el que se hizo efectiva la carta de crédito.

La Oficina tramitó en un 100% los derechos de petición que se le encomendaron de acuerdo con su competencia. Adicionalmente asesoró a las dependencias responsables de dar respuesta a los derechos de petición, quejas y reclamos que se les encomendaron y realizó el seguimiento de los mismos para un total de 431 y que las mismas se respondieran dentro de los términos legales.

La Oficina Asesora Jurídica adelantó durante el año 2006 tres (3) conciliaciones Prejudiciales.

De otra parte, el Comité de Conciliación en el año 2006, autorizó la conciliación prejudicial de los contratos PAL y NEWNET, las cuales no se han podido presentar ante la Procuraduría en razón a que los contratistas no han nombrado abogado para la presentación de común acuerdo, dado que las entidades oficiales no pueden oficiosamente presentar solicitudes de conciliación.

La Oficina Asesora Jurídica como dependencia encargada de llevar la representación judicial de la Agencia, continuó con la atención y vigilancia de los dos (2) procesos ordinarios laborales instaurados contra Ecopetrol S.A., la ANH y la Sociedad Promotora de Energía de Colombia S.A., por incidencias en las liquidaciones laborales efectuadas por Ecopetrol S.A.

Con respecto a la elaboración y revisión de los proyectos de actos administrativos la oficina proyectó y/o revisó todas las resoluciones y acuerdos sometidos a su estudio, dentro de los cuales se resaltan los siguientes:

Se expidieron acuerdos que modificaron el reglamento de asignación de áreas para la suscripción de contratos E&P y TEA.

Se expidieron acuerdos para definir áreas especiales para la asignación de contratos E&P y TEA.

Se expidieron resoluciones y acuerdos que modificaron contratos de asociación, contratos de E&P y TEA.