



Libertad y Orden

Agencia Nacional de Hidrocarburos  
República de Colombia

# Informe de Gestión 2005



## **PRESENTACION**

Es para mí motivo de orgullo y satisfacción presentar la gestión realizada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 2005, pues los resultados obtenidos demuestran que tanto la nueva política petrolera como la entidad están a la altura de los retos del país.

2005 fue un año definitivo para la consolidación institucional de la ANH, logrando posicionarnos a nivel nacional e internacional como una Agencia moderna, profesional y transparente. Esto se vio reflejado en el aumento del número de solicitudes de áreas, el incremento de la firma de contratos, la entrada de nuevas empresas y el crecimiento de la actividad exploratoria, que llegó a su nivel más alto de los últimos 10 años.

Todo esto lo hemos logrado, en gran medida, gracias a nuestro Plan de Promoción, a través del cual buscamos atraer inversionistas por medio de la difusión de los nuevos términos contractuales, las oportunidades de negocio y los avances que ha hecho Colombia en seguridad.

Otro hecho sin precedentes en el sector fue la inversión de aproximadamente 80 millones de dólares en la adquisición de sísmica y estudios geológicos en cuencas conocidas y áreas de frontera, lo cual nos permitirá determinar el verdadero potencial de nuestro país y ofrecer mejores oportunidades a la industria, que mira con ojos expectantes los posibles prospectos en Colombia.

Ya en el 2004 habíamos abierto el Caribe logrando que la gigante ExxonMobil volviera a explorar en el país luego de 10 años de ausencia, y en 2005 conseguimos que la empresa Reliance, que hace parte del grupo empresarial más grande de la India, viniera a Colombia por primera vez a explorar el Pacífico, una zona a la que no se le había prestado mayor atención, pero sobre la cual la ANH tienen grandes expectativas.

Sin embargo, hemos querido que todo este proceso se adelante bajo el más riguroso respeto por el medio ambiente y las comunidades, temas que se convirtieron, más que en un requisito, en una prioridad y un mandato para la ANH.

Durante 2005 adoptamos el liderazgo necesario para conciliar los intereses de los diferentes actores involucrados en el sector de hidrocarburos, con el fin de que todas las partes se hagan acreedoras a los beneficios derivados de la industria petrolera, logrando un desarrollo sostenible efectivo de acuerdo a las mejores prácticas de la industria.

Estamos preparados para enfrentar mayores retos en 2006 y seguir interpretando con certeza las necesidades de Colombia en materia petrolera.

No queremos dejar un sólo rincón de nuestra geografía sin explorar, pretendemos conocer el potencial de cada región y las oportunidades disponibles en cada cuenca, por lo que continuaremos en 2006 con un ambicioso plan de inversiones.

Nuestro objetivo será devolverle la esperanza a Colombia de no perder la autosuficiencia en un futuro cercano, y pondremos todos nuestros recursos a disposición de este empeño.

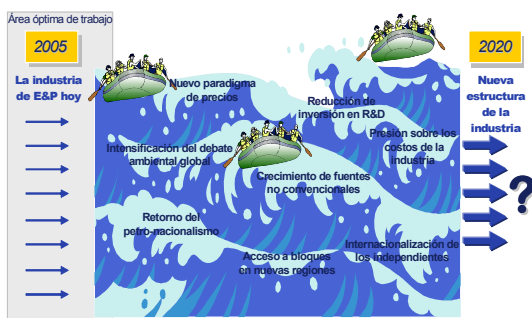
**José Armando Zamora Reyes**  
Director General

## ENTORNO PETROLERO

### 1. TENDENCIAS GLOBALES DE LA INDUSTRIA E&P

(Fuente: plan de mercadeo para la ANH 2005 – Arthur D Little y ANH)

La industria petrolera global atraviesa por aguas turbulentas. La habilidad para navegar en ellas determinará el éxito o fracaso de los distintos jugadores.



Dos han sido las características de estructura de la industria del petróleo: la cartelización y la integración vertical. Los dos más famosos carteles han sido la era de las "Seven Sisters", hasta la década de 1970, y de allí en adelante la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). A partir de 2000, la combinación de las fuerzas del mercado, geopolítica y medio ambiente son las variables que determinarán nuevos cambios en la estructura de precios del petróleo en los próximos 20 años.

Tanto los cambios estructurales como coyunturales en la industria internacional han conllevado a un nivel de precios de crudo mas elevados y volátiles. Las principales razones del aumento del precio del crudo son:

- Escaso excedente de capacidad (Arabia Saudita)
- Crecimiento acelerado de la demanda (particularmente de China)
- Factores geopolíticos (guerra de Irak)

- Incremento de los costos de la industria
- Especulación financiera

Aunque hay posiciones encontradas, se estima que los precios continuarán con alta volatilidad y presión al alza en el corto plazo.

Se estima que dos tercios de las reservas mundiales de crudo están concentradas en los países del Golfo Pérsico y de acuerdo a los estimativos de demanda y oferta actual el petróleo se acabaría en aproximadamente 43 años. El ratio de reservas / producción se ha mantenido estable en torno a los 40 años, sin embargo se estima que este ratio disminuirá.

Por otro lado el crudo proveniente de aguas profundas se ha incrementado significativamente, esperándose un pico hacia finales de la década. La producción se concentra principalmente en el área del triángulo dorado delimitado por el Golfo de México, Brasil y África Occidental.

Se espera que la oferta global de crudo crecerá en un 50% entre el 2003 y 2020 con la producción concentrada en la región del Medio Oriente (Arabia Saudita, Irán, Irak, EUA y Kuwait), es decir un aumento promedio año del 2.11%. La producción por fuera de la OPEP seguirá creciendo, y dentro de 2 años, más del 50% de este aumento procederá de Rusia y Kazajstán, aprovechando la proximidad con Asia. La oferta de Europa y Eurasia superará la oferta de Norteamérica si no se encuentran nuevas reservas en la región. Kazajstán, China y Australia han sido los países que han incorporado más reservas entre los años 2000 y 2003.

En cambio el descubrimiento de mega campos cada vez es menos probable, sin embargo todavía existen muchas fronteras por explorar en el mundo.



El incremento en los precios del petróleo ha llevado a un número de países a endurecer sus condiciones contractuales. En algunos países se están relanzando empresas estatales que habían sido privatizadas (Bolivia, Argentina). Por otro lado este elevado nivel de precios del petróleo está estimulando el interés en la exploración y explotación de áreas más difíciles y recursos no-convencionales.

La convergencia de una serie de factores convertirá al gas natural en el combustible de mayor crecimiento en los próximos 20 años, alcanzando un 25% de participación en la oferta primaria de energía global. Los principales impulsores del gas natural serán el alto crecimiento de la demanda de energía, el calentamiento global y preocupaciones ambientales, políticas gubernamentales, nuevas tecnologías de generación de electricidad que favorecen al gas natural e importantes inversiones en infraestructura en GNL.

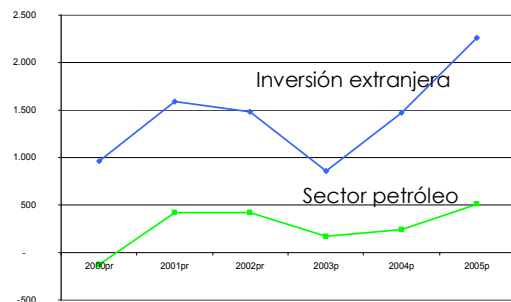
## 2. ECONOMÍA Y PETRÓLEO EN COLOMBIA

En Colombia, la producción de hidrocarburos representa un importante aporte a la economía del país. En promedio, petróleo y gas representan alrededor del 2,4% del producto interno bruto –PIB– como agregado de las Cuentas Nacionales, clasificación CIIU<sup>1</sup> a cuatro dígitos, denominada “explotación de minas y canteras”.

En términos de la Balanza Comercial (exportaciones versus importaciones), aún cuando en los últimos años esta ha sido superavitaria, desde el 2000 se venía observando una tendencia decreciente de las exportaciones como consecuencia de la disminución de la producción de petróleo. Sin embargo, en el 2004 se observa una leve recuperación como consecuencia del aumento de los

precios del petróleo (2.011 millones de dólares según cifras reportadas por Ecopetrol).

La inversión extranjera que se deriva del sector petrolero ha venido recuperándose en los últimos dos años, después de una drástica caída observada en el 2003. A Junio de 2005, la inversión extranjera directa como consecuencia de la actividad petrolera ascendió a 506 millones de dólares según cifras del DANE reportadas en el Banco de la República, lo cual representa un aumento de poco más del 50% para el mismo período del año anterior (240 millones de dólares).



Fuente: DANE en Banco de la República.

Esta tendencia al alza se debe a la reactivación del sector petrolero nacional a partir de la firma de nuevos contratos de exploración y producción de hidrocarburos (E&P) y de evaluación técnica (TEA), entre otros. Durante el 2004, la Agencia firmó 21 contratos E&P y 7 TEAs, mientras que en el 2005 la cifra ascendió a 31 contratos E&P y 28 TEAs.

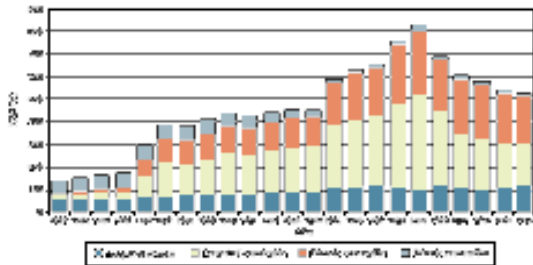
Esta situación comprometió a los nuevos inversionistas a realizar inversiones exploratorias mínimas, negociadas en los programas exploratorios de cada contrato. Esta inversión fue aproximadamente de 41 millones de dólares en fase 1 en el 2004 y 100 millones de dólares en fase 1 y fase 2 en el 2005.

A partir de 2000, la producción de petróleo se ve disminuida en 8% promedio anual. Por su parte en el 2004,

<sup>1</sup> Clasificación industrial internacional uniforme – CIIU – para agrupar todas las actividades económicas.

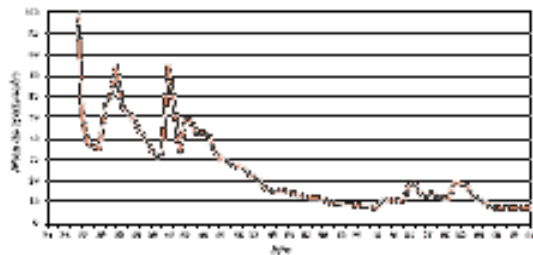


la reducción de la producción de crudo fue de 192,4 millones de barriles, lo cual representó una reducción del 2% respecto al 2003.



Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera 2004, ECOPELROL S.A.

En cuanto a las reservas remanentes de crudo, estas alcanzaron 1.477 millones de barriles en el 2004, lo cual implica el cubrimiento de la demanda nacional por un período de 7 años, a una tasa de producción constante de 192,4 millones de barriles al año. Durante este mismo año, las reservas presentaron una disminución del 4%, equivalente a una reducción de 0,1 años en la relación reservas – producción.



Fuente: Estadísticas de la Industria Petrolera 2004, ECOPELROL S.A.

Con el propósito de cuantificar el efecto que sobre la economía tiene la producción de un barril de petróleo y un millón de pies cúbicos de gas, la ANH contrató un estudio con la Universidad de Los Andes. Como resultado de este estudio, se tiene que un peso marginal en la producción de gas aporta 1,62 pesos a la economía, mientras que el petróleo aporta 1,40 pesos.

Por cada nuevo empleo generado a partir del incremento de la producción de gas, se generan 1,98 empleos (directos e indirectos). Por su parte, el aumento de la producción de petróleo genera 1,9 empleos en la economía.

La extracción de petróleo representa el 2% de participación del PIB durante el 2004, mientras que el gas representó el 0,3 % para ese mismo año. Hipotéticamente, si el país dejara de producir petróleo y tuviese que importarlo para suplir la demanda nacional, el PIB se reduciría en aproximadamente 3%. El gas, por su parte, afectaría el crecimiento del PIB en 0,3%.

## ÍNDICE

SECCIÓN 1: GESTIÓN TÉCNICA.....	10
1. GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO .....	10
1.1 Planeación de proyectos de inversión .....	10
1.2 Contratación .....	11
1.3 Ejecución presupuestal .....	11
1.4 Grupo de gestión del conocimiento.....	12
1.5 Convenio ANH-FONADE.....	12
2. GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN .....	13
2.1 El EPIS sigue en crecimiento.....	13
2.2 Suministro de información.....	13
2.3 Crecimiento solicitudes de información como reflejo del incremento de la actividad exploratoria .....	14
2.4 Tiempos de entrega a la baja.....	15
2.5 Inversiones para Mejorar .....	15
3. PROMOCIÓN Y DIVULGACIÓN.....	18
3.1 Resultados .....	20
4. NEGOCIACIÓN .....	21
4.1 Parámetros de negociación .....	21
4.2 Visión y expectativas de los programas exploratorios negociados .....	22
4.3 Contratos firmados.....	23
4.4 Empresas nuevas.....	24
4.5 Estadísticas .....	24
4.6 Mapa de tierras .....	25
4.7 Informes y presentaciones .....	25
4.8 Manual de procesos y procedimientos .....	26
4.9 Modificaciones al reglamento de asignación de áreas .....	26
5. SEGUIMIENTO A LA EXPLORACIÓN.....	26
5.1 Reuniones de seguimiento a contratos E&P y TEA .....	27
5.2 Visitas a campo .....	27
5.3 Informes de seguimiento.....	27
5.4 Derechos económicos .....	28
5.5 Transferencia de tecnología .....	28
5.6 Seguimiento a la actividad exploratoria del país .....	28
5.7 Otras actividades .....	29
6. SEGUIMIENTO A LA PRODUCCIÓN .....	30
6.1 Seguimiento a contratos.....	30
6.2 Regalías .....	32
6.3 Derechos económicos por producción .....	33
6.4 Áreas de operación directa.....	33
6.4.1 Pozos excluidos.....	34
SECCIÓN 2: GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA.....	35
1. GESTIÓN HUMANA.....	35
1.1 Salud ocupacional y bienestar social.....	35
1.2 Capacitación .....	35
1.3 Planta de personal.....	36



2. CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA.....	37
3. GESTIÓN DE RECURSOS.....	39
3.1 Recursos físicos.....	39
3.2 Sistemas .....	40
3.2.11. EPIS .....	42
3.3 Recursos financieros.....	42
4. OTRAS ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS .....	54
4.1 ECOJETROL .....	54
4.2 Derechos de petición e informes.....	54
4.3 Convenio celebrado con Fonade .....	54
SECCIÓN 3 -GESTIÓN INSTITUCIONAL.....	55
1. RELACIONES EXTERNAS Y COMUNICACIONES, COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE .....	55
1.1 Comunidades.....	55
1.2 Medio ambiente.....	58
1.3 Seguridad .....	60
1.4 Relaciones externas.....	61
1.5 Comunicaciones.....	61
2. ABASTECIMIENTO .....	63
2.1 Demanda nacional de gasolina, ACPM y GNV en Colombia .....	63
2.2 Política integral de precios de los energéticos para el caso colombiano .....	64
2.3 Estrategia nacional de abastecimiento energético .....	65
2.4 Otras actividades.....	65
2.5 Crudos de concesión .....	66
2.6 Planeación energética .....	66
3. PLANEACIÓN CORPORATIVA .....	66
4. OFICINA ASESORA JURÍDICA .....	67
5.1 Normas Internas.....	69
5. CONTROL INTERNO.....	69
5.2 Sistema de Control Interno .....	70
5.3 Otros Logros.....	71



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Proyectos convenio ANH- FONADE No. 194051 de 2004.....	12
Tabla 2: Proyectos convenio ANH-Fonade No. 195080 de 2005.....	13
Tabla 3: Exhibiciones internacionales con stand .....	18
Tabla 4: Exhibiciones nacionales con stand .....	18
Tabla 5: Asistencia a conferencias internacionales .....	18
Tabla 6: Visitas uno a uno.....	19
Tabla 7: Reuniones con representantes de compañías y autoridades .....	19
Tabla 8: Área asignada.....	23
Tabla 9: Relación de contratos TEA firmados y área contratada por cuenca.....	23
Tabla 10: Relación de modificaciones realizadas al reglamento .....	26
Tabla 11: Inversión Contratos E&P 2005.....	27
Tabla 12: Derechos económicos E&P 2005.....	28
Tabla 13: Derechos económicos TEA 2005 .....	28
Tabla 14: Sísmica 2D adquirida en el 2005.....	31
Tabla 15: Visitas a Registros eléctricos .....	31
Tabla 16: Visitas a Pruebas de Producción Pozos A-3 .....	31
Tabla 17: Visitas a pruebas de producción pozos reentrados .....	31
Tabla 18: Detalle de Producción y Regalías Recaudadas Contrato Río Verde.....	33
Tabla 19:Detalle de producción y regalías recaudadas contrato Buenavista .....	33
Tabla 20: Saldo y promedio cuentas corrientes y ahorro 2005 .....	45
Tabla 21: Inversiones en TES.....	45
Tabla 22: Cuentas por pagar a 31 dic 2005.....	47
Tabla 23: Regalías pagadas 2005 .....	49
Tabla 24: Saldo retenido de regalías .....	51
Tabla 25: Inversiones en TES – regalías suspendidas .....	51
Tabla 26: Decisión de embargo por los juzgados .....	51
Tabla 27: Inversiones en TES del Fonpet.....	52
Tabla 28: Gastos de personal 2005 .....	53
Tabla 29: Gastos generales 2005.....	53
Tabla 30: Valor de las inversiones en proyectos de comunidades 2005 .....	58
Tabla 31: Valor de las inversiones en proyectos ambientales – 2005.....	60





## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Inversiones 2005, adquisición de información sísmica y estudios generales ....	11
Ilustración 2: Contratación mensual de personal técnico .....	11
Ilustración 3: Grupos de cuencas.....	12
Ilustración 4: Cantidad de líneas sísmicas de campo 2D suministradas entre el 2004 y 2005 .....	14
Ilustración 5: Cantidad de archivos digitales de líneas sísmicas de proceso 2D suministradas entre el 2004 y 2005.....	14
Ilustración 6: Información suministrada por pozos entre el 2004 y 2005 .....	14
Ilustración 7: Cantidad de documentos suministrados entre el 2004 y 2005.....	15
Ilustración 8: Diagrama de conectividad de datos de la ANH .....	17
Ilustración 9: Home del nuevo EPIS .....	18
Ilustración 10: Resumen .....	20
Ilustración 11: Relación inversión, tamaño y duración para contratos E&P .....	21
Ilustración 12: Ejemplo - programa de trabajo vs duración de la fase para la cuenca de los Llanos .....	22
Ilustración 13: Relación de operadores de los contratos firmados en el 2005 .....	22
Ilustración 14: Reproceso de sísmica (km) .....	24
Ilustración 15: Relación de propuestas recibidas por mes y tipo.....	25
Ilustración 16: Propuestas por cuenca .....	25
Ilustración 17: Seguimiento a la perforación de pozos A3.....	31
Ilustración 18: Ingresos por derechos económicos 2005.....	46
Ilustración 19: Ingresos BIP y Litoteca.....	46
Ilustración 20: Regalías recaudadas 2004-2005.....	48
Ilustración 21: Regalías giradas 2004-2005 .....	49
Ilustración 22: Regalías pagadas 2005 .....	49
Ilustración 23: Saldo FAEP 2004-2005.....	50
Ilustración 24: Suspensiones 2005 .....	50
Ilustración 25: Ejecución gastos de funcionamiento 2005 .....	53
Ilustración 26: Proyectos de Inversión 2005 .....	53
Ilustración 27: Regalías 2005.....	54



## **SECCIÓN 1: GESTIÓN TÉCNICA**

### **1. GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO**

Con el objeto de mejorar la prospectividad de las diferentes áreas del país, la Agencia tiene un presupuesto anual destinado a inversión, bajo el cual se ejecutan principalmente proyectos de adquisición de información técnica con el fin de progresar en el conocimiento geológico nacional.

Para el año 2004, la asignación presupuestal aprobada para el rubro de "Estudios Geológicos Regionales para la Exploración de Hidrocarburos" fue de \$ 15.670.000.000, mientras que para el 2005 esta asignación ascendió a \$ 203.529.000.000, el cual fue distribuido entre los diferentes proyectos de acuerdo con la magnitud de los mismos, y las necesidades técnicas definidas como prioritarias al interior de la entidad, de acuerdo con las estrategias planteadas a nivel de la Dirección General.

#### **1.1 Planeación de proyectos de inversión**

Al comienzo del 2005 se contaba con un plan general de inversiones, junto con el cual se implementó una metodología que permitiera un adecuado control de los proyectos y procesos que se llevaban a cabo por parte del grupo de geología, a esto se le añade que el grupo era reducido. La estrategia de inversión definida se resume en desarrollar proyectos de adquisición de información en aquellas áreas frontera que cuenten con gran potencial hidrocarburífero. Para dar comienzo con el desarrollo de esta estrategia, se realizaron inicialmente reuniones de tipo técnico en el cual se discutieron cuáles iban a ser los proyectos prioritarios a desarrollar por cuenca.

La aprobación final para la ejecución de un proyecto corresponde al Director General, a quien le son presentados los proyectos en reuniones citadas para tal efecto. La mayor parte del presupuesto se asignó al rubro de estudios de geofísica de superficie que comprendía los Estudios de Sísmica 2D y aeromagnetogravimetría.

Una vez conformado el equipo de geofísica, se diseñó el proceso de adquisición de sísmica 2D y la determinación de las características de vuelo del proyecto de aeromagnetogravimetría, el cual era un insumo fundamental para comenzar con la redacción de los Términos de Referencia. Los proyectos de sísmica 2D superan los 1,500 km. lineales (74% del presupuesto total) y la longitud de los programas de aeromagnetogravimetría en el Valle del Cauca, área de Sinú-San Jacinto y el litoral Pacífico.

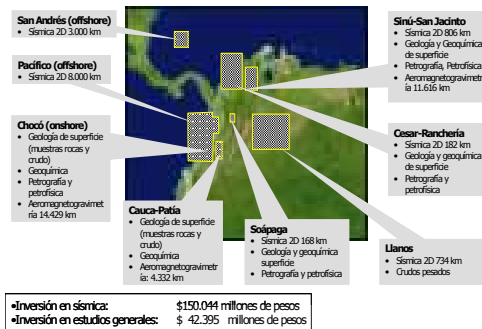
Los procesos de geoquímica y geología de superficie se iniciaron cuando ingresaron los profesionales de esas áreas a la ANH, los cuales dieron el impulso requerido a estos proyectos para lograr culminarlos durante el tiempo planeado. Estos proyectos aunque no tenían un gran peso sobre el presupuesto global asignado a la entidad, eran de gran importancia por el tipo de conocimiento que esta información iba a brindar a las diferentes cuencas.

Los proyectos de inversión también incluyeron la adquisición del hardware y software especializado de mayor uso en la industria para interpretar datos geológicos, geofísicos y de yacimientos, para definir áreas de interés y generar oportunidades de inversión. Además estas plataformas permitirán una rápida y eficaz transferencia de información geológica y geofísica entre las



compañías con contratos vigentes con la ANH y viceversa.

Dentro del presupuesto de inversión igualmente se incluyeron estudios destinados al abastecimiento, los cuales sumaron en total \$ 3.495'008.754,58 millones de pesos.



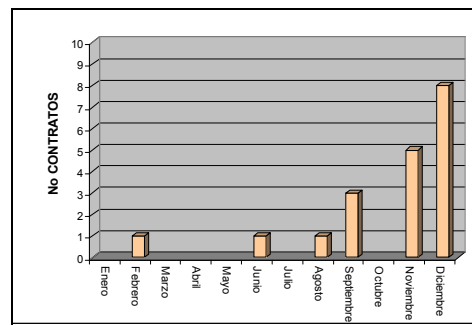
**Ilustración 1: Inversiones 2005, adquisición de información sísmica y estudios generales**

### 1.2 Contratación

Como primera aproximación de los procesos de elaboración de términos de referencia, se consultó a ECOPEPETROL así como a las compañías del sector que hubiesen llevado a cabo este tipo de contrataciones y que de alguna manera permitieran partir de un referente de experiencia y un documento base.

La poca experiencia en procesos de contratación estatal por parte de los profesionales en cada área implicó que se llevara a cabo el aprendizaje en poco tiempo para lograr cumplir con las metas propuestas, lo que implicó que la totalidad de las personas tuvieran que ponerse al tanto del sistema de contratación establecido en la Ley 80 y demás decretos que la reglamentan. Para aprobar los diferentes procesos, la Subdirección Técnica nombró delegados para cada proceso con el fin de coordinar las actividades relacionadas con el desarrollo de los mismos.

El incremento en las actividades técnico-administrativas de la Subdirección Técnica obligó a la contratación de personal técnico tanto junior como experimentado para que apoyara todos los procesos de evaluación de los procesos, las justificaciones técnicas y el desarrollo de los mismos (Ilustración 2). Así mismo, la Dirección General se vio obligada a contratar a un grupo de abogados externos que garantizaran, principalmente en tiempo, el cumplimiento de los procesos según los cronogramas establecidos. De esta manera se logró cumplir finalmente las metas en un 100% de contratación que estaban previstas para el año 2005.



**Ilustración 2: Contratación mensual de personal técnico**

### 1.3 Ejecución presupuestal

El total de ejecución al 31 de diciembre del 2005 llegó al 100 % del cumplimiento de las metas en contratación de proyectos.

Al cierre del año 2005, las metas propuestas de ejecución presupuestal desde el punto de vista financiero fueron cumplidas, pero la ejecución física de estos proyectos está en su comienzo.

### 1.4 Grupo de gestión del conocimiento

Con el fin de realizar una gestión eficiente de la información que se genera a partir de los contratos y de la actividad que la ANH está desarrollando, se dio origen a una distribución del área de gestión del conocimiento en cuatro grupos de trabajo distribuyendo las cuencas entre cada uno de ellos. Adicionalmente, como complemento de la estrategia anterior, se han firmado convenios con instituciones académicas e Ingeominas y se proyecta la firma de otros convenios que refuerce la labor que desempeña este grupo.



Ilustración 3: Grupos de cuencas

### 1.5 Convenio ANH-FONADE

Durante el segundo semestre del año 2004 la ANH planteó la ejecución de varios proyectos técnicos con el presupuesto asignado para dicha vigencia, pero debido a la falta de capacidad operativa en ese entonces, se celebró un convenio con Fonade por valor de \$ 15.484.790.000, de los cuales \$ 10.479.790.000 correspondían a recursos provenientes del rubro de "Estudios Geológicos Regionales para la Exploración de Hidrocarburos". La Subdirección Técnica diseñó entonces un plan de inversión que incluía proyectos de adquisición de información, mantenimiento de software, adquisición

de material técnico y servicios de interventoría y auditoría entre otros. Dichos proyectos planteados contaban con una definición del objeto, pero no con una descripción técnica detallada de los mismos.

En la Tabla 1 se pueden ver los proyectos integrantes del convenio, los cuales sufrieron modificaciones en ampliación del objeto y redefinición de productos a lo largo del año. Los proyectos de adquisición de información técnica son de carácter dinámico, ya que durante la negociación de contratos E&P, los inversionistas privados adquieren dentro de sus obligaciones la realización de proyectos que coinciden con los planteados al interior de la Agencia, asumiendo la industria privada el costo del proyecto, y por ende liberando recursos públicos que se utilizan en otros proyectos técnicos necesarios para el país.

PROYECTO	PRESUPUESTO	VLR CONTRATO	INGIO	DURACION
Aerogrametría + Aeromagnetometría Cuenca Caguán - Vaupés 6200 kms.	\$ 3.372.000.000	\$ 2.991.442.441	17/11/2005	8,5 meses
Micromagnetometría Área Llanos	\$ 2.470.000.000	Desierto	**	7,5 meses
Atlas de geoquímica	\$ 240.000.000	\$ 237.000.000	24/10/2005	6 meses
Consultoría Contrato BIP & Diagnóstico de procesos Afiliación & Proyección de acuerdo con el Plan Estratégico de la ANH	\$ 1.430.000.000	\$ 1.199.219.000	28/12/2005	17,5 meses
Manejo de traspaso de ECP a ANH	\$ 67.600.000	\$ 9.660.000	11/11/2005	1 mes
Adquisición documentos técnicos	\$ 163.300.000	Sin Adjudicar	15/02/2006	2 meses
Visión de los pueblos indígenas frente a la política petrolera del país - CNIC	\$ 292.000.000	\$ 292.000.000	16/03/2005	8 meses
Acompañamiento socio-ambiental	\$ 471.000.000	\$ 361.480.000	13/10/2005	12 meses
Relaciones Constructivas	\$ 75.000.000	\$ 75.000.000	18/12/2005	2 meses
Congreso Indígena del Llano	\$ 120.000.000	\$ 120.000.000	25/11/2005	2 meses
Desarrollar Herramienta de Gestión	\$ 312.000.000	Pendiente		7 meses
Sistema de Información Gerencia (SIGG)	\$ 1.330.000.000	Pendiente		10 meses
Supervisores	\$ 120.900.000			Total convenio
Tiquetes & Viáticos	\$ 26.000.000			Total convenio
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 10.479.800.000</b>	<b>\$ 5.166.001.441</b>		

Tabla 1: Proyectos convenio ANH- FONADE No. 194051 de 2004

Los excedentes financieros producidos por el dinero girado a Fonade para la ejecución de los proyectos fue reinvertido al mismo convenio para la ejecución de proyectos adicionales. Es así como el 21 de diciembre de 2005 se firmó el otrosí No. 5 al convenio, por medio del cual se adicionaron recursos que ascendieron a \$ 1.721.244.001, los cuales se destinaron al desarrollo del proyecto de "Integración



aeromagnetogravimétrica entre las cuencas del Valle Inferior del Magdalena, César y Guajira".

Debido a la existencia de proyectos de larga duración, se determinó que el tiempo de ejecución del Convenio iría hasta el 31 de diciembre de 2006.

Por su parte, algunos de los proyectos planteados para el 2005 fueron igualmente considerados para llevar a cabo a través de Fonade, por lo que se dio origen a un nuevo convenio por valor de \$ 11.653.439.891 cuya ejecución se estipuló de 19 meses, cuyos proyectos se pueden observar en la Tabla 2.

NOMBRE DE LOS PROYECTOS	PRESUPUESTO	INICIO	DURACION
Cuenca Cauca- Patía Cartografía geológica de la Cuenca del Cauca-Patía	\$ 1.361.000.000	T 2	14 meses
Cuenca Chocó Análisis petrográfico y petrofísico de muestras correspondientes a las cuencas Atrato-San Juan y Soópagá	\$ 378.609.870	T 2	6 meses
Cuenca Cesar- Ranchería y Sinú San Jacinto Análisis petrográfico y petrofísico de muestras correspondientes a las cuencas Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto	\$ 378.609.870	T 2	6 meses
Cuenca Chocó, Sinú- San Jacinto, Cesar- Ranchería y Cordillera Geoquímica de rocas y crudos para las cuencas Atrato-San Juan, Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería y Soópagá	\$ 500.000.000	T 2	8 meses
Cuenca Chocó, Sinú- San Jacinto, Cesar- Ranchería y Cordillera Interpretación de líneas sísmicas 2D de las cuencas Atrato-San Juan, Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería y Soópagá	\$ 1.862.780.260	T 3	8 meses
Preparación de paquetes de información técnica	\$ 1.700.000.000	T 1	7 meses
Sistema de Información Geográfica de la ANH (SIG)	\$ 350.000.000	T 1	12 meses
Centro de Visualización de Exploración (CEVEX)	\$ 4.000.000.000	T 1	8 meses
Evaluación ambiental y social estratégica	\$ 600.000.000	T 1	12 meses
Inventores	\$ 340.000.000		
Supervisores	\$ 182.439.891		
Servicios gerenciales	\$ 515.520.247		
<b>TOTAL</b>	<b>\$ 12.168.960.138</b>		

**Tabla 2: Proyectos convenio ANH-Fonade No. 195080 de 2005**

## 2. GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN

### 2.1 El EPIS sigue en crecimiento

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, el EPIS recibió 2.292 km de sísmica de campo equivalentes (24 programas sísmicos 2D y 9 programas 3D), 30.110 km de sísmica de proceso (incluyendo 5 programas 3D), 247 nuevos pozos, 3.663 nuevos documentos y 1.251 mapas adicionales.

Se escanearon 60.000 nuevas páginas. 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.

En total se cargaron 33.385 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representa un crecimiento del 2.5% de las bases de datos de EPIS para el año 2005. Igualmente se recibieron 17.962 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 2.2% en los medios almacenados.

### 2.2 Suministro de información

Durante el año 2005 se suministró información sobre 3.285 km de sísmica 2D de campo, 5.827 km de sísmica 2D de proceso y 296 km en sísmica 3D a los usuarios del Banco de Información Petrolera. Se atendió información de 480 pozos. Se suministraron más de 28.000 documentos técnicos al igual que 250 mapas de puntos<sup>2</sup> y se atendieron 166 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción), para un promedio de 16 sesiones mensuales. 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 2005 y que permitió proyectar los compromisos de las compañías operadoras para los nuevos proyectos en los próximos años.

<sup>2</sup> En un mapa de puntos se ilustran las líneas sísmicas que se han levantado en una región en particular.



Las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos, Valle Superior, Valle Inferior y Valle Medio del Magdalena, Guajira, Putumayo y Catatumbo, en orden descendente. Además se suministró información de cuencas frontera como: Pacifico, Cayos y Sinú.

Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: Occidental, Ecopetrol, Petrominerales, Hocol, Drummond, Kappa Resources, Petrobras, Stratus y BHP Billiton, entre otras, lo cual refleja igualmente la fuerte actividad de estas compañías durante el 2005. Por su parte, las compañías nuevas (sin presencia en el país) que visitaron nuestra sala de DataRoom fueron: Reliance (India), Maersk (Dinamarca), Sinopec (China); Shell (Holanda).

### 2.3 Crecimiento solicitudes de información como reflejo del incremento de la actividad exploratoria

Como consecuencia del crecimiento en la demanda de información, la ANH realizó un gran esfuerzo para suministrar los volúmenes solicitados a pesar de las limitaciones del contrato de administración del BIP, concebido por Ecopetrol bajo un panorama de actividad exploratoria diferente al que se ha presentado desde que la ANH expidió el nuevo contrato de E&P.

Mediante las siguientes gráficas se ilustra el aumento de las solicitudes y entrega de información desde que la ANH generó el nuevo esquema contractual de E&P.

## Agencia Nacional de Hidrocarburos República de Colombia

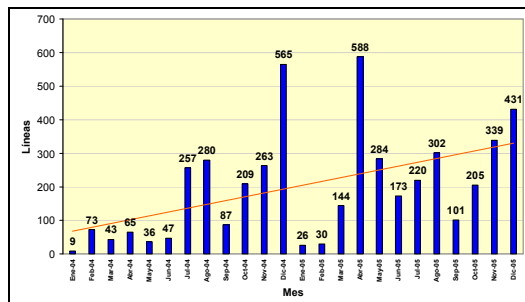


Ilustración 4: Cantidad de líneas sísmicas de campo 2D suministradas entre el 2004 y 2005

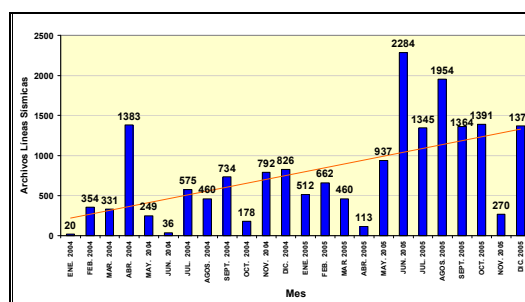


Ilustración 5: Cantidad de archivos digitales de líneas sísmicas de proceso 2D suministradas entre el 2004 y 2005

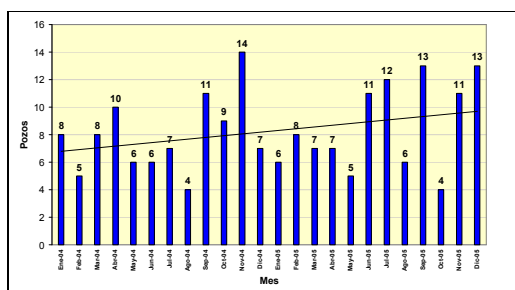
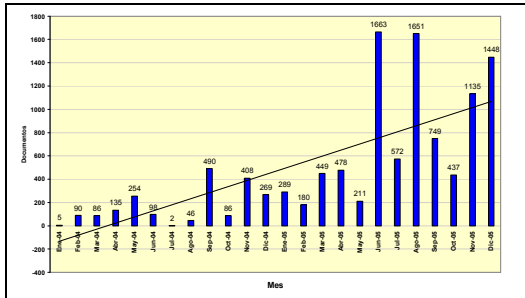


Ilustración 6: Información suministrada por pozos entre el 2004 y 2005



**Ilustración 7: Cantidad de documentos suministrados entre el 2004 y 2005**

## 2.4 Tiempos de entrega a la baja

Una de las mayores dificultades afrontadas por la Subdirección Técnica en el 2005 fue el aumento de los tiempos de espera para el suministro de información a los usuarios del EPIS. Como se manifestó anteriormente, el aumento sostenido de la demanda de información por parte de las compañías de E&P, llevó a que aumentaran los días de espera para la entrega, incluso con tiempos hasta de 5 meses para la atención de solicitudes.

Dentro de las actividades desarrolladas para solucionar el problema de suministro de información está el análisis detallado de los procesos y procedimientos al interior del EPIS, que permitió establecer que uno de los aspectos críticos es el control de calidad que se le debe hacer a los documentos que se entregan a los usuarios. Debido a que gran parte de los documentos digitales que se entregan presentan errores de escaneo, el proceso de control de calidad que se debe realizar como compromiso contractual, provoca retraso en la atención de documentos. En este aspecto, la Subdirección Técnica ha trabajado de cerca con el contratista con el fin de que se incluyan más recursos que permitan evacuar el volumen de documentos que se represan, ya sea revaluando el proceso de control de calidad o eliminando pasos que no son vitales para evacuar dichos documentos.

De igual manera la ANH realizó inversiones en mejoramiento de las bases de datos y la infraestructura tecnológica con el fin de reducir los tiempos de entrega. En el capítulo de Inversiones para mejorar se resumirá el alcance de estos proyectos.

Las anteriores estrategias han permitido que se reduzcan los tiempos de respuesta hasta en un 30%, alcanzando a un promedio de atención de dos meses, en diciembre de 2005, sin embargo, la demanda de información de las compañías continúa en aumento, razón por la cual se realiza un seguimiento permanente para implementar nuevas soluciones.

Como complemento a lo anterior, en los últimos cuatro meses del 2005 se planificó el nuevo esquema de autoatención, el cual se describirá posteriormente. Se espera que este servicio se ofrezca desde marzo del 2006, junto con un esquema tarifario ajustado para la atención normal de solicitudes, que responda de esta manera a la actual demanda de información y permita reducir aún más los tiempos de entrega de solicitudes.

Además se creó una línea de atención especial para evacuar solicitudes de información de las cuales dependen compromisos exploratorios de compañías operadoras.

Sin embargo también es necesario tener en cuenta que algunas compañías realizan solicitudes de información que desbordan la capacidad del EPIS, por ejemplo, se han llegado a requerir hasta 1700 líneas sísmicas en una solicitud.

## 2.5 Inversiones para Mejorar

La Subdirección Técnica realizó inversiones para mejorar los datos y la infraestructura tecnológica del Banco de



Información Petrolera, con el objeto de reducir tiempos de respuesta en la atención de solicitudes y preparar tecnológicamente al BIP para prestar nuevos servicios a los usuarios en el mediano plazo.

#### **2.5.1 Integración servicios Panagon y Mapoteca**

---

Proceso que fue realizado con el fin de integrar los servicios PANAGON y MAPOTECA a la arquitectura del EPIS, los cuales hasta marzo de 2005 se prestaban en las instalaciones de ECOPEPETROL. Este proyecto consistió en trasladar la información documental de los servidores ubicados en las instalaciones de ECOPEPETROL a los servidores ubicados en las oficinas del EPIS en Bogotá.

#### **2.5.2 Asignación de banderas de confidencialidad**

---

Este proyecto, pionero en Colombia, consistió en asignarle banderas de confidencialidad a más de 1.300.000 archivos que reposan en las bases de datos del EPIS, de acuerdo a los criterios contenidos en los diferentes esquemas contractuales que han estado y están vigentes en Colombia y a las condiciones que se establecieron desde que fue creada la ANH y los nuevos esquemas contractuales.

Este proyecto contó con la asesoría de un abogado experto en derechos de autor y en esquemas contractuales de exploración de hidrocarburos vigentes en el país y de un geólogo conocedor de los datos y los diferentes tipos de información que se generan en procesos de exploración y explotación de hidrocarburos.

Los resultados de este proyecto permitirán el acceso seguro a las bases de datos del BIP cuando sean ofrecidos los nuevos servicios a los usuarios del EPIS, garantizando así protección de los

derechos adquiridos por las diferentes operadoras con relación a la confidencialidad de la información. Igualmente, se recopiló gran cantidad de información sobre las condiciones técnicas de la información del BIP en cuanto a tipos de información (interpretaciones y datos adquiridos).

#### **2.5.3 Estandarización de identificadores de pozos y sísmica**

---

Uno de los proyectos que permitió mejorar ostensiblemente la calidad de los datos fue el de estandarización de identificadores de nombres de pozo y sísmica, ya que facilitará las búsquedas interactivas en el portal Web del EPIS y una mayor velocidad en el tiempo de entrega de información.

Esto se logrará gracias a que los nombres de los pozos, los programas sísmicos y líneas sísmicas se unificaron entre las diferentes bases de datos, lo que significa que cuando un usuario busque información en el Portal Web por nombre de pozo o línea sísmica encontrará toda la información asociada que se encuentre en las diferentes bases de datos.

#### **2.5.4 Transferencia de información sísmica 2D de unidad robótica a discos de última tecnología**

---

El proyecto de migración de información de sísmica 2D de proceso y campo a discos de última tecnología SATA desde la unidad robótica; ha facilitado el acceso en línea a este tipo de información, contribuyendo a la reducción de tiempos de respuesta. Esto se logra en la medida que esta información estará disponible en línea, mediante la descarga directa de los discos, eliminando el tiempo de descarga mecánica desde el robot.

#### **2.5.5 Auditoria documental Cintoteca NRP - Panagon**

---



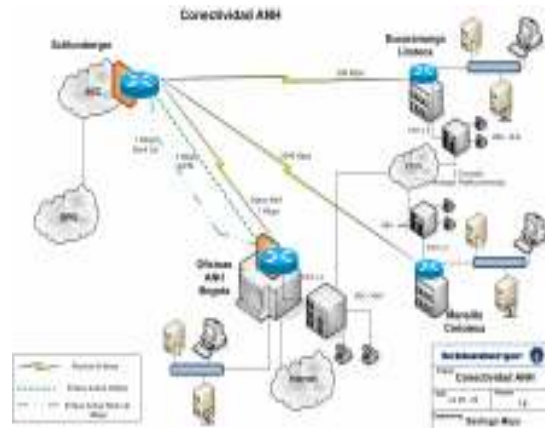


Se inició el proyecto de auditoría documental que consiste en diagnosticar el estado actual de los documentos digitales cargados en el BIP frente a los documentos físicos almacenados en la Cintoteca NRP, mediante un muestreo estadístico de la información cargada con anterioridad al año 2004. Esta actividad permitirá identificar los problemas de calidad, completitud y no preservación de los archivos documentales digitalizados antes de que el BIP fuera transferido a la ANH.

Este será el primer paso para diseñar un proyecto que ayude a solucionar de manera integral el problema de calidad de los documentos digitales y que provoca retraso en el entrega de solicitudes de información.

#### **2.5.6 Crecimiento de la solución de conectividad actual del EPIS**

Dentro del proceso de escisión de los servicios que se obtenían a través de Ecopetrol y siguiendo la directriz de la Dirección General de crear redes de conexión independientes, 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 garantizará la autonomía en la administración de los enlaces de comunicaciones y ayudará a prestar el servicio de autoatención a los usuarios.



**Ilustración 8: Diagrama de conectividad de datos de la ANH**

#### **2.5.7 Nuevo portal web del 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.

La nueva imagen del portal ayudará a convertir el EPIS en uno de los principales vehículos de promoción nacional e internacional de los proyectos de la ANH y dar solución a las dificultades que se han presentado en suministro de información. Adicionalmente se presentará información más actualizada y oportuna a las compañías que realizan proyectos de inversión en exploración y explotación, y será además una ventana para dar apoyo a proyectos de investigación de universidades y otras entidades estatales. En la Gráfica 6 se ilustra el Home del Nuevo Portal del EPIS.



**Ilustración 9: Home del nuevo EPIS**

### 3. PROMOCIÓN Y DIVULGACIÓN

La ANH asumió la función de promoción de los recursos hidrocarburíferos de la nación, para lo cual desarrolló el proyecto: "divulgación y promoción de los recursos hidrocarburíferos colombianos", con una partida presupuestal de \$ 1.629.000.000 en 2004. El desarrollo de este plan permitió obtener como resultados el ingreso al país de ExxonMobil y BHP Billiton, traducido en la aprobación de un contrato de E&P entre ExxonMobil, Petrobrás y Ecopetrol, en el Caribe colombiano y una solicitud de Evaluación Técnica en el Caribe sur por parte de BHP Billiton.

Para el 2005 la ANH contó con una adjudicación presupuestal de \$4.988.000.000 y emprendió una campaña de divulgación y promoción definida por participación y organización de eventos nacionales e internacionales, publicaciones, talleres, conferencias, y proyectos globales cuyo objetivo fue posicionar positivamente ante el sector a Colombia como un destino de inversión petrolera, a la ANH como el interlocutor, los beneficios del nuevo esquema, el nuevos contrato y el potencial geológico inexplorado.

## Agencia Nacional de Hidrocarburos República de Colombia

Dado que los eventos son escenarios importantes de divulgación y comunicación, durante el año 2005 se estableció la programación de todos los eventos que se organizarían, y en los cuales se participaría o asistiría como observador a nivel nacional e internacional. A continuación se relacionan los eventos en que la ANH participó durante el 2005:

Nombre	Ciudad	Fecha
AAPG APPEX	Londres	28 Febrero - 3 Marzo
AAPG Annual Convention	Calgary	19 - 22 Junio
AAPG Internacional Conference and Exhibition	Paris	11 - 14 Septiembre
18 <sup>th</sup> World Petroleum Congress	Johanesburgo	25 - 29 Septiembre
V Ingepet	Lima	8 - 11 Noviembre

**Tabla 3: Exhibiciones internacionales con stand**

Nombre	Ciudad	Fecha
Colombia Oil & Gas Investment Conference	Cartagena	19 - 21 Mayo
The Economist	Cartagena	9 - 10 Junio
Congreso Colombiano de Geología	Bogotá	26 - 29 Julio
Colombia Oil & Power	Bogotá	16 - 18 Agosto
Congreso Colombiano del Petróleo	Bogotá	18 - 21 Octubre

**Tabla 4: Exhibiciones nacionales con stand**

Nombre	Ciudad	Fecha
CERA Week 2005	Houston	14 - 18 Febrero
Latin Oil & Gas	Rio de Janeiro	8 - 9 Marzo
IPAA	Nueva York	18 - 20 Abril
OTC	Houston	2 - 5 Mayo
Conferencia de Energía	La Jolla	15 - 18 Mayo
National Oil Companies Summit	La Haya	1 - 2 Septiembre
National Data Repository (NDR)	Utrecht	19 - 22 Septiembre
IV Semana Nacional de Petróleo y Gas	Moscú	31 Octubre - 2 Noviembre

**Tabla 5: Asistencia a conferencias internacionales**

Una importante actividad estipulada en el Plan de Promoción era las visitas uno a uno a presidentes, encargados de exploración o nuevos negocios de las empresas objetivo para la ANH, con el fin de establecer una relación más cercana y hacerles presentaciones detalladas sobre el clima de inversión y las oportunidades de negocio en el país e igualmente, realizar seguimiento a las compañías que ya habían sido contactadas. Estas visitas también se constituyeron en una oportunidad para discutir temas de mutuo interés con las casas matrices de empresas que ya se encuentran en Colombia.



Nombre	Ciudad	Fecha
Ronda Vikinga	Dinamarca, Noruega	23 - 29 Enero
Ronda Brasil	Río de Janeiro	6 - 11 Marzo
Ronda Denver	Denver	3 - 9 Abril
Ronda Asia	Tokyo - Beijing	4 - 15 Abril
Ronda Reino Unido	Londres	3 - 4 Septiembre
Ronda Rusia	Moscú	31 Octubre - 4 Noviembre
Ronda LatAm	Argentina, Chile, Brasil, Perú	8 - 20 Noviembre

**Tabla 6: Visitas uno a uno**

Por otro lado, el Director fue invitado a hacer parte de la comitiva presidencial que acompañó al primer mandatario a la visita oficial a China y Japón del 4 al 15 de abril, ocasión que aprovechó para organizar visitas a las empresas con sede en esos países.

Durante 2005 el Director de la Agencia se reunió con representantes de importantes compañías del mundo y algunas autoridades gubernamentales:

Visita	Fecha y lugar de la reunión	Resultado
Maersk	Enero 26, Copenhague	Vino al país y se asoció con ECOPEPETROL
Petoro	Enero 27, Stavanger	
Norwegian Petroleum Directorate	Enero 27, Stavanger	
Norsk Hydro	Enero 28, Oslo	
Secretario de Energía de Estados Unidos, Samuel Bodman	Febrero 18, Washington	Participación activa del Departamento de Energía en el evento organizado por la ANH en mayo 2005
BG	Marzo 10, Río de Janeiro	
CNPC	Abril 6, Beijing	
CNOOC	Abril 7, Beijing	Se firmó un memorando de entendimiento
Japex	Abril 11, Tokio	
Teikoku	Abril 11, Tokio	
Mitsubishi	Abril 12, Tokio	
ITOCHU Oil	Abril 12, Tokio	
Sinopec	Abril 14, Beijing	
Marathon	Agosto 2, Houston	
Amerada Hess	Agosto 2, Houston	Está buscando oportunidades concretas
ExxonMobil	Agosto 2, Houston	
Shell	Agosto 4, Houston	Están buscando oportunidades concretas
BHP	Agosto 4, Houston	Convirtió su primer TEA en el país en contrato E&P
Reliance	Septiembre 21, Londres	Firmaron por primera vez un contrato E&P en Colombia
Maersk	Septiembre 22, Londres	
Shell	Septiembre 23, Londres	
Viceministro de Minas de la India, SC Tripathi	Septiembre 25, Johannesburgo	
CNOOC	Septiembre 26, Johannesburgo	
Oil India Limited	Septiembre 27, Johannesburgo	

**Tabla 7: Reuniones con representantes de compañías y autoridades**

A nivel nacional, el Director realizó presentaciones a inversionistas que visitaron el país en busca de oportunidades y de mayor información, e igualmente recibió en su despacho a las empresas, grandes y pequeñas, interesadas en buscar prospectos y en invertir en Colombia.

Por otra parte, el Plan de Promoción de la ANH contempló el desarrollo de campañas de divulgación y comunicación a través de las cuales se promovió a Colombia como destino atractivo de inversión petrolera, e igualmente se contribuyó a posicionar positivamente al país frente al público objetivo.

En este orden de ideas, el Director de la Agencia gestionó la inclusión de la ANH en importantes proyectos de comunicación a nivel internacional que buscan mejorar la imagen de Colombia en el exterior.

El primer proyecto es liderado por la Presidencia de la República y está dirigido 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 posibles inversionistas. Inicialmente estará encaminada al Reino Unido, Bélgica y Francia.

El segundo proyecto está en cabeza de Proexport y consiste en promocionar la imagen país a través de la campaña "Colombia es Pasión" a nivel nacional e internacional. Está dirigida específicamente a divulgar la información positiva sobre el país y a generar un sentimiento de pertenencia, lo que redundará en la promoción de Colombia como destino atractivo de inversión petrolera.

Como resultados a destacar del año anterior se tienen los siguientes:

En el mes de mayo de 2005, la ANH organizó el evento denominado Colombian Oil & Gas Investment Conference enfocado a nuevas oportunidades de inversión disponibles para compañías de todos los tamaños, ampliar operaciones existentes en el



sector de hidrocarburos y puntualizar las diferentes formas en que se puede aprovechar el ambiente de negocios.

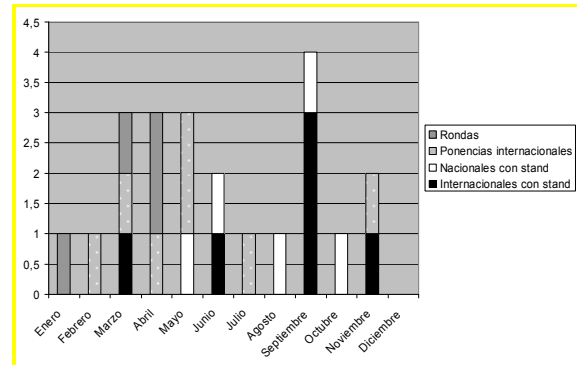
Con la finalidad de definir la estrategia de promoción de la ANH durante los próximos 5 años, se contrató la consultoría de la evaluación de las estrategias exploratorias de las compañías de E&P de petróleo y gas a nivel mundial, el cual arrojó un análisis de las oportunidades de mercado del E&P, investigación y selección de compañías petroleras objetivo, análisis de los productos ofrecidos por la Agencia, recomendaciones sobre estrategias de mercadeo y entre sus recomendaciones, la de establecer contacto con directivos de las empresas detectadas y generar reuniones de negocio en el exterior. Adicionalmente, el estudio aportó una lista de oportunidades y amenazas en cuanto a la percepción de Colombia por parte del sector a nivel internacional.

Se dio inicio al proceso de adjudicación de Niscota bajo la modalidad de área especial de la ANH. Así mismo, se dio inicio al proyecto de rondas licitatorias para áreas exploratorias con la preparación de paquetes de información técnica de las áreas a ofertar.

### 3.1 Resultados

Durante el año 2005, la ANH desarrolló un Plan de Promoción enmarcado en la participación y apoyo a eventos tanto nacionales como internacionales y es importante resaltar que por primera vez hubo presencia de manera permanente en escenarios relevantes del sector, lo cual contribuyó obtener los siguientes resultados:

	Efectivos	Program
Eventos intern con stand	6	6
Eventos nac con stand	5	4
Ponencias internacionales	7	8
Rondas	4	7



**Ilustración 10: Resumen**

	Efectivos	Program
Contactos válidos	68	60
Segundos contactos	39	30
Visitas a Colombia	17	10
Solicitud de información	25	5
Firmas de contratos	5	2

También se obtuvo el reconocimiento gracias a las oportunidades obtenidas para ser ponentes o participantes activos en la mayoría de los eventos, puesto que además de la presencia con exhibición es importante dejar huella a través del conocimiento o experiencia que se pueda compartir con terceros.

Posicionar la ANH, a Colombia, su potencial hidrocarburífero y las posibilidades de inversión en el exterior, se logró igualmente a través de la presencia permanente en medios de comunicación a través de anuncios institucionales, avisos promocionales, artículos de prensa, reportajes y entrevistas que dieron cuenta de los logros y avances para el sector. Haber consolidado la infraestructura para ejecutar un plan programado de divulgación y promoción asegura la continuidad de los logros del año 2005 durante el año 2006, a través de la ejecución de una estrategia clara, definida, enfocada individualmente a cada empresa y que busca continuamente promover las oportunidades, la entidad y el país.



## 4. NEGOCIACIÓN

### 4.1 Parámetros de negociación

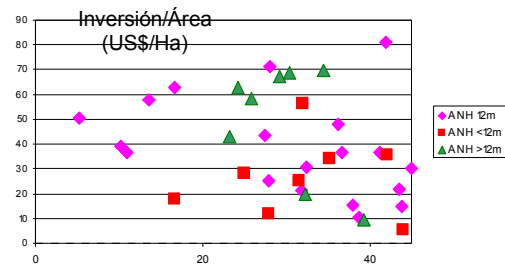
Una de las principales responsabilidades del grupo de negociación es garantizar que las actividades comprometidas para los bloques en las diferentes cuencas, dentro de la medida posible, se ajusten a las necesidades exploratorias del área contratada.

Con este fin, se estableció que toda negociación correspondiente a un contrato E&P contemple como actividad obligatoria la adquisición de sísmica, la cual permita definir las potenciales estructuras productoras de petróleo, o perforación de un pozo, actividad que permite confirmar la existencia y comercialidad de dichas estructuras. Adicionalmente se estableció una duración estándar de 12 meses para la Fase I, la cual es negociable según el grado de complejidad del área e inversión a realizar. Otro de los parámetros lo constituye la inversión por hectárea para un bloque. A través de este valor se busca que éste se encuentre dentro de la media estadística de otros bloques contratados en la misma cuenca. En caso de no ser así se debe entender y documentar la razón de esta desviación.

En la Figura 9 (Relación inversión, tamaño y duración para contratos E&P) se ilustra el patrón de negociación obtenido a partir de datos estadísticos: inicialmente las propuestas ubicadas sobre la franja azul poseen una duración de 12 meses, la negociación en la parte superior de esta franja puede comprometer duraciones más altas pero igualmente debe involucrar mayores inversiones, en algunos casos es aconsejable incluir al negociar este tipo de propuestas devoluciones de áreas especialmente si se ubican hacia la parte derecha de la gráfica, hacia la parte inferior de la franja

azul, lo ideal, sería comprometer estudios con una duración menor a 12 meses.

Otro aspecto importante de resaltar, es que al comparar la gráfica con una línea de tendencia del conocimiento geológico, presentan un comportamiento similar, hacia la parte inferior derecha podríamos ubicar propuestas en donde el conocimiento geológico se encuentra a nivel de leads y en la parte derecha propuestas cuyo nivel de conocimiento se encuentra a nivel de prospectos.



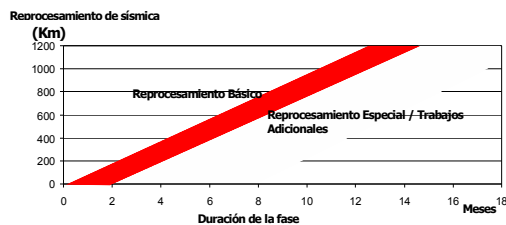
**Ilustración 11: Relación inversión, tamaño y duración para contratos E&P**

En algunos casos el programa exploratorio para los contratos de E&P está constituido por una actividad conocida como re-entry (entrada y puesta en producción de un pozo ya existente) en esta situación se lleva a cabo un análisis caso a caso, teniendo en cuenta que en los pozos donde existe evidencia de la presencia de hidrocarburos es necesario acompañar esta labor con una actividad exploratoria adicional, generalmente una actividad equivalente la cual puede ser la adquisición de información sísmica o perforación de pozo exploratorio.

Para propuestas TEA, la negociación se enfocó en la duración del contrato en relación con el programa exploratorio a realizar, este último traducido especialmente en la cantidad de sísmica a reprocesar y trabajos adicionales correspondientes a reprocesamientos especiales y otros métodos de



prospección. Se diseñaron gráficas para cada una de las cuencas teniendo en cuenta análisis estadísticos y técnicos para establecer criterios de asignación de los contratos dentro de lo que se denominó áreas "permisibles" de contratación para cada cuenca, como por ejemplo la complejidad estructural del área (presencia de fallas) que generalmente se asocia a la dificultad de definir los parámetros adecuados durante el reprocesamiento (Ilustración 12).



**Ilustración 12: Ejemplo - programa de trabajo vs duración de la fase para la cuenca de los Llanos**

#### 4.2 Visión y expectativas de los programas exploratorios negociados

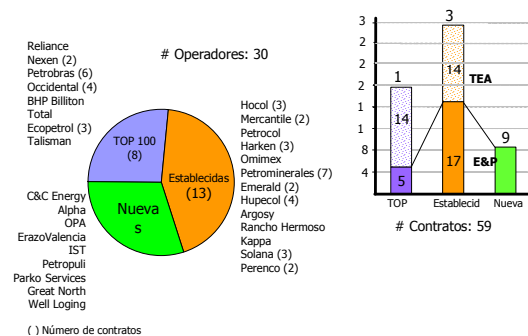
Durante el 2005, el grupo de negociación llevó a cabo 65 reuniones de negociación, correspondiente a las propuestas que cumplieran con los requisitos establecidos según el Acuerdo 008 sobre la Asignación de Áreas para la exploración y explotación. De las 65 reuniones llevadas a cabo sólo 6 no cumplieron con los requisitos técnicos definidos por la ANH y revisado por el Comité Técnico.

Durante el proceso el grupo de negociación con el apoyo del Grupo de Gestión de Conocimiento, busca lograr el mejor programa exploratorio en un tiempo óptimo. Como resultado se consigna un acta con los aspectos generales de la presentación técnica y otros detalles relacionados en el cómo y por qué se va a llevar a cabo el programa exploratorio propuesto.

Se realizó una clasificación, según tamaño y capacidad operacional, de las empresas que suscribieron contratos con la agencia de la siguiente manera:

- **Top 100:** Empresa en la lista de las Top 100- 2005 según la lista PIW (Petroleum Intelligence Weekly)
- **Empresas Establecidas:** Empresas medianas y pequeñas del sector con experiencia en exploración.
- **Empresas Nuevas:** Empresas con experiencia en el área, pero diferente a las actividades netamente exploratorias.

La Ilustración 13 resume el número de contratos de E&P y TEA suscritos por empresa, de acuerdo a la clasificación mencionada anteriormente.



**Ilustración 13: Relación de operadores de los contratos firmados en el 2005**

Además de encontrar una relación de las estrategias de operación según tipo de compañía, vale la pena destacar que las empresas denominadas nuevas sólo tienen una participación del 2% del total del área asignada comparado con el 46% y 56% respectivamente, correspondientes a las empresas denominadas TOP 100 y establecidas.

Finalmente, es importante resaltar el interés que el contrato ha despertado en empresas independientes canadienses de capital público como son Petrominerales (Petrobank), Solana (Adulis) y otras de capital privado



creadas por personal de alta experiencia como C&C Energy. Esta situación asociada un poco con la analogía geológica que existe entre Canadá y Colombia.

### 4.3 Contratos firmados

Se firmaron 31 contratos E&P superando la meta de 30 contratos fijados por el SIGOB donde se establecen las metas del plan de desarrollo. De los 31 contratos firmados 28 fueron asignados por el proceso del “primero que llega, primero que se atiende”, dos (2) corresponden al “proceso de derecho de prelación” y una (1) por el “proceso de asignación competitiva para áreas liberadas”.

Fue asignada para contratos E&P un área de 2.826.000Ha distribuidas principalmente en la cuenca de los Llanos (incluido Caguán), Valle Superior (VSM) y Medio (VMM) del Magdalena, Catatumbo y Putumayo. Dentro del área asignada en los Llanos se incluye el contrato Caño Sur, su gran tamaño correspondiente a la evaluación de crudos pesados, nueva expectativa exploratoria en Colombia.

Cuenca	No. De Contratos	Total Área
LLA	16	2.203.201
CAT	4	254.959
PUT	4	138.968
VMM	3	120.656
VSM	4	108.724
Total	31	2.826.509

**Tabla 8: Área asignada**

Dichos contratos comprometieron trabajos exploratorios correspondientes a la perforación de 11 pozos exploratorios, la adquisición de 1.928Km de sísmica 2D, 461Km<sup>2</sup> de sísmica 3D (783Km equivalentes) y 5 re-entry, con una inversión cercana a los US\$ 81 millones.

Se firmaron 28 contratos de Evaluación Técnica en su mayoría ubicados sobre la cuenca de los Llanos y adjudicados a

empresas Top 100 como Occidental (2), Petrobrás (2), Nexen (2), Tempa (en el área del Piedemonte); establecidas como Hocol (2), Perenco (2), Harken (1), Petrominerales (3), Emerald (2) y Hupecol (2).

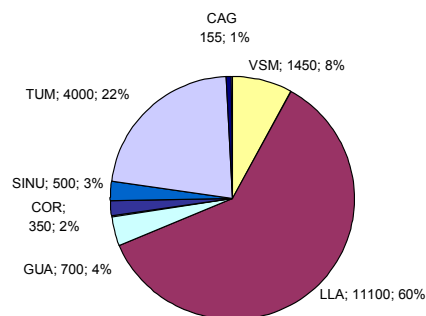
Una descripción por cuenca del número de contratos y el área total contratada a través del modelo TEA se indica en la siguiente tabla:

Cuenca	No. contratos	Área (Has)
Llanos	17	4.788.852
Valle Superior del Magdalena	5	753.075
Valle Inferior del Magdalena	1	134.000
Cordillera Oriental	1	219.141
Sinú Marino	1	1.506.338
Guajira	1	549.474
Caguán-Vaupés	1	245.701
Tumaco Marino	1	1.571.850
Total	28	9.768.432

**Tabla 9: Relación de contratos TEA firmados y área contratada por cuenca**

El año 2005 terminó con casi el 100% del área disponible en los Llanos, y las oportunidades en esta cuenca se centran en propuestas de Exploración y Producción sobre contratos de TEA.

Los trabajos de evaluación comprometidos en los TEAs incluyen el reprocesamiento de cerca de 20.000Km de sísmica 2D y otros estudios especialmente relacionados con geología de superficie y geoquímica con el objetivo de disminuir el riesgo exploratorio, con una inversión cercana a los US\$ 10 millones de dólares.





#### **Ilustración 14: Reproceso de sísmica (km)**

Adicionalmente, el nuevo contrato TEA permitió la firma de los contratos Fuerte/BHPBilliton y Borojó/Reliance en áreas costa afuera en el Caribe y Pacífico respectivamente, empresas TOP 100 que invierten por primera vez en Colombia. Sobre estos dos contratos en particular vale la pena destacar que la empresa BHPBilliton, ha negociado la conversión del TEA en E&P, que esta pendiente de aprobación por parte del Consejo directivo, con una inversión cercana a US\$ 26.000.000 en la adquisición de 4.000Km de sísmica 2D en la primera fase y 2.000 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D en la segunda fase.

Por su lado, el contrato con la empresa Reliance en el Pacífico, representa la reactivación de la actividad exploratoria en una cuenca que estuvo congelada por cerca de 7 años y la llegada a Latinoamérica de esta compañía.

Además de las áreas de frontera costa afuera, se suscribieron contratos en otras áreas "onshore" como la Guajira con la empresa Omimex y sobre la franja oriental del polígono B (Llanos) correspondiente a parte de la franja de crudos pesados.

#### **4.4 Empresas nuevas**

---

Nueve empresas nuevas denominadas de esta manera por ser empresas vinculadas al sector, pero que poseen poca experiencia operacional suscribieron contratos de exploración sobre áreas correspondientes a áreas maduras y campos pequeños ubicados en las cuencas de los Llanos (4), VMM (2), PUT (2) y CAT (1).

En general son empresas que desean incursionar como operadoras, en áreas con el menor riesgo posible, en busca de estructuras con reservas menores a 5

millones de barriles que fueron perforadas y abandonadas por las grandes operadoras mostrando presencia de hidrocarburos. Desde el punto de vista financiero, sus recursos provienen del desempeño de su labor y en algunos casos realizaron farm-in con otras compañías, por ejemplo OPA e IST con C&C Energy, para obtener los recursos necesarios para el desarrollo de los proyectos, teniendo en cuenta que se les solicitó a algunas el establecimiento de una fiducia mercantil que garantice el cumplimiento de las actividades adquiridas en cada una de las fases del programa exploratorio propuesto.

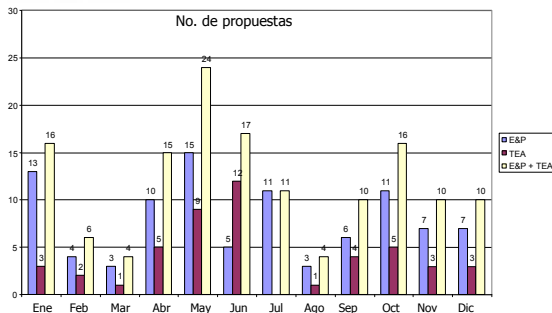
Teniendo en cuenta que este tipo de empresas genera expectativas especialmente sobre el cumplimiento y experiencia en la industria se llevo a cabo un análisis de estas, incluidas aquellas que suscribieron contratos durante el año 2004, y se puede observar que las empresas que no son prestadoras de servicios asociados a la industria, adquieren su experiencia a través de su personal, en su mayoría precedidas por ex empleados exitosos procedentes de diferentes operadoras. Otro aspecto importante para resaltar es que han pasado a la segunda fase del programa exploratorio cumpliendo a satisfacción con sus obligaciones.

#### **4.5 Estadísticas**

---

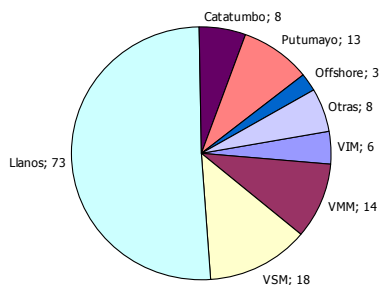
Se recibieron 143 propuestas, correspondientes a 48 TEAs y 95 E&P, 32 de estos sobre TEAs y 7 en áreas liberadas.





**Ilustración 15: Relación de propuestas recibidas por mes y tipo**

La cuenca de mayor interés fue la de los Llanos en donde se recibieron más del 50% del total de las propuestas con un total de 73 seguido por las cuencas del VSM (18 propuestas), VMM (14 propuestas) y Putumayo (13 propuestas).



**Ilustración 16: Propuestas por cuenca**

De las propuestas recibidas durante el 2005, el 21% de los E&P se convirtieron en contratos firmados y 23% continúan dentro del proceso, es decir un 44% de las solicitudes recibidas son exitosas, mientras los TEAs el 42% corresponde a contratos firmados y 15% continúan dentro del proceso, para un total de 57% de solicitudes exitosas.

Por otro lado, no fueron aceptables 44 propuestas E&P (46%) y 18 TEAs (37%); es decir el 46% del total. El principal motivo fue la disponibilidad de área (37%) seguido por el no cumplimiento de las capacidades establecidas en el Acuerdo 008 (21%).

La duración de una propuesta durante la fase de admisibilidad (evaluación) tuvo un valor promedio de 23 días, 54 días para la etapa de negociación y 44 días entre la aprobación y la firma del contrato, valores menores a los establecidos en el reglamento correspondientes a 30, 60 y 60 días respectivamente.

#### 4.6 Mapa de tierras

La información de las áreas, fue publicada en el mapa de tierras disponible en la página web, cuya actualización se realiza mensualmente y se incluye un boletín en donde se consigna especialmente información acerca de las áreas liberadas. Sobre este particular, con el objetivo de llevar a cabo una mayor promoción de algunas de estas se programaron dataroom con la información disponible.

#### 4.7 Informes y presentaciones

El grupo de negociación lideró la preparación del material que mensualmente se presenta a los miembros del Consejo Directivo de la ANH y los informes semanales al Comité de Dirección. En el 2005, se llevaron a cabo 12 presentaciones presenciales y 5 presentaciones virtuales del Consejo Directivo. El material de las propuestas para aprobación es preparado por el grupo de negociación y también es el encargado de compilar los demás temas de la Subdirección Técnica a presentar al Consejo.

La principal inquietud sobre las propuestas presentadas se relacionó con la capacidad operacional de las empresas nuevas y la capacidad financiera y operacional de algunas compañías que solicitaron una gran cantidad de áreas, para solucionar estas inquietudes se realizó un análisis de las empresas nuevas y para el segundo caso, se llevó a cabo un análisis



financiero enfocado en una evaluación más detallada a lo establecido por el reglamento de los estados financieros y el flujo de caja, y la validación y certificación de la capacidad operacional de estas compañías.

#### **4.8 Manual de procesos y procedimientos**

Se llevo a cabo el levantamiento del proceso de negociación establecido mediante el Acuerdo 08 de 2004, cuyo resultado es el "Manual de Proceso y Procedimiento del Macroproceso Negociación" donde se identificó un proceso Asignación de áreas y cuatro subprocesos (admisibilidad; negociación directa; selección de un oferente por proceso competitivo; y celebración, firma y perfeccionamiento de contrato).

Se elaboró una base de datos electrónica en donde se consignan los datos de las solicitudes recibidas y se registra su estado lo cual permite realizar el respectivo seguimiento. A través de esta base de datos se generaron los reportes semanales para el comité de dirección y la información para la elaboración mensual de los indicadores de gestión.

#### **4.9 Modificaciones al reglamento de asignación de áreas**

Finalmente, se generaron modificaciones al reglamento producto del análisis y evaluación de las solicitudes recibidas, tales como permitir a compañías sin capacidad operacional acceder a áreas por fuera del polígono, mayores exigencias sobre la capacidad operacional para áreas costa afuera y de la capacidad para contratar con respecto al objeto social, fueron entre otras las producto de la evaluación de las solicitudes presentadas.

Descripción	Resoluciones y modificaciones
Tamaño de las áreas	003-05 (21-feb): Tamaño mayor a discreción de la ANH
Acreditación capacidad técnica	015-05 (2-may): Personal vinculado laboralmente por lo menos medio tiempo.
Evaluación capacidad operacional	015-05 (2-may): Permitir a empresas sin capacidad operacional acceder a áreas por fuera del polígono a juicio de la ANH
	028-05 (25-jul): Condiciones mínimas de capacidad operacional para áreas costa afuera
Evaluación de la capacidad financiera	031-05 (16-sep): Modificación a la evaluación de la capacidad financiera e inclusión de flujo de caja
Capacidad para contratar	038-05 (11-nov): Objeto social mayor a 1 año. Constitución 5 años / Experiencia de socios

**Tabla 10: Relación de modificaciones realizadas al reglamento**

Con el fin de mejorar el mecanismo empleado en la evaluación financiera de las empresas que hacen solicitud de áreas, se elaboró una propuesta sobre la inclusión de tres indicadores adicionales que permitan evaluar la liquidez de las compañías.

#### **5. SEGUIMIENTO A LA EXPLORACIÓN**

En forma general, en lo concerniente al cumplimiento de metas físicas, se destaca que, durante 2005, la actividad exploratoria desarrollada mediante los contratos E&P conllevó una inversión exploratoria cercana a USD 32 millones, representada en la adquisición de sísmica, perforación de pozos A-3 y re-entry de pozos en los diferentes bloques contratados.

Dentro de los compromisos contractuales con la Agencia el total de pozos perforados en 2005 llegó a cuatro y tres más se encuentran en ejecución. Para 2006, de acuerdo a las obligaciones contractuales, se deben perforar 23 pozos exploratorios.

El total de sísmica equivalente adquirida dentro de los contratos de la ANH fue de 1,385 Km. (938.4 Km. 2D y 262.9 km2 3D), la adquirida por la ANH en forma directa fue 8,173 Km. y el total de adquisición sísmica del país fue de 11,894.4 cifra record la cual no se había ejecutado desde el año 1989.



ADQUISICION SISMICA 2005

ANH CONTRATOS	OPERADORA	CUENCA	Km 2D equivalentes Ejecutados	Pozos Perforado	Pozos Reentrado	INVERSION USD
Petiscos	Ecopetrol	VIM	20.100			5.200.000,00
Macarenas	Ecopetrol	LLA	55.000	Arama-1		1.050.000,00
Maguro	Petrocolombia	LLA	20.000	Toruno-1		1.600.160,00
La Creciente	Stratus	SIN	151.190			364.020,00
Cobiro	Wentz	LLA	27.000			150.000,00
Oropéndola	Conesquisos	LLA	34.300		Ogumo-1	1.330.000,00
Río Verde	Harken	LLA	56.300		Macarenas-1	2.080.000,00
La Loma	Drummond	GESUR	39.000			250.000,00
Villanueva	Petrobras	LLA	210.400			4.000.000,00
Paraiso	Mercantile	VSM	41.820			600.000,00
Urubame	Ecopetrol	CAI	256.300			1.800.000,00
Chaza	Argosy	PUT	27.000			787.000,00
Esperanza	Geoproduction	VIM		Arianna-1	Jobo-1	855.000,00
Los Háos	Harken	LLA			Los Háos-1	2.400.000,00
Buenavista	Tecniconrol	COO			Bolívar-1	1.200.000,00
Yamú	Winchester	LLA			Carupaná-1	813.000,00
Guasimo	Kappa	VSM			Guasimo-1	400.000,00
Dorobá	Hupacol	LLA	113.900			3.200.000,00
Caibano	Hupacol	LLA	232.900			1.500.000,00
Chaza	Argosy	PUT	23.800			787.000,00
Casahare Este	Petrominerales	LLA	51.000			680.000,00
Las Águilas	Petrominerales	PUT	25.000			750.000,00
<b>TOTAL</b>			<b>1.385,5</b>	<b>4</b>	<b>6</b>	<b>31.596.160,00</b>

**Tabla 11: Inversión Contratos E&P 2005**

### 5.1 Reuniones de seguimiento a contratos E&P y TEA

Durante el 2005 se realizó el seguimiento a los contratos E&P y TEAs firmados durante este año y el año anterior, con el fin de conocer el avance de las actividades exploratorias y las acciones que los compromisos contractuales requieren y que se generan en el desarrollo de su ejecución tales como expedición de garantías, liquidación de derechos económicos y la generación y cobro de transferencia de tecnología. Estas reuniones el seguimiento de las actividades que hacen parte del plan de trabajo del contratista (en total 17 reuniones durante el 2005), el final de una de las fases del contrato (15 reuniones), finalización de actividades (3 reuniones para TEAs) o la antesala a la perforación de un pozo exploratorio (6 reuniones).

Se realizaron en total 17 reuniones para identificar el avance de actividades, 15 reuniones de finalización de fase de los diferentes E&P, 3 reuniones de finalización de actividades de contratos TEA y 9 reuniones pre-spud o antesalas a la perforación de un pozo.

### 5.2 Visitas a campo

Relacionadas con las operaciones claves en la evolución de la perforación de los pozos exploratorios tales como registros eléctricos o pruebas de formación. En el año 2005, a través del grupo de

seguimiento a la exploración, la ANH hizo 9 visitas a campos en los cuales se realizaron actividades de perforación o re-entry de pozos, con el fin de presenciar las pruebas mencionadas y conocer de primera mano la eventual existencia de hidrocarburos en las formaciones alcanzadas, entre otras cosas.

Estas visitas permitieron conocer los estándares de las empresas en lo relacionado con seguridad industrial y física, manejo de las relaciones con las comunidades étnicas, estado de la locación, vías de acceso y en general, el cumplimiento de las obligaciones contractuales dentro de las buenas prácticas de la industria.

Adicionalmente, se realizó una inspección al bloque Guachiría Norte para comprobar el estado de inundación declarado por la contratista y confirmar la construcción de una vía de acceso a la locación del pozo Bonaire como parte de la ejecución del proyecto de perforación del pozo Bonaire-1.

### 5.3 Informes de seguimiento

Se realizaron informes de seguimiento sobre los avances de adquisición de sísmica (ANH directa y contratos E&P), avance y programación de pozos exploratorios A-3 y un segundo informe relacionado con el estado de las actividades que se desarrollan en los contratos E&P y TEAs, basados en los reportes que los contratistas envían a la ANH al final de cada mes.

El reporte que se deriva de los anteriores informes, está disponible en la oficina de seguimiento a contratos ya que es una herramienta de uso diario en el desarrollo de las labores de este grupo de trabajo.

La información que se deriva de este reporte, facilita el trámite pre-aprobación de solicitudes hechas por contratistas



como prórrogas, cambios en el programa exploratorio mínimo, cesión de intereses, constancias, extensiones y otros temas que pueden ser técnicos y/o jurídicos. Durante el 2005 se elaboraron en total 20 presentaciones de modificaciones a Contratos E&P para ser estudiadas ante el Comité Técnico y Consejo Directivo.

#### 5.4 Derechos económicos

Durante el 2005 se causaron trescientos sesenta y cuatro mil ochocientos ochenta y un dólares (USD 364.881) generados por el paso a segunda fase de quince de los contratos vigentes suscritos con la ANH, de los cuales se recibieron doscientos setenta y nueve mil ciento sesenta y cinco dólares (USD 279.165). Por su parte, durante este mismo período los contratos TEA causaron un millón doscientos once mil quinientos ochenta y seis dólares (USD 1'211.586) por concepto de derechos económicos, de los cuales se recibieron novecientos treinta mil siete dólares (USD 930.007).

Adicionalmente en este año se recibieron noventa y ocho mil ochocientos ochenta dólares (USD 98.880) generados por el pago de los derechos económicos de Toledo y Guaimaral, firmados durante el 2004, y de Caimán, firmado en el 2005.

Por último, de los contratos firmados durante el 2005 y que están pendientes de definir fecha efectiva, se generaron quinientos setenta y tres mil cuatrocientos cuarenta y dos dólares (USD 573.442) en derechos económicos de la ANH.

E&P	OPERADOR	CUENCA	AREA (HA)	INICIO FASE 2	DURACION FASE 2 (MESES)	D.E. USDS	FECHA DE PAGO
PARADIGMA	CONSORCIO PETROTESTING COLREGISTROS	VHM	43.963	3-Mar-05	12	32.972	27-Abr-05
MAPURO	PETROCOLOMBIA S.A.	LLA	16.677	2-May-05	12	12.508	27-May-05
LA LOMA	DRUMMOND LTDA.	CESAR	159.845	13-May-05	12	94.884	10-Jun-05
DOROTEA	HUPECOL LLC	LLA	20.678	10-Jul-05	12	10.339	22-Jul-05
DROPENDOLA	CONEQUIPOS	LLA	27.844	4-Jul-05	12	20.883	2-Ago-05
BUENAVISTA	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY	COR	10.000	9-Ago-05	12	5.000	16-Ago-05
CABONA	HUPECOL LLC	LLA	34.830	10-Sep-05	12	26.122	27-Sep-05
ESPERANZA	UNION TEMPORAL ESPERANZA	VIM	45.976	31-Ago-05	18	34.482	29-Sep-05
YAMU	WINCHESTER OIL AND GAS S.A.	LLA	7.364	14-Sep-05	12	5.523	12-Oct-05
LA CRECIENTE	STRATUS OIL AND GAS	VIM	27.472	20-Oct-05	15	20.604	18-Nov-05
SUASIMO	KAPPA RECURSOS COLOMBIA LTD.	VSM	10.932	12-Nov-05	12	8.199	9-Dic-05
EL TRIUNFO	EL TRIUNFO UNION TEMPORAL	LLA	10.200	30-Nov-05	9	7.650	27-Dic-05
JORORO	PETROMINERALES COLOMBIA LTD	LLA	29.241	9-Dic-05	12	21.931	
TALORA	ARGOSY ENERGY	LLA	43.842	17-Dic-05	12	32.881	
GUACHIRIA NORTE	ISOLANA PETROLEUM	LLA	41.205	22-Dic-05	12	30.903	

**Tabla 12: Derechos económicos E&P 2005**

TEA	EVALUADOR	CUENCA	FIRMA CONTRATO	FECHA EFECTIVA	DURACION (MESES)	AREA (HA)	D.E. USDS	FECHA DE PAGO
RIEITE	BHP BILLINGTON PETROLEUM	Siru Marino (Bosmina)	18-Abr-05	16-May-05	18	1.506.338	277.268	19-May-05
CDIALES	OMIMEX	ISA	1-Jun-05	1-Jun-05	15	549.474	85.895	28-Jun-05
CHICAGO	PETROMINERALES COLOMBIA LTD	LLA	2-Jun-05	24-Jun-05	12	175.621	35.124	15-Jul-05
VALLE LUMBAR	HARKEN DE COLOMBIA LTD	LLA	27-May-05	27-Jun-05	16	841.523	144.207	6-Jul-05
CACHAMA	EMERALD ENERGY PLC	LLA	3-Jun-05	28-Jun-05	10	239.562	47.912	18-Jul-05
LAS BRISAS	EMERALD ENERGY PLC	LLA	3-Jun-05	28-Jun-05	10	239.765	47.953	18-Jul-05
COMADRE NORTE	OCCIDENTAL ANDINA LLC	VSM	16-Mar-05	29-Jun-05	18	103.230	20.646	11-Ago-05
PALACIO	OCCIDENTAL ANDINA LLC	COR-VSM	16-Mar-05	29-Jun-05	12	219.141	43.828	11-Ago-05
ARPA	OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC	LLA	16-Mar-05	29-Jun-05	18	399.438	111.765	11-Ago-05
ZETA	OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC	LLA	16-Mar-05	29-Jun-05	18	301.903	72.761	11-Ago-05
SIMON	HUPECOL LLC	LLA	16-Ago-05	29-Ago-05	4	67.279	13.456	8-Sep-05
AGUIRES	HUPECOL LLC	LLA	22-Jun-05	18-Oct-05	6	131.384	26.277	11-Nov-05
EL CONCHAL	TEPMA	LLA	16-Ago-05	31-Oct-05	12	14.071	2.815	24-Nov-05
EL QUESO NORTE	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA	VSM	29-Nov-05	29-Nov-05	14	37.464	5.878	
SANTA MARIA	PERENCO	LLA	24-Oct-05	12-Dic-05	8	138.124	27.625	
MARE MARE	PERENCO	LLA	24-Nov-05	12-Dic-05	6	38.157	7.631	
EL BONGO	MERCANTILE COLOMBIA OIL AND GAS	VIM	12-Dic-05	12-Dic-05	9	135.000	13.500	
SUEPARDO	HOCOL S.A.	LLA	7-Jul-05	23-Dic-05	16	957.552	178.945	
EL TIGRE	HOCOL S.A.	LLA	7-Sep-05	23-Dic-05	12	249.000	48.000	

**Tabla 13: Derechos económicos TEA 2005**

#### 5.5 Transferencia de tecnología

En términos de transferencia de tecnología, al 31 de diciembre de 2005 la ANH cuenta con ochocientos cincuenta y cuatro mil cuatrocientos cuarenta dólares (USD 854.440) por este concepto, de los cuales durante ese año solo se causó la cantidad de quinientos dieciséis mil setecientos cuarenta dólares (USD 516.740). De la anterior cifra, la Agencia ha dispuesto de ochenta y siete mil ochocientos veinte nueve dólares (USD87.829).

#### 5.6 Seguimiento a la actividad exploratoria del país

Durante todo el año, la ANH estuvo a cargo del seguimiento de la actividad exploratoria derivada de todos los contratos petroleros vigentes en el país.

Específicamente con el propósito de hacer seguimiento a las metas



propuestas por el SIGOB, la ANH en conjunto con el Ministerio del Medio Ambiente, Ministerio de Defensa, Ministerio del Interior, ECOPETROL S.A. y la participación de representantes del gremio petrolero en cabeza de la ACP y las compañías de servicios representadas por CAMPETROL, se organizaron reuniones mensuales lideradas por el Ministro de Minas y Energía, con el objeto de presentar un informe sobre la actividad exploratoria del país en cuanto a la adquisición de sísmica y perforación de Pozos A3.

La consolidación de la información presentada en las reuniones del Gobierno – Industria, se realizaron previamente reuniones entre la ACP, entidades del Estado, ECOPETROL y la ANH.

Estas reuniones son de mucha importancia ya que garantizan un efectivo seguimiento a los contratos, dado que se permite la comunicación e interacción entre los diferentes agentes del Estado para ayudar a resolver los inconvenientes que se presentan, o para agilizar los procedimientos asociados al cumplimiento de las obligaciones contractuales que deben llevar a cabo las empresas operadoras en el avance de los contratos E&P.

Como resultado de estas reuniones, la ANH identificó la necesidad de taladros a la que se estaban enfrentando las operadoras por falta de disponibilidad, lo cual estaba ocasionando retrasos en la programación de las obligaciones de los contratistas. En consecuencia, se ha podido relacionar la demanda y oferta de equipos de perforación para lograr el acercamiento entre las empresas implicadas y minimizar o eliminar el número de proyectos de perforación suspendidos o retrasados por falta de esta herramienta.

Adicionalmente, la ANH participa mensualmente de las reuniones del grupo Scout, el cual reúne a operadoras que tienen al menos un contrato E&P o de asociación vigente en el país. El principal propósito consiste en analizar una lista de actividades de exploración y de explotación actualmente en proceso, para el conocimiento de todos los participantes sea para fines de actualización de la información petrolera del país como para identificar nuevas oportunidades de negocios.

### **5.7 Otras actividades**

---

Se elaboró un manual que refleja los procesos asociados al desarrollo de los contratos, el cual permite a los interesados conocer información detallada sobre las actividades que se ejecutan y hacia donde van encaminadas las actividades que desempeñan los grupos de seguimiento a la exploración y a la producción. Como complemento a la actividad anterior, se contrató una firma que efectúe el seguimiento a los contratos de exploración.

Se automatizó la base de datos concernientes con los contratos E&P y TEAs con el propósito incluir bajo un mismo archivo la estimación de los derechos económicos y transferencia de tecnología que hacen parte de los mismos. Esto facilitará el seguimiento a las obligaciones contractuales de los operadores que tienen contratos con la ANH.

Se realizaron diversas reuniones de trabajo con Ecopetrol con el fin de elaborar la minuta de convenio que regirá para determinar los procedimientos a seguir para hacer el seguimiento a la exploración y explotación de las áreas de operación directa de esta empresa. Así mismo, el grupo de seguimiento a la exploración se encarga de tramitar la solicitud de



modificaciones a los contratos de asociación de Ecopetrol. Esta información fue recopilada y plasmada en la gráfica de avance de actividades de cada contrato, basada en la programación enviada por Ecopetrol y las modificaciones aprobadas por la ANH.

## **6. SEGUIMIENTO A LA PRODUCCIÓN**

A diciembre de 2005 la producción proveniente de contratos de exploración y producción, suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, sobrepasó los 114.000 barriles de aceite, provenientes de una cuenca sedimentaria tan prolífica como los Llanos Orientales y de una que históricamente no ha mostrado mayor éxito exploratorio como la denominada Cordillera Oriental.

### **6.1 Seguimiento a contratos**

---

En concordancia con la herramienta desarrollada por el área de seguimiento a la exploración, se elaboró un diagrama para el seguimiento de las actividades contractuales, incluyéndose por cada contrato los compromisos de perforación de pozos y/o la intervención a pozos ya existentes (re-entry), la fecha estimada (futura) o real de inicio de actividad, el estado de producción o cierre, los mecanismos de levantamiento utilizados según los compromisos, la formación productora y los intervalos cañoneados, la presentación del aviso de descubrimiento y del programa de evaluación y la producción acumulada, entre otros. La actualización de este diagrama se realizó con nuevos ingresos quincenalmente y la actualización general se adelantó mensualmente, generándose una herramienta de ayuda en el seguimiento de actividades, el cual jugó un papel importante en la rápida revisión de compromisos y medición de las actividades desarrolladas por los contratistas de la Agencia.

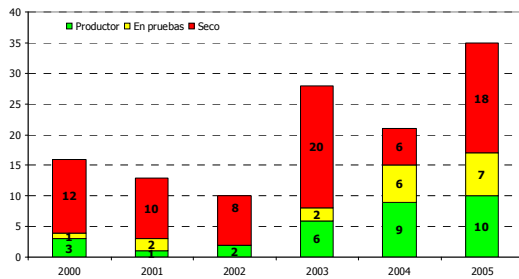
Como dinámica del control y seguimiento a cada una de las actividades del área se generó semanalmente un informe que relacionó las actividades principales realizadas por el área de seguimiento a producción que incluía una tabla resumen de la información actualizada de los pozos en producción, de los que podrían estar iniciando pruebas de producción y de los que estuvieran realizando reacondicionamiento. Igualmente en dicho informe se mantuvieron resumidas todas las actividades relacionadas con la reversión de Tello.

Con el fin de coordinar y orientar la correcta entrega de la información a la ANH, se informó el segundo y cuarto viernes de cada mes al EPIS, los productos de información entregables que debían ser activados en el Biper (herramienta EPIS), a disposición de la entidad con el fin de conocer el balance real del desarrollo y entrega de la información asociada a la ejecución de las actividades pactadas y consignadas en los anexos B de cada contrato E&P y que estuvieran ligados a actividades de producción como perforación de pozos y reentry. Es así como esta herramienta permite establecer el balance de la información pendiente de entrega, lo que a su vez orienta a la Subdirección para identificar los contratistas que se encuentran o no a paz y salvo con el suministro de información generada.



ID	CONTRATO	OPERADORA	CUENCA	TIPO	Km
9	SAN JACINTO	HOCOL	VSM	ECP E&P	40,0
10	ACHIRA	HOCOL	VSM	ECP E&P	35,0
11	EL QUESO	Nexen - Ecopetrol	VSM	ECP E&P	66,0
12	GUACHIRIA	SOLANA	LLA	ECP E&P	86,0
13	QUIFA	THETYS META	LLA	ECP E&P	154,0
14	GUAYUYACO	ARGOSY	put	ECP E&P	27,0
15	DE MARES	ECP	VMM	ECP DIR	39,0
16	MACARENAS	ECP	LLA	ANH E&P	55,0
17	ACHIRA	ECP	VSM	ECP DIR	15,0
18	EL QUESO	Nexen - Ecopetrol	VSM	ECP DIR	66,0
21	MAPUIRO	PETROCOLOMBIA	LLA	ANH E&P	20,0
22	LA CRECIENTE	STRATUS	VIM	ANH E&P	151,2
23	CUBIRO	MONSA	LLA	ANH E&P	27,0
24	OROPENDOLA	CEL	LLA	ANH E&P	34,3
25	RIO VERDE	HARKEN	LLA	ANH E&P	56,3
26	PERDICES	ECP	VIM	ANH E&P	20,1
27	CAYOS	ANH	SAN	ANH DIR	2.988,7
28	PACIFICO OFF SHORE	ANH	PAC	ANH DIR	4.000,0
29	CAGUI	ECP	VMM	ECP DIR	50,0
30	LA LOMA	DRUMMOND	CES	ANH E&P	39,0
31	VILLANUEVA	PETROBRAS	LLA	ANH E&P	210,4
32	PARAISO	MERCANTILE	VMM	ANH E&P	41,8
33	URIBANTE	ECP	CAT	ANH E&P	256,3
34	CHAZA	ARGOSY	PUT	ANH E&P	27,0
36	ABANICO	KAPPA	VSM	ECP E&P	25,0
45	PACIFICO OFF SHORE	ANH	PAC	ANH DIR	1.184,9
<b>Total</b>					<b>9.715,0</b>

**Tabla 14: Sísmica 2D adquirida en el 2005**



**Ilustración 17: Seguimiento a la perforación de pozos A3**

### 6.1.1 Visitas a campo

Como parte del seguimiento de los contratos se desarrollaron 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. Las visitas se encuentran relacionadas en la siguiente tabla:

### 6.1.2 Actividades previas a la perforación y reentrada de pozos

Para lograr el cumplimiento de los compromisos contractuales como mecanismo participativo ANH-contratistas, el área de seguimiento

implementó, coordinó y adelantó reuniones informativas con los contratistas próximos a iniciar perforación o intervención de pozos, en donde el contratista dio cuenta del estado de los trámites ambientales, obras civiles, aprobaciones, conclusiones técnicas que soportaban la perforación o reentry, así como aspectos sociales y logística, entre otros. Dichas reuniones le permitieron a la ANH establecer los canales de comunicación e instruir a la compañía en lo relacionado con la presentación de los informes, el manejo de los comunicados externos, la importancia del aviso oportuno de las actividades en campo como la toma de registros eléctricos y el desarrollo de pruebas de formación para la asistencia de un representante de la Subdirección Técnica, lo cual debe ser informado y puesto a consideración con la debida antelación.

Así mismo, en dichas reuniones se dio claridad a las compañías sobre los informes que se deben presentar a la ANH y al EPIS. Otras reuniones de esta índole, quedaron pendientes de ser realizadas por cuanto la actividad no se desarrollaría en el año 2005.

BLOQUE	OPERADOR	CUENCA	POZO
Esperanza	Geoproduction	VIM	Arianna-1
Los Hatos	Harken	LLA	Los Hatos-1
Mapuiro	Patracolombia	LLA	Toruno-1

**Tabla 15: Visitas a Registros eléctricos**

BLOQUE	OPERADOR	CUENCA	POZO
Esperanza	Geoproduction	VIM	Arianna-1
Los Hatos	Harken	LLA	Los Hatos-1
Macareñas	ECOPETROL	LLA	Arama-1

**Tabla 16: Visitas a Pruebas de Producción Pozos A-3**

BLOQUE	OPERADOR	CUENCA	POZO
El Trínifo	R3	LLA	La Cabaña-1
Oropendola	Conequipos	LLA	Ocuma-1
Buenavista	Tecnicontrol	COR	Bolivar-1

**Tabla 17: Visitas a pruebas de producción pozos reentrados**

### 6.1.3 Aviso de descubrimientos



De otra parte, se prepararon y enviaron comunicaciones reiterando el cumplimiento de los compromisos o manifestaciones derivadas de las cláusulas relacionadas con la producción, entre las que se tienen la solicitud de presentación de aviso e informe de descubrimiento, de la solicitud de reporte oportuno y periódico del resultado de las pruebas y demás obligaciones contractuales relacionadas con actividades de producción.

A partir de ello, en el año 2005 se logró que los contratistas que realizaron actividades de perforación o reentry de pozos y con indicaciones de haber hallado una acumulación de hidrocarburos, con miras a evaluarla, presentaran el aviso e informe de descubrimiento respectivo en aquellos casos en que el plazo de su presentación terminó en este año. Entre los contratistas a quienes se les recordó la presentación del aviso de descubrimiento se encuentran:

- Kappa Resources, contratista del E&P Guásimo por la actividad realizada en el pozo Guásimo-1, pozo que fue taponado y abandonado en julio.
- La Unión Temporal Omega Energy, del E&P Buenavista por el reentry del pozo Bolívar-1, respuesta que se obtuvo oportunamente de acuerdo con la cláusula 7, el día 16 de noviembre.
- Winchester Oil and Gas, contratista del E&P Yamú por los resultados obtenidos de la actividad en el pozo Carupana-1; aviso de descubrimiento presentado el 11 de noviembre, dentro del plazo conferido para tal fin.
- Geoproduction Oil and Gas, del E&P Esperanza, por la perforación y efectos de las pruebas del pozo Arianna-1. El aviso correspondiente se

presentó y reiteró el 21 de octubre y fue respondido el 11 de noviembre respectivamente.

## **6.2 Regalías**

---

Para el cobro de regalías, cabe destacar que entre los meses de febrero y marzo con objeto del recaudo proveniente de la producción obtenida de los pozos Tilodirán-1 y Macarenas-1 del contrato Río Verde, se dio lugar al análisis de las opciones que se tenían, a partir del cual se aplicó el recaudo de las regalías en dinero.

El área de seguimiento a la producción revisó conjuntamente con la Dirección de Hidrocarburos del MME los procedimientos de liquidación y la aplicación de las fórmulas establecidas en la Ley 141 de 1994 y normas reformativas y reglamentarias con el fin de entender y conocer la procedencia de los datos involucrados en la liquidación, tales como porcentajes a aplicar según los volúmenes de producción, distribución de regalías entre otros, de esta forma se pudo asistir y orientar a las compañías en todas las inquietudes relacionadas con el tema y permitió identificar y reglamentar el contrato en lo relacionado con el recaudo de las mismas.

En línea con lo anterior, se realizó el cobro de las regalías a los contratistas que generaron producción para la que se contó con las liquidaciones provisionales y definitivas preparadas y suministradas a la Agencia por la Dirección de Hidrocarburos del MME.

Dichas cobros fueron las regalías definitivas hasta el tercer trimestre (incluyendo las generadas por la producción del mes de diciembre de 2004) y las provisionales de octubre y noviembre de 2005 canceladas por Harken de Colombia, por la producción del contrato de exploración y





producción Río Verde con sus pozos Tilodirán-1 y Macarenas-1, según se detalla en el siguiente cuadro. Ninguno de los dos pozos produjo en el mes de diciembre.

son procedentes de la producción del segundo semestre de 2005.

### 6.3 Derechos económicos por producción

REGALÍAS RECAUDADAS EN 2005 E&P RÍO VERDE (MARFEN DE COLOMBIA LT)															
POZO		Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Agosto	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	TOTAL
Tilodirán-1	Producción (Bls)	2334	12	241	5.033	147.701	103.321	8.894	7.274	7.235	3.308	0	0	0	99.599
	Volumen regalías	233	1	23	453	1.178	828	858	952	971	208	0	0	0	4.842
	Valor Regalías \$	17.453.600	93.030	1.225.486	26.971.201	81.954.076	57.484.402	38.935.268	61.944.220	61.522.897	23.936.031	0	0	0	0
Macarenas-1	Producción (Bls)	0	1.164	6.938	4.417	6.838	1.338	4.551	995	0	0	693	1.126	0	29.289
	Volumen regalías	0	16	101	208	407	101	307	58	0	0	58	94	0	2.102
	Valor Regalías (\$)	0	5.253.111	52.848.838	22.581.654	32.887.730	7.527.416	25.897.536	4.954.888	0	0	8.658.198	0	0	0
Total	Producción (Bls)	2334	1.176	6.779	9.248	20.539	11.659	11.572	7.929	7.235	3.308	693	1.126	0	84.388
	Volumen Regalías	233	16	117	216	414	93	315	63	0	58	152	94	0	6.793
	Valor Regalías \$	17.453.600	5.253.111	54.068.324	47.563.155	114.879.804	65.021.867	64.772.202	66.944.108	61.522.897	23.936.031	4.526.722	8.658.198	0	0

**Tabla 18: Detalle de Producción y Regalías Recaudadas Contrato Río Verde**

Lo anterior, a una tasa representativa de mercado para el 2005 de 2321.5 \$/USD, puede indicarse que en promedio el barril para regalías de producción del E&P Río Verde se pagó a 31.5 USD/bl.

De acuerdo con la cláusula 16.1.2 del contrato E&P, el área de seguimiento a la producción, adelantó el cálculo y liquidación de los derechos económicos para el primer semestre de 2005 y diciembre de 2004 por un monto de USD 5.624 (\$13.688.400), provenientes de la producción del contrato Río Verde. Estos derechos económicos se obtuvieron de multiplicar la producción de propiedad del contratista por el factor previsto en la citada cláusula 16.1.2; a su vez la producción del contratista se obtiene de sustraer del volumen total producido, el volumen correspondiente a regalías (en este caso 8%).

Así mismo, se dio el cobro de las regalías definitivas del tercer trimestre y provisionales de octubre y noviembre de 2005, hecho a la Unión Temporal Omega Energy por la producción obtenida del pozo Bolívar-1 en el bloque denominado Buenavista.

Así mismo, de los pozos reentrados en 2005, dos han sido exitosos acumulando cerca de 35.000 bls. de aceite producido: Macarenas-1 y Bolívar-1; dos de ellos estarían pendientes de iniciar pruebas de producción a saber: Carupana-1 y Temblón 1X. Respecto a Tilodirán-1 del E&P Río Verde, pozo reentrado en diciembre de 2004, a la fecha ha acumulado más de 58.000 bls. de aceite producido (55.165 bls. en 2005).

REGALÍAS RECAUDADAS EN 2005 E&P BUENAVISTA (U.T. OMEGA ENERGY)															
POZO		Dic-04	Ene-05	Feb-05	Mar-05	Abr-05	May-05	Jun-05	Jul-05	Agosto	Sep-05	Oct-05	Nov-05	Dic-05	TOTAL
Bolívar-1	Producción (Bls)	0	0	0	0	0	0	0	231	212	871	222	199	0	700
	Volumen Regalías	0	0	0	0	0	0	0	181	188	642	178	155	0	571
	Valor Regalías (\$)	0	0	0	0	0	0	0	1.023.426	91.058.988	4.889.074	18.888.768	14.018.408	0	91.991.662

\* La información de la producción fiscalizada por el MME correspondiente al mes de diciembre de 2005, estaba pendiente de ser enviada a la Agencia al desarrollo de esta memoria; la misma no influye en la información de regalías recaudadas en 2005).

**Tabla 19: Detalle de producción y regalías recaudadas contrato Buenavista**

De acuerdo con esta última tabla, se puede indicar que el barril de crudo proveniente del contrato Buenavista, a una TRM de 2.296,0 (para el segundo semestre de 2005) se pagó a 38.6 USD/bl.

### 6.4 Áreas de operación directa

En total (incluyendo lo causado por la producción de diciembre de 2004), durante el año 2005 se recaudaron \$541.132.322, de los cuales \$285.889.201

De las 40 áreas de explotación de operación directa de Ecopetrol, se celebraron cuatro convenios: La Cira Infantas, Cubarral, Tibú y Apiay, de los que se han revisado cada una de las cláusulas y se han solicitado la presentación de los informes correspondientes, así mismo en concordancia con el decreto reglamentario 2288 de 15 de julio de 2004 se han solicitado las actividades que se han desarrollado en las áreas que aún no están bajo un convenio.



#### **6.4.1 Pozos excluidos**

---

En lo relacionado con aquellos pozos que fueron perforados con anterioridad a la celebración de un contrato de asociación y en donde Ecopetrol al contratar el área los excluyó expresamente del objeto del contrato, dos de las compañías asociadas y operadoras de estos contratos ya han presentado interés por la inclusión de dichos pozos al objeto de su contrato. En consecuencia la Agencia ha solicitado a Ecopetrol información referente a las causas que motivaron dichas exclusiones así como una propuesta orientada a obtener el mejor aprovechamiento de los pozos excluidos. La posición de la Agencia ha sido requerir una contraprestación económica para su inclusión al objeto de los contratos, por tanto se espera la propuesta conjunta operador-Ecopetrol para proceder al respecto.



## **SECCIÓN 2: GESTIÓN ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA**

La Subdirección Administrativa y Financiera durante la vigencia 2005 cumplió las funciones asignadas en el Decreto 1760 de 2003, las cuales se enfocan, entre otros, al asesoramiento a la Dirección General acerca de las políticas financieras, de recursos humanos y físicos de la entidad, las regalías, la organización administrativa soporte y la coordinación de informes y peticiones, contribuyendo así a la consecución del objetivo principal de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, que es la administración de las reservas de hidrocarburos de propiedad de Nación y al adecuado desempeño de las funciones de la entidad.

### **1. GESTIÓN HUMANA**

#### **1.1 Salud ocupacional y bienestar social**

En el aspecto de Salud Ocupacional y Bienestar Social se adelantaron actividades como la adopción de un reglamento de higiene y seguridad industrial y de la política de salud ocupacional, creación del comité paritario de salud ocupacional – COPASO, levantamiento del programa de riesgos, programa de educación y promoción, coordinación de jornadas de salud, medición de clima organizacional,

Con respecto al COPASO, mediante resolución 2833 de agosto de 2005 se hizo la divulgación pertinente para la inscripción de candidatos, jornada electoral para conformar el Comité y la presentación del documento final al Ministerio de la Protección Social. Dentro de las principales actividades realizadas por este comité, está el levantamiento del panorama de riesgos de la ANH, con el fin de elaborar el programa de Salud Ocupacional y orientar el desarrollo de actividades tendientes a prevenir cualquier daño a la salud, y establecer

las mejores condiciones de saneamiento básico industrial y crear los procedimientos que conlleven a eliminar o controlar los factores de riesgos que puedan ser causa de enfermedad, disconfort o accidente.

Se adelantó un programa de educación y promoción a todos los funcionarios y contratistas en temas de salud tales como cáncer de cuello uterino y seno, cáncer de próstata, riesgo cardiovascular, nutrición para adultos, manejo del stress, entre otros. Se llevaron a cabo jornadas de salud, particularmente en exámenes de citología, visuales y vacunación.

Se contrató a una firma experta en la medición de clima organizacional con el fin de contemplar acciones a desarrollar para el mejoramiento de las debilidades encontradas. Así mismo, se diseñó y aprobó el plan anual de bienestar social, con base en las necesidades detectadas en la encuesta que para tal fin se aplicó a los funcionarios de la Agencia en los dos primeros meses de 2005. Se desarrollaron las actividades relacionadas con la celebración de fechas especiales y jornadas de integración para el personal que labora en la Agencia y su núcleo familiar.

#### **1.2 Capacitación**

En términos de capacitación se aplicó la encuesta para determinar las necesidades que sobre el tema tienen las personas que laboran en la entidad, las cuales están en validación con el fin de estructurar el plan institucional de capacitación para llevar a cabo durante el 2006.

Complementariamente, se conformó el comité de bienestar social y capacitación (resolución 317 de noviembre de 2005) el cual tiene entre sus funciones promover el desarrollo del talento humano, impulsar la preparación



permanente de los servidores públicos, elevando sus niveles de satisfacción personal, eficiencia y eficacia, a través de la formulación de programas institucionales de capacitación y bienestar social y con base en la investigación de necesidades y atención a las prioridades de la ANH.

A través de la red de apoyo a la formación y capacitación del sector público que coordina la ESAP, se ha promovido y facilitado la asistencia de funcionarios de la ANH a conferencias y talleres en temas como: ortografía y redacción, resolución de conflictos, ley de empleo público y ley 909 de 2004, planificación y riesgo de reuniones efectivas de trabajo y gerencia estratégica de los riesgos en las entidades públicas. Participación en el diplomado en empleo público y nuevos instrumentos de gestión humana organizado por el Departamento Administrativo de la Función Pública y la ESAP, con motivo de la expedición de la ley 909 de 2004 y los decretos reglamentarios.

Se coordinaron jornadas de inducción y reinducción en procesos de vinculación, estructura administrativa, régimen salarial y prestacional, carrera administrativa y programación de los concursos que se realizarán en cumplimiento a lo ordenado por la Ley 909 de 2004; así como talleres de alineación de equipos de trabajo.

### **1.3 Planta de personal**

En el año 2005 se adoptó el manual específico de funciones y requisitos de la Agencia, acorde con las cargas de trabajo y con la nueva reglamentación expedida por el Gobierno Nacional en materia de Empleo Público, Carrera Administrativa y Gerencia Pública. Al finalizar el año, la planta de personal se cubrió en un 100% conforme a las disposiciones legales vigentes.

La provisión de los diferentes cargos se efectuó atendiendo al criterio de multidisciplinariedad, en la medida en que se cuenta con profesionales de las áreas de Ingeniería de Petróleo, Geólogos y Comerciales con el soporte legal, logístico, administrativo y financiero de las diferentes dependencias de la ANH.

Mediante la resolución 331 de diciembre de 2005, se crearon los grupos internos de trabajo y se designó a sus respectivos coordinadores. Estos grupos son: a) por la Dirección General: planeación, abastecimiento y relaciones externas; b) por la Subdirección Administrativa y Financiera: administrativa, financiera y sistemas; c) por la Subdirección Técnica: (i) área de gestión del conocimiento que a su vez se conforma por los grupos de geología, proyectos de inversión y banco de gestión de la información técnica, (ii) área de administración de áreas hidrocarburíferas conformado por los grupos de negociación, seguimiento a la exploración, seguimiento a la producción, comunidades y medio ambiente, y (iii) área de promoción con el grupo de promoción; y d) por la Oficina Asesora Jurídica: gestión administrativa y gestión técnica.

Se adelantó el proceso de revisión, ajuste y validación del aplicativo de nómina así como de los procedimientos administrativos para reconocimiento y pago de los diversos conceptos en nómina y de viáticos.

En cuanto a la Ley de Empleo Público, Carrera Administrativa y Gerencia Pública, se adelantaron las siguientes acciones:

- Autorizaciones ante la CNSC para efectuar nombramientos provisionales en los cargos de carrera administrativa y las



prórrogas que fueran requeridas por la entidad;

- Ajuste del Manual de Funciones y Requisitos de la Agencia, enfocándolo a las Competencias Laborales conforme a lo dispuesto por el Decreto 2539 de 2005;
- Formulación de los Acuerdos de Gestión a suscribir por los Gerentes Públicos de la entidad;
- Envío de la información a la CNSC sobre la totalidad de los cargos de carrera que deben someterse a concurso;
- Divulgación a los funcionarios de las dos convocatorias que expidió la Dirección General de la entidad, para conformar la comisión de personal y comunicación de los resultados a la CNSC, informando sobre la imposibilidad para su formalización debido a que vencidos los términos para inscribir los candidatos, no se recibieron postulaciones que permitieran continuar el proceso de votación, escrutinio y posterior conformación de la comisión, conforme lo dispone el Decreto 1228 del 21 de abril de 2005.

## **2. CONTRATACIÓN ADMINISTRATIVA**

Durante el año 2005, este grupo desarrolló múltiples actividades tendientes a la consolidación y cumplimiento de los objetivos trazados por la entidad para este año, comenzando por la estructuración del área con los recursos humanos y físicos disponibles:

- a) Se organizó el sistema de contratación de la entidad siguiendo lo señalado en las normas vigentes y directrices estatales sobre la materia, con el fin de establecer e institucionalizar los más eficientes mecanismos a través de los cuales se pueda hacer un seguimiento y

control efectivo de las diferentes etapas contractuales;

Como fundamento y estructura de ese sistema debe destacarse la expedición del manual de contratación administrativa, adoptado mediante la resolución 028 de febrero de 2005, creándose además el Comité de Contratación como un ente asesor en la materia para apoyar al Director y a los servidores públicos delegatarios en los procedimientos de contratación. En dicho manual también se delegaron y desconcentraron algunas funciones en materia contractual.

Otros componentes de este sistema son el levantamiento de procedimientos internos y el establecimiento y aplicación de las reglas para el ejercicio de la supervisión e interventoría de los contratos que celebre la Agencia, incluidos todos aquellos que son resultado de la aplicación del Acuerdo 0035 de 2004.

- b) Para la efectiva aplicación del manual citado se han efectuado jornadas de capacitación a todos los funcionarios y contratistas de la entidad, relacionadas con la contratación estatal y los requisitos y procedimientos contenidos en dicho documento, para adelantar la contratación de la Agencia con la mejor eficiencia, economía, oportunidad y celeridad.

- c) Con el propósito de cumplir las normas sobre la materia, particularmente el principio de transparencia, se implementó y normalizó el funcionamiento del portal de contratación del Estado colombiano, el sistema de información para la vigilancia de la contratación estatal – SICE y el SUIP



del Departamento Administrativo de la Función Pública, entre otros, reportándose de manera oportuna la información requerida sobre todos los procesos contractuales y contratos celebrados por la entidad.

- d) Dentro de los temas liderados por la Subdirección, es importante resaltar la labor desarrollada en los 13 procesos adelantados para la contratación de los servicios de aseo y cafetería; manejo de correspondencia sistematizada y de archivo físico y electrónico de la entidad; arrendamiento de muebles; arrendamiento de hardware con su respectivo software; suministro de elementos e insumos de papelería; outsourcing IT; pasajes; selección de un corredor de seguros, selección de un Banco para el recaudo de los ingresos que por regalías y otros conceptos percibe la ANH; adquisición de computadores portátiles, periféricos y licencias y la adquisición de una planta telefónica.
- e) La labor desarrollada por el grupo de contratación ha servido para que conjuntamente con la Oficina Asesora Jurídica, en temas de resorte específico de la Subdirección Técnica, se hayan adelantado exitosamente los procesos contractuales que se rigen por lo establecido en el Acuerdo 0035 de 2004, expedido por el Consejo Directivo, incluyendo múltiples invitaciones privadas y 10 invitaciones públicas.
- f) De las invitaciones privadas es importante destacar entre otras, el proceso relacionado con la recepción por parte de la ANH de todos los activos, bienes, derechos y áreas para la explotación de los campos productores de la Concesión Tello; los procesos relacionados con la adquisición del servicio de diseño de stands, alquiler del sistema de exhibición, mobiliario y equipos electrónicos que se requieran, montaje y desmontaje, transporte nacional e internacional del sistema de exhibición; asistencia y asesoría para la participación de la ANH en múltiples eventos del sector de hidrocarburos a nivel nacional e internacional.
- g) Dentro de los procesos en los que el grupo de contratación participó activamente, están los relacionados con: a) adquisición y procesamiento de líneas sísmicas en los proyectos 2D en las cuencas del Atrato San Juan, Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto, Soápaga y Llanos; b) interventoría de la adquisición y procesamiento de líneas sísmicas en las cuencas del Atrato San Juan, Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto, Soápaga y Llanos; c) estudio integral que permita calcular las reservas potenciales técnicamente sustentables en el cinturón de crudos pesados en los Llanos Orientales; d) interventoría al estudio integral de crudos pesados en los Llanos Orientales; e) estudio geoquímico de superficie (gasometría) de carácter regional en las cuencas de Cauca-Patía, Perijá-Turbaco y Soápaga-Chocó; f) interventoría a los contratos de geoquímica de superficie en las cuencas de Cesar-Ranchería, Sinú-San Jacinto, Soápaga-Chocó y Cauca-Patía; g) realización de cartografía geológica en las cuencas de Atrato-San Juan, Cesar - Ranchería, Sinú-San Jacinto y Soápaga; h) interventoría a los contratos de cartografía geológica, en las cuencas de Cesar - Ranchería, Sinú - San Jacinto, Cordillera Oriental (área Soápaga) y Atrato - San Juan; i) servicios para la adquisición, el procesamiento y la interpretación de datos de aeromagnetogravimetría del Litoral Caribe hasta las



estribaciones en la Cordillera Central y hasta Pueblo Viejo (Magdalena), desde La Celia – Dosquebradas (Risaralda) hasta Popayán (Cauca), en el Valle del Río Cauca y desde el borde costero del Litoral Pacífico hasta la Cordillera Occidental, y desde Urabá hasta el límite con Ecuador; j) interventoría de los contratos E&P en la Cuenca de los Llanos y en las Cuencas VIM, VSM, VMMM, Cesar, Córdoba y la Guajira; k) compra de hardware especializado para la Subdirección Técnica; l) adquisición de licencias a perpetuidad de propiedad de Landmark Graphics Corporation, de Environmental Systems Research Institute y de Schlumberger Surencó S. A. y m) revisión, ajuste y actualización del Decreto 1895 de 1973 y normas complementarias.

h) Igualmente, se prestó la colaboración en la inscripción a eventos, alquiler de espacios y montajes de los sistemas de exhibición de la ANH a nivel mundial.

i) Se suscribieron 107 contratos con formalidades plenas por un valor de \$173.048'928.227 y 143 órdenes o contratos sin formalidades plenas por un valor de \$1.526'430.252.

### **3. GESTIÓN DE RECURSOS**

#### **3.1 Recursos físicos**

En cumplimiento de sus funciones, la Agencia se ha venido organizando administrativamente para que los funcionarios cuenten con instalaciones adecuadas y los elementos necesarios para ejecutar las funciones a su cargo. De acuerdo con lo anterior, durante el 2005 se realizaron las siguientes actividades:

##### **3.1.1 Nueva sede de la ANH**

Adquisición y adecuación de la nueva sede de la ANH, escogido en razón a que satisface las necesidades propias del sector en que la ANH desarrolla sus actividades misionales, toda vez que fue concebida como una entidad pública enfocada no solo a administrar las áreas hidrocarburíferas sino a desempeñar un importante papel en el sector privado y particularmente en este sector de la economía del país que es primordial, con estas instalaciones son adecuadas para la buena ejecución de la labor así como para el posicionamiento en el mercado y el establecimiento de buenas relaciones con las diferentes petroleras.

##### **3.1.2 Sistema de archivo y correspondencia**

Teniendo en cuenta que la ANH no disponía de infraestructura para el manejo de la gestión documental y lo establecido en las disposiciones legales vigentes sobre la función archivística y administración de comunicaciones oficiales en las entidades públicas, se adelantó un proceso de contratación para vincular a una empresa experta en el tema que hiciera el manejo de archivo y correspondencia, la elaboración de las tablas de retención documental, el manual y procedimiento para el manejo de archivos y correspondencia, el comité de archivos, entre otros.

##### **3.1.3 Otras actividades**

Otras actividades están relacionadas con la contratación del servicio de fotocopiado a través de un outsourcing ubicado en las propias instalaciones de la ANH; la contratación de proveedores de suministro de elementos y útiles de oficina para hacer entrega de los pedidos mensualmente; el registro del plan de compras de la entidad en el Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal – SICE de conformidad con los códigos CUBS, realizando algunos ajustes que se requirieron atendiendo las necesidades



de bienes y servicios de la ANH; constitución del reglamento de caja menor por valor total de \$ 21,1 millones con sus respectivos controles; se levantó el inventario físico de activos de propiedad de la ANH, de bienes recibidos en calidad de comodato y arrendamiento, con el fin de establecer en detalle el registro permanente y valorizado; manejo del parque automotor de la ANH y finalmente, se brindó el apoyo logístico necesario, adecuando las áreas comunes, los puestos de trabajo y las salas de reuniones con el fin de asegurar el normal funcionamiento de la ANH y proporcionar las mejores condiciones de trabajo a los funcionarios y contratistas.

### **3.2 Sistemas**

---

Durante el año anterior se trabajó apoyando a la entidad en la implementación de tecnología para cubrir las necesidades del negocio, soportando las operaciones de la plataforma eléctrica, comunicaciones, voz, datos, conexiones a Internet, plataformas de hardware, software y aplicaciones.

Se conformó el comité de sistemas, que tiene entre otras funciones desarrollar el plan estratégico de sistemas, coordinar la implementación de la infraestructura tecnológica y la prestación de los servicios de información y comunicaciones, así como elaborar las políticas y procedimientos de seguridad informática.

#### **3.2.1 Outsourcing IT**

---

Se contrató el outsourcing de que prestara el servicio de infraestructura tecnológica, cuya empresa ha venido apoyando a la entidad en la implantación de un modelo de servicio el cual cubre la administración, operación y mantenimiento de la IT en telecomunicaciones, servicios NT-2000-

2003, servicios UNIX, desktop, configuración del sitio, acceso remoto, aplicaciones, impresión, telefonía y fax, WEB y energía regulada.

La prestación del servicio contempla tiempos establecidos, soporte remoto, diseñando el esquema de conectividad y seguridad de la Agencia alrededor de firewalls, así como el plan de calidad, el cual incluye áreas como la infraestructura de red, servidores, aplicaciones, estaciones de trabajo, usuarios, telecomunicaciones, entre otras. Lo anterior redundó en aumento de la calidad, funcionalidad y facilidad de uso. De igual manera, se reporta un mejoramiento continuo, una disminución de los tiempos de entrega y menores costos.

Este proyecto permitió tener la red de la entidad de forma independiente, desconectándonos de los servicios tecnológicos que desde la creación de la Agencia ha prestado Ecopetrol.

#### **3.2.2 Infraestructura tecnológica**

---

Durante el año anterior se adelantó un proceso de contratación de arriendo de IT de la Agencia, de acuerdo con las necesidades consignadas en el plan estratégico de sistemas para suplir necesidades como servidores, computadores portátiles, periféricos, aplicaciones de escritorio y en servidor.

La compañía contratada adelantó el proceso de implementación y migración de la información de acuerdo con el cronograma planteado. Posteriormente, se hizo entrega formal del servicio al outsourcing de IT mencionado.

#### **3.2.3 Adquisición sistema telefónico**

---

El plan estratégico de la entidad recomendó la adquisición de la planta telefónica sin definir las especificaciones del equipo, razón por la cual esta





Subdirección lideró la contratación de una firma especializada que prestara el servicio de asesoría y acompañamiento técnico, administrativo y jurídico en el proceso de contratación, recibo, instalación y puesta en funcionamiento del sistema telefónico requerido para el normal funcionamiento de la entidad.

Con base en los resultados de esta asesoría, la Agencia realizó un proceso de contratación para la adquisición de la planta telefónica para ser instalados y configurados en la nueva sede de la entidad.

#### **3.2.4 Establecimiento de políticas y procedimientos de operación IT**

---

Como resultado del análisis de negocio, se han establecido procesos con normas que garantizan niveles de servicio acordes con las necesidades de la Agencia, manteniendo estos servicios en un ambiente confiable para el cumplimiento de las tareas de los usuarios.

#### **3.2.5 Implementación IT**

---

Se efectuaron los procesos de licitación, evaluación y contratación de los sistemas de plataforma de computadores, servicios de red, sistema de correo electrónico, autenticación, impresión centralizada, servidor de archivos, servicios de conectividad a Internet, plataforma de seguridad y en general, toda la infraestructura necesaria para soportar las funciones de la entidad.

#### **3.2.6 Implantación portal**

---

Con el fin de cumplir los lineamientos de gobierno en línea y las funciones de la entidad, se implementó un portal corporativo con servicios de soporte, conectividad segura y otros beneficios con una buena relación costo-beneficio, para publicar los informes a las entidades reguladoras, comunidades, proveedores

y demás personas o instituciones de interés.

#### **3.2.7 Sistema integrado de información**

---

Se dio inicio a las actividades relacionadas con la adquisición, implementación y puesta en marcha de un sistema integrado de información de cobertura corporativa, que soporte los procesos estratégicos, misionales, de apoyo y de control de la organización.

Dado que la implementación de todo sistema de información está soportada en los procesos y procedimientos que apoyará, se hizo necesario que el proyecto contemplara el levantamiento, la documentación, la validación y la mejora de todos los procesos y procedimientos de la Agencia, teniendo en cuenta las mejores prácticas de la industria.

Así mismo y dados los sistemas de gestión de la entidad, se determinó iniciar el proyecto "diagnóstico, diseño, implementación y puesta en marcha de los sistemas de gestión de calidad, control interno y de información para la Agencia Nacional de Hidrocarburos". Dentro de los entregables de este proyecto se debe dimensionar el sistema integrado de la entidad y dar al menos 3 recomendaciones de software y el hardware necesario.

#### **3.2.8 Hardware especializado para la administración e interpretación de datos geológicos y geofísicos**

---

La Agencia adelantó un proceso de contratación para la adquisición del hardware especializado requerido para un adecuado soporte de los sistemas de información requeridos para la administración e interpretación de los datos geológicos y geofísicos.

El área de sistemas apoyó todo el proceso de contratación desde su etapa



inicial, con la definición de las especificaciones técnicas requeridas por el mismo, elaboración de los términos de referencia técnicos, acompañamiento y soporte técnico durante toda la etapa pre-contractual, incluyendo la realización de la evaluación técnica y económica del proceso de selección, previa a la adjudicación del mismo.

### **3.2.9 Seguridad informática**

---

Con el fin de dotar a la Agencia con un sistema de seguridad informática que le garantice la confidencialidad, permanencia y aseguramiento de la información que la entidad maneja, se realizaron una serie de tareas iniciales para la protección de la infraestructura informática existente y se sentaron las bases requeridas para adelantar durante el año 2006 las acciones necesarias para cumplir con esta actividad, tomando como referencia las mejores prácticas de la industria.

### **3.2.10 Intranet corporativa**

---

Se contrató a un outsourcing con el objeto de asesorar a la entidad en comunicaciones internas con el fin de establecer fortalezas, debilidades y posteriormente proponer estrategias y actividades encaminadas al fortalecimiento de los flujos de comunicación entre los funcionarios de la ANH. De lo anterior, se deriva como tarea prioritaria el desarrollo de una Intranet corporativa que permita a todos los funcionarios y contratistas conocer la información de la ANH de forma oportuna y mejorar los flujos de comunicación internos en la organización.

Como parte de este trabajo, se prestó apoyo al área de comunicaciones en el análisis de las propuestas recibidas como parte del sondeo de mercado realizado y en la elaboración de la parte técnica del documento de sustentación del

proyecto ante COINFO, previo a la realización del proyecto mencionado.

### **3.2.11. EPIS**

---

Se prestó soporte y asesoría tecnológica al BIP en todos los temas relacionados con las tecnologías de informática y telecomunicaciones que fueron requeridos, tales como el plan de continuidad de negocio, el esquema de conectividad para el modelo de autoservicio del EPIS a los clientes de la Agencia y la implementación de una red de voz y datos propia de la ANH en la Litoteca.

### **3.3 Recursos financieros**

---

#### **3.3.1 Asesoría para la revisión y actualización de algunas normas vigentes frente a la creación y funciones de la ANH**

---

Con la firma Estudios Palacios Lleras S.A. se adelantó este proyecto que tenía por objeto llevar a cabo un análisis jurídico consistente en la elaboración de un documento sobre varios temas de interés para la ANH:

- Régimen cambiario especial: se elevó un derecho de petición a la Junta Directiva del Banco de la República, en el cual se solicita la expedición de una resolución que facilite las operaciones cambiarias que debe realizar la Agencia dentro del giro ordinario de sus negocios, en particular, las que realiza para cumplir sus funciones respecto del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP, para así reducir los riesgos cambiarios y los costos que asume con tales operaciones.
- Liquidación del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP: explorar la posibilidad de que el MME encomiende a la ANH, por medio de la expedición de un



decreto, la tarea de liquidación del FAEP, labor que se encuentra por ley en cabeza de esa entidad, o que sea asumida por ese Ministerio.

- Intermediario único ante el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP: explorar la posibilidad de que la ANH, previo un decreto reglamentario, asuma la función de intermediario único ante el FAEP, adoptando las siguientes medidas: a) definir que es función de la Agencia recibir de ECOPETROL las regalías que correspondan sobre la producción de petróleo crudo de su propiedad, así como definir el monto de la retención que le corresponda ahorrar y girarla al FAEP; b) aclarar que, aún en esta forma, si las retenciones y giros de ECOPETROL al FAEP son superiores a lo debido, ECOPETROL podrá descontarlo de las sumas que debe girar al Fondo en el siguiente trimestre; c) definir que es función de la Agencia recibir del Banco de la República los reintegros y utilidades a los que haya lugar con cargo al FAEP, para que la Agencia los entregue a ECOPETROL y a los demás beneficiarios de las regalías y compensaciones; d) solicitar que el Director de la Agencia haga parte del Comité Directivo del FAEP.
- Consultas a la Dirección Nacional de Presupuesto y al Consejo de Estado, acerca de la propiedad de los recursos correspondientes a las regalías y compensaciones antes de su liquidación: estas consultas no se elevaron en virtud del concepto emitido por la Sala de Consulta y Servicio Civil del Consejo de Estado el pasado 21 de julio, radicado bajo el número

1.656, Consejero Ponente Flavio Augusto Rodríguez Arce, en el cual se señala que las regalías de hidrocarburos por constituir un derecho de participación económica de las entidades territoriales, no se incorporan en el presupuesto de la entidad como en la actualidad sucede.

### **3.3.2 Asesoría para la selección de un banco gestor y modelación de proyección de regalías**

---

Con el Consorcio Betainvest – Consulting se adelantó este proyecto, que tenía por objeto realizar una consultoría para los componentes que se relacionan a continuación:

- **Financiero, contable y administrativo:** elaborar los términos de referencia para la selección de una entidad que cubra las necesidades de la ANH en materia de sus servicios financieros, procesos administrativos, contables y presupuestales, acompañar a la entidad en el proceso de selección, así como efectuar un diagnóstico y las políticas para la operación.
- **Cálculo y proyección de regalías:** establecer la forma como actualmente se elabora el presupuesto, cálculo y proyección de regalías, así como dar recomendaciones para un nuevo modelo.
- **Tesorería:** diseñar las políticas, estrategias y procedimientos para la operación integral de la tesorería, de las inversiones y evaluación y control de riesgos financieros.

### **3.3.3 Selección de una entidad financiera que administre los recursos de la ANH**

---



En desarrollo de una de las responsabilidades de la consultoría financiera, la Agencia adelantó un proceso de selección de un Banco, debidamente establecido en el país, sometido a la vigilancia, supervisión y control de la Superintendencia Bancaria, para celebrar un convenio con el objeto de recaudar los ingresos que por regalías y otros conceptos percibe la ANH, la transferencia a las cuentas bancarias de entidades territoriales y demás entes beneficiarios de las regalías, pagos a terceros y la prestación de servicios especiales, los cuales contemplan labores operativas que redundarían en la operatividad, funcionalidad, oportunidad, disminución de carga operacional, prestación de servicios adicionales y confiabilidad de algunos de los procesos operativos del área financiera y administrativa de la ANH.

Al proceso de selección se presentaron cinco bancos, quedando adjudicado a la Unión Temporal Banco de Occidente y Edgar Nieto & Asociados Ltda., con quien el se suscribió el convenio de reciprocidad en cuenta y servicios especiales, por un período de dos (2) años y dos (2) meses contados a partir de su perfeccionamiento, el cual podrá prorrogarse por mutuo acuerdo por un (1) año adicional.

Dentro del proceso de entrega de la operatividad de las actividades antes descritas, se tiene contemplado quede recibido al 100% de su operatividad el 31 de marzo de 2006.

#### **3.3.4 Contabilidad**

El área contable de la ANH dio oportuno cumplimiento a los reportes de información y declaraciones de impuestos durante la vigencia 2005:

- Presentación de las declaraciones de Retención en la Fuente, IVA, ICA y Retención del ICA.

- Presentación trimestral de los estados financieros de la ANH a la Contaduría General de la Nación.
- Certificación patrimonial solicitada por el Ministerio de Minas y Energía en forma trimestral.
- Certificados de retención de impuestos solicitados por los terceros con los que la Agencia tiene operaciones.
- Respuesta a los requerimientos de los entes de control.
- Respuesta y soporte a la solicitud de información de las diferentes áreas de la Agencia.
- Se parametrizó e implementó la interfase del módulo de nómina con el de modulo de contabilidad.
- Se llevó el control contable y extracontable sobre los ingresos por consignación de derechos económicos, para lo cual se generó una base de datos para la identificación de los mismos de una forma rápida y precisa.

Adicionalmente entre las tareas correspondientes a esta área, se pueden destacar las siguientes:

- Actualización del formato de conciliaciones bancarias con el objetivo de optimizar la comprensión de la información financiera.
- Apoyó a la Subdirección Técnica y al área de contratación en lo relacionado con la elaboración y evaluación de los términos de referencia, en lo relacionado con los temas financieros.



- Diseño y publicación del boletín financiero semanal, cuyo objeto es el de informar de manera resumida y gerencial aspectos relacionados con la ejecución presupuestal, de regalías, contable y de proveedores.
- Depuración de los terceros creados en el sistema de la ANH, con el propósito de tener la información actualizada, para un total de 664 terceros, 719 creados en el aplicativo financiero ZUE.
- Las conciliaciones bancarias se encuentran al día y sus partidas conciliatorias corresponden a la operatividad normal de la Agencia.
- Conciliación de la cuenta de anticipos por concepto de viáticos girados a contratistas y a empleados.
- Organización del archivo del área, clasificando e identificando los documentos generados, logrando así una mejor conservación de los mismos.
- Diseño e implementación de la interfase entre el módulo de activos fijos y el módulo de contabilidad.

### 3.3.5 Cifras de la ANH

#### a. Efectivo

Al 31 de diciembre de 2005, 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
Cta. Puente Propio	000-61383-6	9.680	11.140
Regalías Pagos	000-62751-3	4.722	77.950
Venta de Servicios	000-67931-6	2.094	1.916
Derechos Económicos	000-67932-4	3.433	3.393
Regalías Suspendidas	000-62752-1	147	147
<b>Total Cuentas de Ahorro</b>		<b>20.076</b>	<b>94.546</b>
Recaudo propios	000-35933-1	22	88
Caja menor	000-35935-6	-	12
Recaudo regalías	000-35965-3	263.727	94.304
Explora. Explora	000-36101-4	-	4
<b>Total Cuentas Corrientes</b>		<b>263.749</b>	<b>94.408</b>
Cuenta Nueva York	2004001	50	6.853
<b>Total Cuenta Exterior</b>		<b>50</b>	<b>6.853</b>

**Tabla 20: Saldo y promedio cuentas corrientes y ahorro 2005**

#### b. Inversiones obligatorias

Al 31 de diciembre de 2005, la ANH tenía invertido en TES Clase B, adquiridos con la Dirección del Tesoro Nacional, la suma de \$194.060 millones valor nominal, correspondientes a recursos de funcionamiento y proyectos de inversión pendientes de desembolsar:

(Inversiones en TES valor nominal en millones)

Fecha compra	Plazo años	Fecha de emisión	Fecha de vencimiento	Tasa cupón	Tasa corte	Valor nominal
14 DE ENERO	4	NOV 9 2003	NOV 8 2007	12,00	9,71	116
JUNIO 16	2	ABRIL 7 2004	ABRIL 7 2006	7,50	7,04	98.281
6 DE OCTUBRE	2	ABRIL 7 2004	ABRIL 7 2006	7,50	5,99	47.888
21 OCTUBRE	2	ABRIL 7 2004	ABRIL 7 2006	7,50	6,00	47.776
<b>Total Valor Nominal</b>						<b>194.060</b>

**Tabla 21: Inversiones en TES**

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 1013 del 16 de junio de 1995.

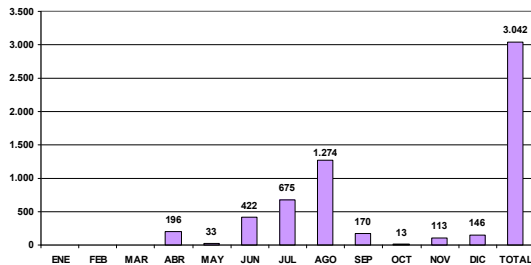
#### c. Ciclo de cuentas por cobrar e ingresos

La ANH en desarrollo de la función establecida en el artículo 5 del Decreto 1760 numeral 5.1., suscribió contratos de E&P y TEAS, percibiendo ingresos por



derechos económicos para la vigencia 2004, por la suma \$725 millones y para el 2005, por la suma de \$3.042 millones.

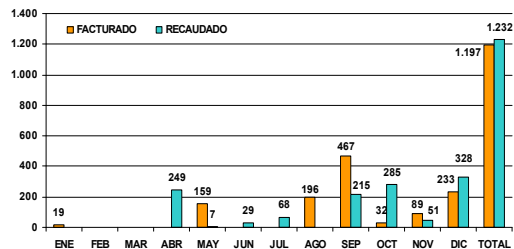
(Cifras en millones de pesos)



**Ilustración 18: Ingresos por derechos económicos 2005**

Igualmente, la Agencia efectuó venta de información petrolera (BIP) y Litoteca la cual generó ingresos en el 2005 por valor de \$1.197 Millones, siendo su facturación y recaudo mensual como se muestra en la siguiente gráfica:

(Cifras en millones de pesos)



**Ilustración 19: Ingresos BIP y Litoteca**

El valor recaudado por venta de información petrolera supera al valor causado, toda vez que el recaudo tiene incorporado lo correspondiente al IVA que hay que declarar y pagar a la Administración de Impuestos Nacionales.

Dentro de los procesos de seguimiento y control de cartera, se efectuó circularización de clientes con corte a noviembre 30 de 2005, con el propósito de mantenerla conciliada con cada uno de los terceros y así mismo, determinar la morosidad de la misma e identificación de los posibles clientes a reportar en el Boletín de Deudores Morosos del Estado.

Al 31 de diciembre de 2005, no se encuentra reportado cliente alguno y el valor de la cartera por cobrar por este concepto, asciende a la suma de \$410 Millones.

Se modificó el procedimiento de facturación para evitar los retrasos que se había registrados, estando a la fecha totalmente al día y facturándose en tiempo real al momento de entrega de la información.

Es importante mencionar que al 31 de diciembre de 2005 y de conformidad con el plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República, quedaron conciliadas las cuentas relacionadas con la administración y venta de información de la Litoteca.

Quedó pendiente de facturar en el mes de enero de 2006, los servicios prestados por la Litoteca por el año 2005, su valor asciende a la suma de \$128 millones.

Los demás ingresos recaudados por la vigencia 2005, corresponden a los recursos consignados por Ecopetrol con ocasión del convenio de financiación transitoria suscrito entre las partes de conformidad con artículo 21 del Decreto 1760 de 2003, los cuales ascendieron a \$231.337 Millones para la vigencia fiscal 2005.

Así mismo se encuentra el ingreso por la suma de 2 Billones de pesos los cuales estaban presupuestados para el pago de regalías.

**d. Ciclo de cuentas por pagar y gastos**

Se diseñó e implementó una base de datos para pago a proveedores.

Se definió un nuevo procedimiento y formato de autorización de pagos a proveedores, optimizando el tiempo de



aprobación y ejecución del pago, de 2 semanas a 5 días calendario.

Es así como a 31 de diciembre de 2005 tan sólo quedaron pendientes de pago las siguientes cuentas, las cuales se encontraban en proceso de aprobación por parte del supervisor inmediato, así:

Proveedor	Numero factura	Valor factura	Fecha factura	Fecha recepción	Estado
Schlumberger	17017891	US\$ 14.947	14-Dic-05	14-Dic-05	Pago enero 2006
BGP Inc.	C Cobro	\$10.725.349.265	15-Dic-05	15-Dic-05	En supervisión
Ludy Rocio vargas	Cta cobro	1.900.000	29-12-05	29-12-05	En supervisión
Seguridad Social	Cta cobro	\$90.261.820	29-12-05	29-12-05	En supervisión
Fondo Nacional del Ahorro	Cta cobro	40.074.522	Dic 2005	Dic 2005	Pendiente de giro
Contraloría General de la Republica	Cta cobro	\$4.833.112.648	Nov de 2005	Nov 2005	En Definición
Claudia Lafaurie	Cta cobro	\$108.945	Dic 2005	Dic 2005	Pendiente de giro
Adriana Ospina	Cta cobro	\$80.760	Dic 2005	Dic 2005	Pendiente de giro
Erika Rocio Ávila	Cta cobro	\$2.782.312	Nov 2005	Nov 2005	Pendiente de giro
TF auditores	377	\$ 31.480.710	15-Dic-05	15-Dic-05	En supervisión

**Tabla 22: Cuentas por pagar a 31 dic 2005**

**e. No fenecimiento cuenta vigencia fiscal 2004**

Con ocasión de la Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral vigencia 2004, llevada a cabo en la ANH, la Contraloría General de la República rindió su informe de auditoría el cual presenta un hallazgo de tipo contable, relacionado con la no valoración de los activos recibidos de ECOPETROL, Litoteca y BIP, situación que dio origen al no fenecimiento de los estados financieros correspondientes a esa vigencia.

Como parte del Plan de Mejoramiento de la ANH, se acordó solicitar concepto a la Contaduría General de la Nación, en su calidad de órgano rector de la Contabilidad Pública, para dirimir esta diferencia de criterios. Resultado de la misma la Contaduría General de la Nación señaló lo siguiente:

*“...Sin embargo, excede la competencia funcional de la Contaduría General de la Nación definir tal metodología.*

*Por tanto, mientras se define la metodología técnica de valoración monetaria pertinente, se considera procedente la revelación en Notas a los estados contables, considerando que éstas constituyen parte integral de los mismos, y no con un valor simbólico monetario, que podría distorsionar la información financiera.*

*Ahora bien, el hecho de no reconocer en la información contable de la ANH los activos señalados por el valor resultante de la aplicación de la metodología técnica de valoración, no incide en mayor grado en la información de los Balances General Consolidado de la Nación y del Sector Público por cuanto dichos bienes no han sido reconocidos y registrados en los años anteriores, no obstante que han sido revelados a través de Notas a los estados contables.”*

De conformidad con lo conceptuado por la CGN, la ANH estudiará la viabilidad y pertinencia de construir una metodología técnica de valoración, basados en experiencias similares a nivel mundial.

No obstante, en tanto se define este asunto que reviste alta complejidad, se continuará con la política que hasta el momento ha desarrollado la ANH, de revelar en sus notas a los estados financieros dicha información, en los términos de la CGN y se solicitará a la Contraloría General de la República el fenecimiento de sus estados financieros con corte a diciembre de 2004.

Adicionalmente, se presentaron tres hallazgos de diferencia de criterio contable entre la ANH y la Contraloría General de la República, para los cuales se solicitó concepto a la Contaduría General de la Nación, a la fecha no se ha tenido respuesta por parte de este ente rector.



### 3.3.6 Regalías

La ANH para la vigencia fiscal 2005, contó con una apropiación presupuestal de \$2 billones de pesos para atender los compromisos relacionados con regalías.

Es de destacar que el Consejo de Estado en concepto radicado con el No. 1656 del 21 de julio de 2005, señaló que las regalías por concepto de hidrocarburos, no se deben incorporar en el presupuesto de la ANH. Así las cosas, la ANH solicitó concepto al Ministerio de Hacienda y Crédito Público sobre la aplicación en forma inmediata de dicho concepto o continuar con el procedimiento establecido, cual era el de agotar el saldo de disponibilidad presupuestal con el que todavía contaba la ANH, en respuesta a dicha consulta, dicho Ministerio se pronunció en el sentido de que era responsabilidad de la ANH definir su acatamiento en forma inmediata o agotar el saldo de apropiación presupuestal, procedimiento este último que fue acogido por la Agencia.

Adicionalmente, es importante mencionar que la ANH había presupuestado en el anteproyecto para la vigencia fiscal 2006, apropiación presupuestal para el rubro de regalías, dicha apropiación que fue excluida por el Ministerio de Hacienda con ocasión del concepto del Consejo de Estado, es así como las regalías para las vigencia fiscal 2006, no hacen parte del presupuesto de la ANH.

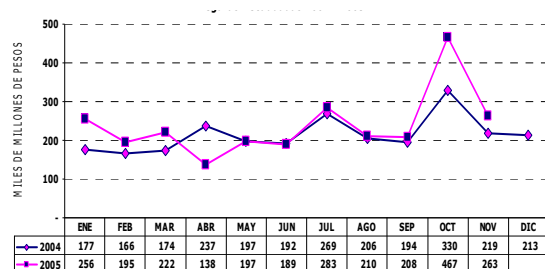
#### a. Recaudo regalías

Una vez recibidas las liquidaciones de regalías provisionales y definitivas enviadas por el MME, la ANH consolida y calcula los valores que deben ser recaudados en pesos, tanto con Ecopetrol como con los demás

operadores de los contratos suscritos por la Agencia (a partir de enero de 2004).

La ANH durante la vigencia fiscal 2005, dio estricto cumplimiento a los términos establecidos en la ley para el giro que por concepto de regalías de hidrocarburos tienen derecho los entes territoriales.

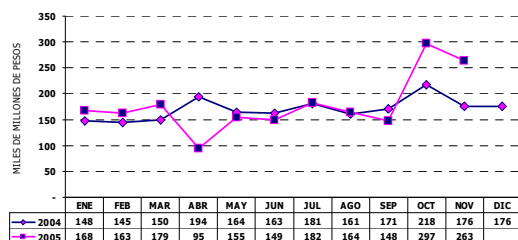
Las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos en el 2004, ascendieron a \$2.5 billones, frente a \$2.6 billones del 2005, sin tener en cuenta el mes de diciembre cuya liquidación se espera en el mes de enero de 2006, de conformidad con los términos establecidos en el Decreto 625 de 1996.



**Ilustración 20: Regalías recaudadas 2004-2005**

#### b. Regalías giradas

Efectuados los descuentos (FAEP, 1% interventorías y 5% FONPET) y tenidas en cuenta las notificaciones de la Dirección de Regalías del DNP, en lo referente a autorizaciones de cuentas y suspensiones de giros, la Agencia ha cumplido a cabalidad con las transferencias a los entes territoriales. A continuación se observa cual ha sido el comportamiento de las regalías giradas por la vigencia 2004 y 2005:







**Ilustración 21: Regalías giradas 2004-2005**

La ANH ha considerado de vital importancia tener informado a los terceros respecto del giro de regalías, es así, como una de sus políticas de divulgación ha sido la publicación trimestral en diarios de circulación nacional, así como la actualización permanente de la información en la página web de la entidad, consolidándose esta última como una importante herramienta para el suministro de información a los entes territoriales, actividades que han disminuido el número de solicitudes de información y derechos de petición.

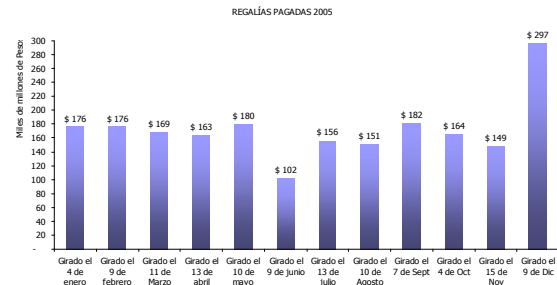
En el gráfico se puede observar el acumulado de regalías pagadas durante la vigencia fiscal 2005, agrupadas por departamento y puertos.

(Millones de Pesos Corrientes)

Beneficiario	2005
Antioquia	52.981.445.167
Arauca	168.593.374.049
Bolívar	30.898.418.941
Boyacá	59.614.960.975
Casanare	516.335.162.773
Cauca	5.180.695.797
Cesar	7.395.777.217
Cundinamarca	6.890.103.853
Guajira	66.656.239.137
Huila	205.123.797.699
Meta	267.849.636.649
Nariño	471.560.571
Norte de Santander	10.094.306.992
Putumayo	34.222.542.566
Santander	87.939.134.078
Sucre	909.532.425
Tolima	74.734.701.032
Municipios puertos - Dpto. Sucre	41.963.518.480
Municipios puertos - Dpto. Córdoba	49.446.562.340
Puertos carga, descarga y cabotaje	43.268.042.775
FNR Escalonamiento	10.405.706.386
Comisión Nacional de Regalías 1% Ley 756	19.914.882.611
Dirección del Tesoro Nacional. FNR	304.154.331.912
FONPET	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.065.044.434.428</b>

**Tabla 23: Regalías pagadas 2005**

En el gráfico siguiente se puede observar los pagos de regalías pagadas durante la vigencia fiscal 2005, incluido el desahorro del FAEP, identificados por fecha de giro:



**Ilustración 22: Regalías pagadas 2005**

**c. FAEP**

Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas del Ministerio de Minas y Energía, la ANH procede a "Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen." <sup>3</sup>

Es así como a la fecha, la Agencia ha girado al Banco de la República por concepto de ahorro y ha recibido del Banco por concepto de desahorro, de las entidades partícipes en el Fondo, los siguientes valores:

Los valores que le corresponde ahorrar a Ecopetrol como partícipe del Fondo, son cobrados directamente por la ANH y abonados por Ecopetrol directamente en cuenta en el exterior. El mismo procedimiento se lleva a cabo en el caso de los desahorros que le correspondan a la empresa, es el único beneficiario del FAEP con el cual efectuamos operaciones directas de ahorro y desahorro.

La porción de regalías que conforme a la ley deba ser retenida a las demás

<sup>3</sup> Numeral 5.11, artículo 5º Decreto 1760 de 2003.



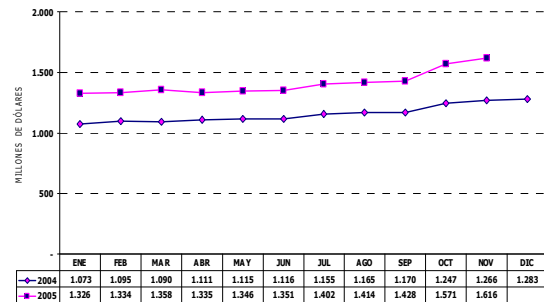
entidades participes diferentes de Ecopetrol, es descontada en pesos para posteriormente ser girada en dólares al FAEP.

Al no contar la Agencia con liquidez en el exterior ya que las regalías se recaudan en pesos, es necesario realizar la compra de las divisas en el mercado monetario, asumiendo el riesgo cambiario implícito en este tipo de operaciones, no obstante, mediante comunicados ANH-13-000919 y ANH-13-002227 del 25 de octubre y 13 de diciembre del 2005 respectivamente, se le ha venido solicitando a Ecopetrol los recursos de regalías en los siguientes términos de conformidad con el Decreto 1760 de 2003:

1. Transferir los recursos para girar en pesos a sus destinatarios en porción que no deba ser retenida con destino al FAEP.
2. La porción que deba ser retenida con destino al FAEP por la totalidad de sus beneficiarios, será girada en dólares de los Estados Unidos.

Ahora bien, no obstante dado que Ecopetrol no ha efectuado los giros de esta manera, esta situación no ha impedido el giro oportuno de dichos Fondos en los términos establecidos en la ley.

Es de resaltar que el saldo del FAEP, asciende a USD\$ 1.616 Millones de dólares (sin incluir intereses), mostrando el siguiente saldo para los diferentes meses de 2004-2005:

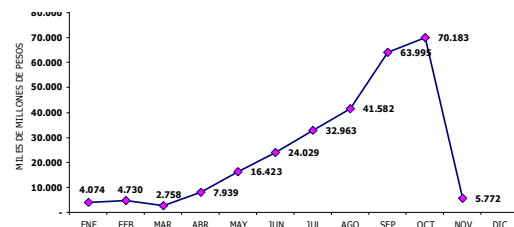


**Ilustración 23: Saldo FAEP 2004-2005**

#### **d. Suspensiones de regalías**

La Dirección de Regalías del DNP es la entidad autorizada para proferir o levantar suspensiones, medidas que se incrementaron sustancialmente en el mes de octubre, periodo en el cual tramitó cerca de ciento sesenta (160) solicitudes entre órdenes de suspensión y levantamientos de la medida, que llegaron a representar \$70.183 millones en la liquidación provisional del mes de octubre y el ajuste del III trimestre.

El comportamiento de las suspensiones en lo corrido del año, se detalla a continuación:



**Ilustración 24: Suspensiones 2005**

El saldo de regalías por concepto de hidrocarburos, retenido a la fecha y agrupado por departamento, es como se detalla a continuación:



Beneficiario	Valor(\$)
Arauca	319.307.168
Bolívar	57.272.397
Boyacá	16.096.102
Casanare	77.809.787
Cauca	1.979.211.514
Cundinamarca	79.191.403
Meta	20.238.278
Nariño	343.435.192
Norte de Santander	1.418.294.200
Santander	111.543.371
Tolima	2.953.648
Municipios puertos - Dpto. Sucre	1.059.647.513
Puertos carga, descarga y cabotaje	286.507.262
<b>TOTAL</b>	<b>5.771.507.835</b>

**Tabla 24: Saldo retenido de regalías**

La política de inversión de la ANH, es la de 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 1013 de 1995.

Es así como a 31 de diciembre de 2005, la ANH tenía invertido en TES Clase B, adquiridos con la Dirección del Tesoro Nacional, la suma de \$798.921 Millones Valor Nominal, correspondientes a recursos de regalías suspendidas o descuentos del FONPET pendientes de giro, así:

(Inversiones en TES – valor nominal en millones)

Fecha compra	Plazo años	Fecha de emisión	Fecha de vcto	Tasa cupón	Tasa corte	Regalías Gibraltar	Regalías suspendidas
14 de enero	4	nov 9 2003	nov 8 2007	12,00	9,71	-	2.647
	5	julio 10 2004	julio 10 2009	12,30	10,77	1.487	-
11 de agosto	2	abril 7 2004	abril 7 2006	7,50	7,10	-	-
6 de octubre	2	abril 7 2004	abril 7 2006	7,50	5,99	-	-
1 octubre	2	abril 7 2004	abril 7 2006	7,50	6,00	-	30.577
16 noviembre	1	sep 27 2005	sep 27 2006	6,00	5,70	-	75.967
14 diciembre	1	sep 27 2005	sep 27 2006	6,00	5,86	-	21.687
<b>TOTAL VALOR NOMINAL</b>						<b>1.487</b>	<b>130.877</b>

**Tabla 25: Inversiones en TES – regalías suspendidas**

De igual manera, se formalizaron veintinueve (29) cambios de cuenta, manteniendo actualizada la base de datos de beneficiarios y efectuado cruces de base de datos, en forma permanente con los archivos de la Dirección de Regalías del DNP.

### e. Embargos

De conformidad con el concepto y certificación emitido por la Dirección General de Presupuesto del Ministerio de Hacienda y Crédito Público, los recursos de regalías gozan de la protección de inembargabilidad; no obstante, al respecto se recibieron más de 30 instrucciones de retención y traslado de los recursos a cuentas de distintos Juzgados del país. Ante esta situación, desde finales del año 2004 y con el apoyo de la entonces Subdirección de Regalías del DNP, se solicitó a la Dirección General del Presupuesto Público Nacional, la correspondiente certificación de inembargabilidad.

Como consecuencia, se estableció un procedimiento en el que, respetuosamente se solicita a los Juzgados reconsiderar la orden, entregando para tal fin la respectiva certificación de inembargabilidad y el concepto emitido por la misma Dirección General del Presupuesto Público Nacional, en el que se cita la normatividad al respecto. Enviada esta documentación, se ratificaron en su decisión dos Juzgados, para lo cual la ANH ha acatado oportunamente las instrucciones impartidas por los mismos, así:

Juzgado	Municipio Demandado	Monto
Juzgado Laboral del Circuito de Barrancabermeja	Puerto Wilches	\$ 45.000.000
Juzgado Promiscuo del Circuito de Montelíbano – Córdoba	Puerto Libertador	\$333.191.658

**Tabla 26: Decisión de embargo por los juzgados**

### f. Bases de datos

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 FAEP de manera automática y se alimentará del



aplicativo del Ministerio de Minas y Energía a través de interfase automática.

A la fecha la ANH liquida las regalías en el Sistema Beneficiario de Regalías – SBR propiedad de ECOPELROL S.A., aplicativo que se encuentra en comodato en la entidad hasta el 30 de junio del 2006.

En este sentido, se ha discutido tanto al interior de la Agencia, como con funcionarios de ECP, la posibilidad de la cesión de la aplicación SBR, toda vez que cuando se reciba el aplicativo de Axesnet se requiere de un paralelo sobre el desarrollo de la solución contratada y es necesario realizar los procesos de empalme.

Igualmente, dada la importancia y materialidad de la labor de pago de regalías, se ha pensado que se requiere tener la seguridad en caso de contingencia de alguna de las dos aplicaciones; inclusive ahora, se manejan unos procesos alternos al SBR, para garantizar la confiabilidad de los pagos. De igual forma, la cesión permitiría a la Agencia maximizar la operatividad de esta aplicación.

Un factor importante que ha dilatado el proceso con Axesnet, es la entrada en línea del Sistema Único de Información Minero Energética – SUIME, por parte del Ministerio de Minas y Energía. Ante esta situación, la ANH ha colaborado con el Ministerio, mediante la contratación de un ingeniero de sistemas que se hará cargo de la puesta en marcha de la citada aplicación en el Ministerio.

#### **g. FONPET**

La ANH ha dado estricto cumplimiento a los descuentos que con cargo al FONPET debe efectuarse a cada ente beneficiario, sin embargo no ha sido posible girar dichos recursos, toda vez que no se ha obtenido la autorización correspondiente del Ministerio de

## **Agencia Nacional de Hidrocarburos** República de Colombia

Hacienda y Crédito Público, no obstante las múltiples comunicaciones enviadas a ese Ministerio.

Los recursos que actualmente tiene la ANH y que corresponden al FONPET, obedecen a los descuentos efectuados a los beneficiarios de regalías por la vigencia fiscal 2004 y 2005, los cuales ascienden a \$731.211 millones.

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, así:

(Inversiones en TES – millones)

Fecha compra	Plazo años	Fecha de emisión	Fecha de vcto	Tasa cupón	Tasa corte	Valor nominal
14 de enero	4	nov 9 2003	nov 8 2007	12,00	9,71	148.822
	5	julio 10 2004	julio 10 2009	12,50	10,77	145.358
1 de agosto	2	abril 7 2004	abril 7 2006	7,50	7,10	200.014
5 de octubre	2	abril 7 2004	abril 7 2006	7,50	5,99	72.394
21 octubre	2	abril 7 2004	abril 7 2006	7,50	6,00	-
14 noviembre	1	sep 27 2005	sep 27 2006	6,00	5,70	22.996
4 diciembre	1	sep 27 2005	sep 27 2006	6,00	5,86	76.974
<b>TOTAL VALOR NOMINAL</b>						<b>666.557</b>

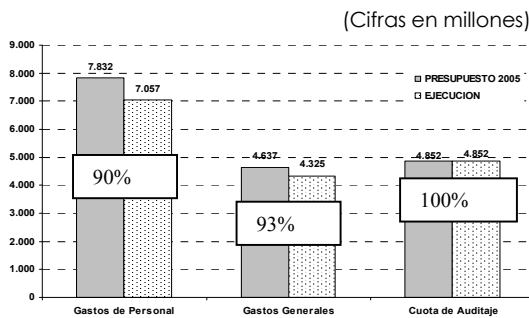
**Tabla 27: Inversiones en TES del Fonpet**

### **3.3.7 Presupuesto**

Es importante resaltar entre otros, los siguientes:

- Elaboración del anteproyecto de presupuesto vigencia fiscal 2006.
- Organización del archivo del área, clasificando e identificando los documentos generados, logrando así una mejor conservación de los mismos.
- Diseño e implementación de la interfase entre el módulo de presupuestos y contabilidad.

El resultado de la ejecución presupuestal de la Agencia, concluidas sus actividades al 31 de diciembre de 2005, corresponde a un 94%, como se muestra en la siguiente gráfica:



**Ilustración 25: Ejecución gastos de funcionamiento 2005**

**a. Gastos de personal**

En este rubro se presenta una ejecución presupuestal del 90%, en razón a que la planta de personal no se encontraba provista en un 100% desde el inicio de la vigencia.

En el cuadro se muestra la ejecución por cada uno de las cuentas:

GASTOS DE PERSONAL	APROPIACION	EJECUCION	%
<b>Servic. Personales aso. Nomina</b>	<b>3.185.527.508,08</b>	<b>2.734.730.507,22</b>	<b>85,85</b>
Sueldos de personal de nomina	2.221.993.159,01	2.153.679.099,82	96,93
Prima técnica	279.057.198,00	258.901.934,81	92,78
Otros	611.477.151,04	312.029.441,74	51,03
<b>Servicios personales indirectos</b>	<b>3.500.000.000,02</b>	<b>3.455.237.474,35</b>	<b>98,72</b>
Remuneración servicios técnicos	25.000.000,01	0,00	0,00
Honorarios	3.475.000.000,01	3.455.237.474,35	99,43
<b>Contrib. inh. Nomina sector privat</b>	<b>572.563.066,04</b>	<b>506.953.199,87</b>	<b>88,54</b>
Cajas de compensación	155.007.914,58	91.714.985,35	59,17
Aportes previsión social salud	178.539.867,07	178.537.102,20	100,00
Aportes previsión social pensiones	224.941.047,38	224.937.645,92	100,00
Aportes previsión social arp	14.074.237,01	11.763.466,40	83,58
<b>Contrib. inh. Nomina sector public</b>	<b>573.727.584,05</b>	<b>360.573.074,11</b>	<b>62,85</b>
Icbf	84.326.349,01	68.786.222,70	81,57
Sena	56.217.566,01	45.845.461,24	81,55
Fondo nacional del ahorro	298.864.925,01	211.814.438,22	70,87
Aportes previsión social salud	43.197.988,00	3.515.103,40	8,14
Aportes previsión social pensiones	91.120.756,01	30.611.848,55	33,59

**Tabla 28: Gastos de personal 2005**

**b. Gastos generales**

Dicho rubro presenta una ejecución del 93% y su desagregación es como sigue:

GASTOS GENERALES	APROPIACION	EJECUCION	%
<b>ADQUISICION DE BIENES</b>	<b>1.200.000.000,04</b>	<b>1.169.437.019,63</b>	<b>97,45</b>
Compra de equipos	1.067.827.493,01	1.040.759.287,34	97,47
Materiales y suministros	132.172.507,03	128.677.732,29	97,36
<b>ADQUISICION DE SERVICIOS</b>	<b>3.136.645.683,17</b>	<b>2.889.555.784,41</b>	<b>92,12</b>
Mantenimiento	971.210.395,04	944.229.019,60	97,22
Viáticos y gastos de viaje	321.000.000,01	177.818.314,08	55,40
Comunicación y transporte	191.820.840,02	183.285.144,10	95,55
Servicios públicos	171.761.912,01	156.082.574,93	90,87
Bienestar social	21.805.000,02	19.232.303,72	88,20
Impresos y publicaciones	176.294.640,02	161.830.363,48	91,80
Arrendamientos	1.239.809.517,03	1.214.994.031,67	98,00
Seguros	25.519.965,01	22.466.826,27	88,04
Otros gastos generales	17.423.414,01	9.617.206,56	55,20
Impuestos y multas	300.000.000,01	266.357.875,46	88,79

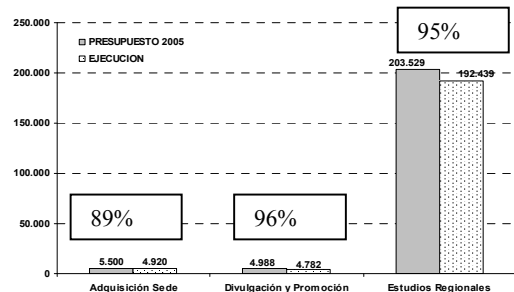
**Tabla 29: Gastos generales 2005**

**c. Cuota de auditaje**

Mediante Resolución número 00980 del 4 de octubre de 2005, la Contraloría General de la República fijó la cuota de auditaje de la ANH para el año 2005, por valor de \$4.800 millones de pesos. Al respecto la ANH interpuso un recurso de reposición toda vez que para el cálculo de dicha cuota, la Contraloría tuvo en cuenta el rubro presupuestal de regalías, monto que no debe ser factor para el cómputo de la tarifa, en razón toda a que según el Consejo de Estado, los recursos de regalías de hidrocarburos por constituir un derecho de participación económica de las entidades territoriales, no se incorporan en el presupuesto de la Agencia.

**d. Proyectos de inversión**

El siguiente es el resultado de la ejecución de los proyectos de inversión:

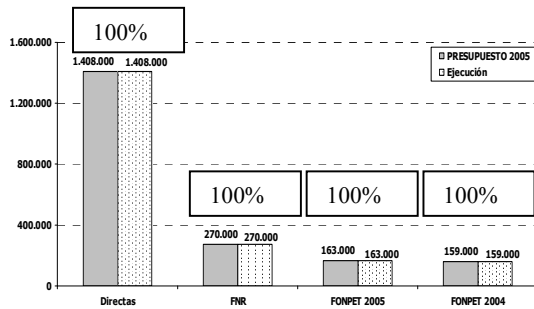


**Ilustración 26: Proyectos de Inversión 2005**

**e. Regalías**



A continuación se presenta la ejecución correspondiente a regalías:



**Ilustración 27: Regalías 2005**

#### **4. OTRAS ACTIVIDADES ADMINISTRATIVAS**

##### **4.1 ECOPETROL**

En la actualidad existen cuatro convenios vigentes suscritos entre las dos entidades: contrato de comodato por medio del cual ECOPETROL presta en uso elementos de oficina a la ANH; convenio interadministrativo por medio del cual ECOPETROL facilita apoyo logístico o de servicios administrativos a la ANH; contrato de comodato por medio del cual ECOPETROL presta en uso el software aplicativo de regalías a la ANH; convenio interadministrativo de financiación transitoria.

Respecto a este último convenio, ECOPETROL ha manifestado la intención de suscribir un otrosí, con el objeto de modificar la forma de pago de la primera cuota, la cual debe ser cancelada dentro de los primeros quince días hábiles del mes de enero del año en curso. Sostiene que el primer desembolso sólo se podrá efectuar una vez la Asamblea de Accionistas haya aprobado la distribución de utilidades y la constitución de la reserva.

##### **4.2 Derechos de petición e informes**

Se han atendido todas las solicitudes presentadas a la entidad así como aquellas que han sido trasladadas por el Ministerio de Minas y Energía y por ECOPETROL, por ser de competencia de la ANH.

De otra parte, se han presentado oportunamente los informes relativos a personal, contratación y presupuesto a las entidades competentes para el efecto.

En el mes de junio se activó el servicio de la línea de atención al ciudadano 01 8000 953000.

##### **4.3 Convenio celebrado con Fonade**

En el 2004, se celebró con Fonade un convenio interadministrativo con el fin de gerenciar los proyectos de la ANH, prestando los servicios técnicos, jurídicos administrativos y financieros requeridos para el buen desarrollo de los mismos.

En cumplimiento a lo establecido en el convenio, se adicionó al mismo la suma correspondiente a los rendimientos financieros generados por los recursos aportados por la Agencia para su desarrollo, suma que ascendió a más de \$1.700 millones de pesos, los cuales se destinarán principalmente a proyectos misionales.



## **SECCIÓN 3 -GESTIÓN INSTITUCIONAL**

### **1. RELACIONES EXTERNAS Y COMUNICACIONES, COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE**

En concordancia con las metas del Gobierno Nacional para el sector de hidrocarburos, la ANH estableció como estrategia de cumplimiento la creación de tres áreas de trabajo: comunidades, trabajo con las entidades del Estado y trabajo con la industria.

#### **1.1 Comunidades**

---

##### **1.1.1 Grupos étnicos**

---

La ANH desde su inicio identificó que uno de los temas claves a trabajar para lograr un buen desarrollo de las actividades del sector de hidrocarburos, era la de realizar proyectos orientados a la generación de espacios de diálogo entre el Gobierno Nacional, la industria petrolera y las comunidades y así tratar de avanzar en la armonización entre el desarrollo hidrocarburífero del país y el respeto de los derechos de las comunidades.

Para el Gobierno Nacional y la industria petrolera, es muy importante contar con un interlocutor válido y cualificado en materia del desarrollo de las actividades de hidrocarburos, por lo cual nos centramos en la necesidad de capacitar a las organizaciones, líderes y comunidades en las diferentes etapas de dicha actividad y contamos con la iniciativa de la Organización Nacional Indígena de Colombia –ONIC- que en noviembre del 2004, le presentó a la ANH el proyecto “Visión de los pueblos indígenas y sus comunidades frente a la política petrolera del país” cuyo objeto fue el de convocar a todos los pueblos y organizaciones indígenas de Colombia con el fin de analizar y reflexionar respecto a las políticas de hidrocarburos

del Estado Colombiano y sus efectos políticos, sociales, culturales, ambientales y económicos sobre los territorios de los pueblos indígenas.

La ANH a través de esta propuesta, vislumbró la oportunidad de recopilar los diferentes intereses de los pueblos indígenas y así poder trabajar una estrategia que permitiera el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas del país, teniendo en cuenta las necesidades de dichas comunidades. De acuerdo con lo anterior la ANH le solicitó a la Dirección de Etnias del Ministerio del Interior y de Justicia -DET, entidad encargada de velar por los derechos de los grupos étnicos, la viabilidad del proyecto y su acompañamiento en el desarrollo del mismo; la respuesta de la DET, fue positiva y se procedió a la firma del convenio entre FONADE (representante de la ANH), la DET y la ONIC.

En el desarrollo del proyecto se realizaron dos (2) talleres a nivel nacional en la ciudad de Bogotá, con la participación de cerca de 700 indígenas por taller, representantes de las diferentes etnias del país y cinco (5) talleres a nivel regional, con una participación promedio de 300 indígenas por taller, los cuales se desarrollaron con una agenda conjunta de presentaciones de las entidades del Estado y de las comunidades.

A raíz del éxito del proyecto con la ONIC, la ANH apoyó la realización del Primer Congreso Indígena del Llano, en cumplimiento del compromiso del Presidente de la República en el Consejo Comunal Indígena que se llevo a cabo el mes de septiembre de 2005, cuyo objeto consistió, en que los pueblos y organizaciones indígenas de la región de la Orinoquia pudieran analizar, reflexionar y buscar directrices en los temas sociales, culturales, políticos y ambientales en relación con los proyectos que las industrias desarrollan en territorios



indígenas y plantear las inquietudes e intereses que permitan formular acciones de entendimiento conjunto.

Siguiendo con la línea de capacitación a los grupos étnicos, se apoyo el programa Energía, Ambiente y Población – EAP, el cual surgió como una iniciativa de once (11) países de Sudamérica, a través de la Organización Latinoamericana OLADE, con el auspicio del Banco Mundial, orientado a buscar instrumentos para atender los impactos socioambientales de las operaciones hidrocarburíferas en zonas pobladas de la Cuenca Subandina, en el marco de dicho programa y dentro del modulo de capacitación se han desarrollado tres (3) talleres sobre relaciones constructivas, con gran aceptación y acogida entre los participantes indígenas.

De acuerdo a lo anterior, y por solicitud del Ministerio de Minas y Energía –MME, entidad líder del proyecto en el país en conjunto con la Organización de los Pueblos Indígenas de la Amazonia Colombiana –OPIAC, mediante convenio entre FONADE (representante de la ANH) y la OPIAC y con la participación del MME y la DET, se pretende darle continuidad al programa de EAP a través de la realización de un taller sobre relaciones constructivas entre representantes del Estado, la industria petrolera y las comunidades indígena de Colombia, que propicie espacios de diálogo, que generen a través del conocimiento mutuo, relaciones de confianza, permitiendo a su vez que el desarrollo petrolero y gasífero sea ambiental y socialmente apropiado. Este taller se realizará en febrero de 2006, evitando superposiciones en la ejecución del proyecto actualmente en liquidación con la ONIC.

De otro lado, la ANH también se ha interesado por el desarrollo en materia de consultas previas que se han realizado en otros países como Canadá y

por medio de una invitación que hizo el Instituto Norte Sur con sede en ese país, se asistió al taller cuyo objetivo fue, difundir los resultados de investigaciones adelantadas en Canadá y Colombia, sobre las percepciones de los indígenas en cuanto a procesos de consulta previa y decisiones en materia de explotación de los recursos en sus tierras ancestrales y sus áreas de influencia, teniendo en cuenta expresiones adecuadas de autonomía de esos pueblos; donde se pudo constatar que Colombia ha tenido grandes avances legislativos en materia indígena, pero que todavía hay que trabajar en el entendimiento entre las partes involucradas, para poder desarrollar los proyectos del sector de hidrocarburos de forma armónica con las comunidades.

En consecuencia, la ANH después de haber realizado un análisis de la situación actual con los grupos étnicos y sus implicaciones para el país, suscribió un convenio con la Universidad de los Andes con el objeto de hacer un estudio de la normatividad vigente sobre consulta previa a las comunidades, de las normas de jurisprudencia nacional e internacional, una evaluación de las prácticas y políticas públicas desarrolladas hasta el momento en Colombia, para generar recomendaciones viable de trabajo con dichas comunidades.

### **1.1.2 Trabajo con entidades**

---

Dentro del plan de exploración y producción de hidrocarburos que realizó la ANH para el 2005, se planificó desarrollar los proyectos de adquisición sísmica en las regiones del Choco, Cesar – Ranchería, Sinú – San Jacinto, Soápage y Llanos, los cuales cuentan en su mayoría con presencia de grupos de étnicos que en cumplimiento a la ley 21 de 1991, se debe consultar a estos pueblos antes de realizar proyectos en sus territorios.





De acuerdo a lo anterior, la ANH le solicitó a la Dirección de Etnias del Ministerio del Interior (DET), la verificación de la existencia de grupos étnicos en las áreas a desarrollarse los programas sísmicos y la posterior coordinación de los procesos de consulta a los que hubiere lugar. La DET manifestó que no contaba con los recursos para atender las demandas del sector de hidrocarburos y en consecuencia, la ANH suscribió un convenio de cooperación interinstitucional con el Ministerio del Interior de Justicia, a fin de fortalecer el cumplimiento de las funciones de la DET, que son necesarias para obtener respuesta inmediata a las solicitudes hechas por el sector y garantizar el inicio de los diferentes proyectos.

De otro lado, a pesar de que el país cuenta con un avance normativo en materia indígena, la experiencia ha demostrado que se requiere de estudios que determinen los vacíos en los procesos de consulta previa que generan dificultades en el desarrollo de proyectos de exploración y producción de hidrocarburos, y, de este modo, buscar mecanismos idóneos que permitan garantizar la viabilidad de dichos proyectos.

En consecuencia, la ANH después de realizar un análisis de la situación actual con los grupos étnicos y sus implicaciones para el país, suscribió un convenio con la Universidad de los Andes, con el objeto de hacer un estudio de la normatividad vigente sobre consulta previa y así poder generar recomendaciones viables de trabajo con las comunidades.

### **1.1.3 Trabajo con la industria**

---

La ANH como administrador del recurso hidrocarburífero del país, ha realizado un trabajo coordinado con la industria y ha servido de interlocutor entre la industria y las comunidades, cuando se han

presentado diferencias de intereses en el área de influencia de los proyectos. Entre los cuales se cuenta la intermediación que hizo la ANH con la comunidad del municipio de Hato Corozal y la empresa Petrominerales, donde la comunidad tenía bloqueado el paso de la maquinaria de la empresa, requerida para avanzar en el desarrollo de la vía de acceso al área. Se pudo lograr un acuerdo que se vio reflejado en el inicio de las actividades por parte de la empresa al día siguiente.

Adicionalmente la ANH, ha realizado un acompañamiento permanente a las compañías petroleras y a las comunidades del área de influencia de los proyectos en el desarrollo de los procesos de consultas previas, propendiendo por el buen desarrollo de dichos procesos y sirviendo como garante de los acuerdos que se derivan de las mismas, entre las que se cuentan, la consulta con los U'wa, Embera Katío, entre otros.

Igualmente la ANH participó en el taller que realizó la Asociación Colombiana del Petróleo – ACP, (Agremiación de la industria petrolera), sobre el alcance de las compañías petroleras en materia ambiental y social y se vio reflejado el interés de las compañías en realizar inversiones que apunten al desarrollo sostenible y a generar proyectos de inversión que ayuden al fortalecimiento y desarrollo de las comunidades.



Proyectos Comunidades	Valor
Componente social en los proyectos de adquisición sísmica de la ANH en las cuencas Chocó, Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental y Llanos Orientales, se estimó 1.5% del valor presupuestado en los proyectos, canalizados a través de las compañías de servicios adjudicatarias	\$2.617.154.427
Energía ambiente y población (EAP)	\$75.000.000
Visión de los pueblos indígenas y sus organizaciones frente a la política petrolera del país	\$ 300.000.000
Apoyo al Ministerio del Interior y de Justicia en la realización de los procesos de consultas para la exploración y explotación de hidrocarburos	\$ 100.000.000
Congreso Indígena del Llano	\$ 120.000.000
Estudio de la normatividad vigente sobre consulta previa a las comunidades, normas de jurisprudencia nacional e internacional y evaluación de las prácticas y políticas públicas	\$ 450.000.000
<b>Total</b>	<b>\$3.662.154.427,00</b>

**Tabla 30: Valor de las inversiones en proyectos de comunidades 2005**

## 1.2 Medio ambiente

Aunque es claro que la responsabilidad en los temas de medio ambiente se encuentran en el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial MAVDT, la ANH en su función de seguimiento a los contratos tiene una clara responsabilidad en esta materia como consecuencia de los impactos que sobre el medio ambiente genera o puede llegar a generar la actividad petrolera, razón por la cual en el contrato E&P se incluyó una cláusula que busca una administración de las reservas de hidrocarburos de la Nación en forma sostenible y en armonía con el medio ambiente.

Debido a la importancia que reviste el tema socioambiental para la ANH y por recomendación de la Contraloría, quien sugiere que la ANH debería contar con su propia política ambiental, se inició la elaboración e implementación de la política socioambiental, que genere los lineamientos y directrices que deben tenerse en cuenta en el desarrollo de las actividades del sector y así poder contar con los instrumentos de ejecución, evaluación y seguimiento de los proyectos de la ANH, se realizó a través de la contratación de una firma consultora (Política Integral, en octubre de 2005) y actualmente se avanza en la

elaboración del documento diagnóstico que recoge tanto a nivel nacional como internacional el estado del arte en la materia.

Adicionalmente, y teniendo en cuenta que la industria petrolera en los temas relacionados con la responsabilidad social y ambiental suelen entenderlos bajo las siglas HSE (Salud ocupacional, Seguridad industrial y Medio ambiente), la ANH elaboró un formato que recoge toda la información relevante de sus contratistas en estos temas, para realizar un seguimiento óptimo que propende por que las actividades hidrocarburíferas del país se desarrollen sin incidentes ambientales, lesiones o fatalidades, para lo cual exige a sus contratistas el cumplimiento de los requerimientos legales en HSE (Health, Security and Environment) y que opere de acuerdo con las mejores prácticas de la industria del petróleo.

La implementación de buenas prácticas propenden por que la ejecución de los proyectos se realice de manera segura y eficiente, lo cual redundará en obtener mayores beneficios económicos, reducir las pérdidas del recurso y garantizar el bienestar de los trabajadores al igual que la protección del medio ambiente.

Es importante resaltar que la ANH para garantizar el cumplimiento de los contratistas en los temas HSE, le exige al operador en la negociación y una vez se haya firmado el contrato, hacer entrega de su política y programas, incluyendo indicadores de accidentalidad y medio ambiente; además del estado ambiental del área contratada, cronograma de actividades a desarrollar en el tema ambiental y el estado de los trámites exigidos por la autoridad competente para la ejecución del proyecto. Adicionalmente se hace seguimiento al desarrollo de las actividades del operador, a través de un formato donde se registra la entrega de toda este tipo



de información. De igual manera, con periodicidad semestral o al finalizar una fase, el contratista presenta un informe de seguimiento al desempeño del programa HSE.

Otro aspecto importante de resaltar de la ANH, es su compromiso ambiental y social en el desarrollo de los proyectos de adquisición sísmica, donde a nivel contractual les exige a las compañías de servicio, que van a realizar la ejecución en campo, la elaboración de un plan de manejo ambiental para el área del proyecto, conforme a lo dispuesto por la Resolución 1023 de 28 de julio de 2005 expedida por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, que se utilizará como referencia e implementará durante la ejecución del proyecto.

Igualmente exige la elaboración de un plan de manejo social para el área de trabajo y la de ubicar zonas de reservas o parques naturales, para evitar el ingreso de la actividad sísmica. Adicionalmente, la de identificar en las respectivas zonas de trabajo, las poblaciones indígenas o negritudes y realizar los procesos de consulta previa a que haya lugar, en coordinación con la DET, todo lo anterior como parte de los planes ambientales y sociales que se deben desarrollar en los diferentes proyectos.

En la línea de propender por que las actividades hidrocarburíferas del país se desarrollen de manera sostenible, la ANH ha trabajado conjuntamente con las entidades del Estado, que tienen competencia ambiental relacionada con las actividades del sector de hidrocarburos, con el fin de contribuir a la consolidación de información en los componentes sociales y ambientales, lo que redundará para el Estado, en generar la confianza a los inversionistas, optimizando los servicios de la ANH y fortaleciendo la imagen institucional del desarrollo socio-ambiental del país.

En este sentido, se hizo un trabajo coordinado entre la ANH y el MAVDT, en el seguimiento a los contratistas, para verificar su cumplimiento en materia socio-ambiental. Esta labor se cumplió a través de una revisión permanente del estado de los trámites requeridos por el MAVDT antes de que las empresas iniciaran sus actividades y con la consolidación mensual de los mismos en las reuniones del Comité Gobierno-Industria, el cual permite, entre otros, identificar los inconvenientes presentados en el trámite del licenciamiento ambiental y las alternativas de solución de los mismos. Por ello, la ANH participa como facilitador en el proceso, buscando que la actividad exploratoria no se detenga por falta de información a los agentes.

Atendiendo la solicitud del MAVDT, de trabajar conjuntamente en la implementación del programa Evaluación Ambiental Estratégica -EAE (meta del PND 2002-2006 para el sector de hidrocarburos), que consiste en involucrar variables ambientales y sociales en la planificación del plan de exploración y explotación de hidrocarburos del país, para la toma de una mejor decisión; se inició un programa piloto costa afuera y se contó con la capacitación en EAE realizada por un experto internacional en el tema, liderada y financiada por el MAVDT, de la cual se desprendieron varias actividades como la identificación de actores relevantes a consultar en el área de estudio, al igual que los impactos que se pueden generar en el desarrollo de la actividad exploratoria costa afuera y su posible manejo.

Adicionalmente, a través de una encuesta realizada por el IDEAM, el MAVDT y la ANH, a las entidades que de alguna u otra manera están relacionadas con la información ambiental relevante para el área costa afuera, se conformó una base de datos



que permite identificar los vacíos de la información existente en el área de estudio. Todos estos mecanismos son muy importantes para ser tenidos en cuenta en la planificación del programa exploratorio de hidrocarburos del país.

Se debe resaltar que la ANH administra el mapa de tierras del país, el cual representa las áreas donde se desarrolla la actividad exploratoria y de producción de hidrocarburos del país, que para lograr una buena planificación, se dio a la tarea de recopilar la información ambiental y social existente en las entidades, que por Ley tienen como función su manejo. Luego de hacer una revisión exhaustiva de la misma, se evidenció la necesidad de contribuir a la recopilación y actualización de la misma, apoyando a las entidades del Estado responsables de la misma.

De esta manera la ANH ha suscrito convenios con entidades encargadas de investigar y manejar la información ambiental, con el fin de aunar esfuerzos y avanzar en la actualización y consolidación de la misma, buscando con ello beneficios para el Estado en el manejo de esta información, lo que se refleja en la generación de confianza a los inversionistas interesados en las áreas, optimizando los servicios de la ANH y fortaleciendo la imagen institucional.

En este sentido la ANH suscribió un Convenio Interadministrativo con el IDEAM, cuyo objeto es aunar esfuerzos técnicos, administrativos y financieros para realizar el proyecto piloto que permita articular los estudios ambientales generados por el sector de hidrocarburos en el área de los Llanos, en el sistema de información ambiental manejado por el IDEAM. Dentro de las principales actividades a desarrollar se encuentran la de estandarizar y homologar la información ambiental presente en los estudios y planes de seguimiento dentro

del trámite de licenciamiento ambiental, al igual que permite al IDEAM y a la ANH obtener información estandarizada que sirve como insumo para la generación de la línea base ambiental oficial en la zona de los Llanos de Colombia y posibilita realizar una planificación adecuada para dicha zona.

Siguiendo con la misma línea, igualmente se suscribió un convenio de Cooperación entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH, el 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 zonificar las áreas terrestres de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos, de acuerdo a la sensibilidad y vulnerabilidad de los ecosistemas presentes en el área de los Llanos ante la actividad petrolera y generar lineamientos técnicos para su conservación o manejo. Este trabajo es de especial importancia para la ANH, debido a que podrá disponer de la información ambiental y así visualizar los riesgos potenciales en esta materia para su planificación en esta zona del país.

Nombre Proyectos	Valor
Componente ambiental en los proyectos de adquisición sísmica de la ANH en las cuencas Chocó, Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental y Llanos Orientales, se estimó 1.5% del valor presupuestado en los proyectos canalizados a través de las compañías de servicios adjudicatarias.	\$ 2.617.154.427
Elaborar la política socio-ambiental y diseño e implementación de los instrumentos de evaluación y seguimiento de la misma.	\$ 450.000.000
Evaluación Ambiental Estratégica	\$ 600.000.000
Proyecto piloto planeación ambiental sector hidrocarburos Llanos de Colombia y análisis de viabilidad posterior implementación nivel nacional	\$ 298.279.860
Estudios ambientales sector hidrocarburos área Llanos. Articular en el sistema información ambiental análisis de viabilidad posterior implementación	\$ 199.400.000
<b>Total</b>	<b>\$ 4.164.834.287</b>

**Tabla 31: Valor de las inversiones en proyectos ambientales – 2005**

### 1.3 Seguridad

La política de la ANH es integrar el tema de seguridad con el de relaciones con comunidades, las relaciones



institucionales, derechos humanos y RSE, debido a que se considera que estos temas deben responder a un mismo lineamiento estratégico, de promoción de inversiones y sostenibilidad de operaciones.

Así las cosas, las actividades realizadas en esta materia son las siguientes:

- Seguimiento al tema de seguridad, a través del Comité Gobierno Industria, en el cual se expone la situación de orden público en las diferentes regiones del país y se presenta el informe de las compañías que han suscrito contratos con la ANH, para que sean tenidas en cuenta en la planificación de las Fuerzas Armadas.
- Se realizó un trabajo coordinado con ECOPETROL, teniendo en cuenta que esta entidad había venido atendiendo el manejo de la logística en materia de seguridad de las empresas de los contratos de asociación, para que de igual manera apoyaran los nuevos contratos de E&P suscritos con la ANH.
- La ANH está avanzando en el proceso de planificación, conjuntamente con el Alto Comisionado para la Protección de la Infraestructura del Estado, el Ministerio de Defensa y ECOPETROL, para la mejor protección de la industria en el desarrollo de sus actividades. De acuerdo con lo anteriormente expuesto, se participó activamente en la revisión del documento de principios éticos y del Convenio a suscribir con el Ministerio de Defensa, en su calidad de entidad competente en materia de seguridad.

#### **1.4 Relaciones externas**

---

Se llevó a cabo una labor tendiente a mantener relaciones con las entidades del Estado que cumplan funciones que guarden relación con el sector de hidrocarburos tales como el MAVDT, entidad con la que se coordina de forma permanente el tema del licenciamiento ambiental para determinar cuales tiene problemas y proponer soluciones ajustadas a la ley que permitan la viabilidad de los proyectos hidrocarburíferos de la ANH.

En relación con los grupos étnicos, de igual modo se ha venido coordinando, con el liderazgo del Sr. Viceministro del Interior, un trabajo conjunto por parte de las entidades del Gobierno involucradas, así como con la industria, con el fin de establecer unos lineamientos que atiendan a la normatividad vigente.

El área de Relaciones Externas manejó los temas instituciones con el Ministerio de Minas y Energía, tal como la elaboración conjunta de un plan de mejoramiento cuyo objetivo principal fue el de optimizar el funcionamiento y coordinación entre las dos entidades.

#### **1.5 Comunicaciones**

---

La estrategia de comunicaciones de la ANH estuvo orientada a mantener una permanente relación con los medios de comunicación, con el fin de garantizar la veracidad de la información.

Con el fin de incentivar la participación ciudadana y propender por una política de transparencia, la Dirección General, con el apoyo del área de comunicaciones, organizó reuniones periódicas con los diferentes actores de la industria para presentar novedades de la ANH que pudieran ser de su interés. Estos espacios de discusión obtuvieron gran acogida por los representantes del sector que participaron activamente ofreciendo importantes aportes.



En este sentido, se cumplieron las siguientes actividades:

- Mensualmente se enviaron boletines de prensa a una extensa base de datos que incluye periodistas de radio, televisión, periódicos, revistas y agencias internacionales sobre los temas de mayor trascendencia y las decisiones de interés para el sector y los ciudadanos, como por ejemplo el giro de regalías, la aprobación de nuevos contratos, la declaración de áreas especiales, la apertura de procesos licitatorios y demás contrataciones, entre otros.
  - El área de comunicaciones dio oportuna respuesta a los requerimientos de los periodistas que constantemente la contactaron, a través de correos electrónicos y telefónicamente, solicitando la ampliación o explicación de determinadas informaciones. Igualmente, se organizaron numerosas entrevistas con el Director de la ANH y los diferentes representantes de los medios de comunicación.
  - Mes a mes se recopilaron los recortes de prensa derivados de los boletines de prensa enviados por la oficina de comunicaciones y aquellos artículos o columnas de opinión de importancia para el sector o la ANH.
  - Con el fin de divulgar la política petrolera entre los ciudadanos se contrató una asesoría con la firma de comunicaciones estratégicas Dattis, la cual se encargó de definir los mensajes que fueron difundidos a través de los medios de comunicaciones, logrando informar a oportunamente a los ciudadanos sobre el cumplimiento de las metas, el trabajo de la ANH y el panorama petrolero a corto y mediano plazo.
- En cuanto a comunicaciones al interior de la entidad, el área apoyó la contratación de una compañía que asesoró a la ANH en el diagnóstico y establecimiento de una estrategia de comunicaciones internas. De este modo el área de comunicaciones se encargó de implementar las actividades propuestas, entre las cuales consideramos importante mencionar las siguientes: boletín interno, cartelera, reuniones de Dirección, Comités de Coordinación dentro de los que se encuentran el de Dirección, Técnico, de Promoción, de Planeación – Control Interno y Administrativo, de Asesores.
  - La página Web se constituye en un elemento de difusión fundamental para la Agencia tanto para sus públicos nacionales como internacionales. Debido a que la página inicial fue creada con carácter provisional, se evidenció la necesidad de rediseñar el sitio de acuerdo con la Directiva Presidencial 02: Gobierno en línea y a los objetivos de la Agencia.

La Directiva Presidencial hace especial énfasis en alinear a todas las entidades estatales con la Agenda de Conectividad, como una política de Estado, que busca masificar el uso de las Tecnologías de la información en Colombia y con ello aumentar la competitividad del sector productivo, modernizar las instituciones públicas y socializar el acceso a la información.

Igualmente establece como uno de sus objetivos el proveer al Estado la conectividad que facilite la gestión en línea de los organismos gubernamentales y apoye su función de servicio al ciudadano, como un complemento al esquema de cada entidad, en el que se realizan los procesos en forma presencial en las



oficinas del gobierno y se sustentan con documentos escritos en papel.

Por este motivo, se rediseñó la página tanto en su contenido y estructura, como en su parte gráfica, para darle mayor utilidad y fácil acceso a todos los públicos de la Agencia y convertirla, efectivamente, en un elemento estratégico de promoción, comunicación y participación. En la página siguiente se ve la presentación de la página de inicio.

## **2. ABASTECIMIENTO**

El grifo de abastecimiento tuvo como principal actividad durante el 2005 la suscripción de un convenio con la Unidad de Planeación Minero Energética –UPME, el cual tiene como objeto “aunar esfuerzos técnicos, administrativos, financieros y logísticos entre las dos entidades, con el fin de realizar programas de investigación, promover y financiar de manera conjunta la realización de proyectos, estudios y actividades del sector hidrocarburos (...).” De lo anterior se derivan tres estudios: determinación de la demanda real de gasolina, ACPM y GNV en Colombia, diseño de una política integral de precios de los energéticos para el caso colombiano y estudio para la formulación de una estrategia nacional de abastecimiento energético.

### **2.1 Demanda nacional de gasolina, ACPM y GNV en Colombia**

Durante el año 2004 ECOPEPETROL, la UPME y la ANH, realizaron estudios tendientes a determinar el mercado de los combustibles en las principales áreas metropolitanas del país, específicamente para Bogotá, Bucaramanga, Cali, Medellín, Barranquilla y Villavicencio. Esta información permitió obtener un corte en el tiempo sobre la conformación del mercado en dichas ciudades. La calidad

e importancia de los resultados obtenidos a partir de estos estudios justifican e incentivan el incremento del esfuerzo para obtener resultados significativos a escala nacional, realizar el seguimiento en las ciudades estudiadas y definir una metodología de seguimiento a futuro.

Este esfuerzo permitirá contar con un importante acervo de información confiable y veraz, acerca del consumo anual de combustibles caracterizado por tipo de combustible, sectores y segmentos de transporte, de forma que las diferentes actividades de las instituciones gubernamentales y de los agentes del mercado, tales como: la prospectiva energética, el establecimiento de políticas, estrategias de mercado de los diferentes agentes y acciones para garantizar la satisfacción de las necesidades energéticas; puedan desarrollarse de manera adecuada. Lo anterior redundará en un mercado con menores asimetrías de información y por consiguiente una mayor transparencia y mejores condiciones para la competencia en el mismo.

El objetivo general es 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.

Los objetivos específicos del estudio de demanda son:

- Determinar el consumo real de combustibles (Gasolina corriente, extra, ACPM y GNV) que se distribuye a través de estaciones de servicio del país y de las áreas metropolitanas y municipios descritos anteriormente, por sector



- económico, tipo de combustible, segmento del parque automotor y uso final.
- Determinar la demanda de gasolina corriente, gasolina extra, Diesel Oil y Gas Natural Vehicular, en el país y en las áreas metropolitanas y municipios de interés del estudio. Se entenderá que la demanda incluirá las ventas de estos combustibles en estaciones de servicio, a grandes consumidores y contrabando a través de canales de distribución no convencionales.
  - Estimar el contrabando de gasolina y ACPM en el país y en las áreas metropolitanas y municipios determinados en la muestra diseñada para tal fin.
  - Desarrollar una base de datos que contenga la información anteriormente descrita y que permita su fácil consulta. Para esto la base deberá incluir una interfaz de fácil uso por parte del usuario.
  - Desarrollar y documentar una metodología que permita replicar a futuro: (i) el ejercicio de estadístico de muestreo en estaciones de servicio con el fin de determinar el consumo de combustibles por este canal de distribución, (ii) el ejercicio de la determinación del consumo de grandes consumidores y (iii) la estimación del contrabando.

## **2.2 Política integral de precios de los energéticos para el caso colombiano**

Históricamente el manejo de los precios de los energéticos en Colombia ha estado vinculado con una serie de factores, por lo general coyunturales, intentando solucionar problemas o alcanzar objetivos subsectoriales específicos, acontecimientos ligados al plano internacional, aspectos relativos al manejo de la política económica y social, etc., y no ha tenido una formulación integral acorde con el sistema energético colombiano. Ello ha traído consigo dificultades de distinta

índole que no permiten un aprovechamiento racional y eficiente de los recursos energéticos disponibles y limita los procesos de sustitución entre fuentes, considerados primordiales dentro de la política energética para alcanzar el abastecimiento pleno y eficiente de las necesidades de la población y los agentes económicos. Para que los objetivos de largo plazo planteados en el Plan Energético Nacional sean alcanzados en todas sus dimensiones, requieren ser acompañados por una política integral de precios y mecanismos de compensación capaces de inducir los procesos de sustitución que conlleven hacia la modificación de las canastas de la oferta y la demanda acordes con la disponibilidad de recursos y la necesidad de los usuarios, con criterios de sostenibilidad económica, social y ambiental y que contemple una asignación eficiente de los recursos. Este estudio de efectúa en desarrollo del Convenio Interinstitucional celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la Unidad de Planeación Minero Energética. El objetivo general del estudio es 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 Nacional de Desarrollo y en el Plan Energético Nacional - PEN.

Los objetivos específicos son:

- Realizar un análisis detallado de la política de precios actuales de los energéticos en Colombia.
- Realizar un análisis de las políticas establecidas en el Plan Energético Nacional 2002 - 2020 para evaluar la coherencia entre la política de precios y la política energética.
- Realizar un estudio de la oferta energética, convencional y no convencional –actual y proyectada, que se desprende de lo determinado





- en el Plan Energético Nacional. 2002-2020 - para aproximarse a los costos de funcionamiento, operación y expansión.
- Realizar un análisis sobre la incorporación de los costos de agotamiento y de los costos ambientales en la formación de los precios en todas las cadenas energéticas.
  - Contrastar las proyecciones tanto de la oferta como de la demanda integrada de energía, detectar debilidades de la política de precios actual para el logro del futuro energético deseado.
  - Efectuar un estudio de sustituciones posibles entre energéticos, que exploren la factibilidad de utilizar en el mercado interno los productos energéticos no exportables y liberar recursos para la exportación.
  - Incluir la componente de Integración Energética Regional, con el fin de optimizar la utilización de los recursos.

El contrato para realizar el estudio fue adjudicado al Instituto IDEE de Economía Energética de Bariloche (Argentina), se firmó el 22 de diciembre de 2005 y se terminará el 29 de agosto de 2006.

### **2.3 Estrategia nacional de abastecimiento energético**

---

Este estudio tiene como principal objetivo desarrollar y analizar diversos escenarios de oferta y demanda de los energéticos colombianos bajo condiciones de eficiencia económica, considerando fuentes convencionales y no convencionales de energía primaria, infraestructura disponible, señales económicas del mercado, marco institucional vigente respecto del aseguramiento del abastecimiento energético nacional, entre otros.

Los principales objetivos del estudio son:

- Realizar un análisis de los marcos institucional, normativo y regulatorio con el fin de identificar las barreras y/o falencias que impidan asegurar el abastecimiento pleno, confiable y oportuno de hidrocarburos y derivados a la población colombiana.
- Realizar un diagnóstico de la infraestructura de suministro de hidrocarburos y derivados en el país.
- Realizar un diagnóstico de la oferta y la demanda de hidrocarburos y derivados en el país.
- Evaluar y caracterizar el mercado actual de hidrocarburos y derivados en Colombia, incorporando la interacción con el mercado externo.
- Analizar la información prospectiva existente en el país sobre la oferta y la demanda de hidrocarburos y derivados en Colombia.
- Formular el Plan de abastecimiento pleno, confiable y oportuno de hidrocarburos y derivados a la población colombiana, considerando:
  - Diferentes escenarios prospectivos de oferta y demanda de hidrocarburos y derivados
  - Interacción con los demás energéticos,
  - Interacción con el mercado externo
  - Componentes de riesgo.

El estudio actualmente se adelanta por parte de la firma Arthur D Little. El contrato se firmó el 29 de diciembre de 2005 y terminará el 1 de julio de 2006.

### **2.4 Otras actividades**

---

En representación de la ANH, los grupos de planeación y abastecimiento continuamente han sostenido reuniones con diversas entidades públicas y privadas, con fines diversos como presentaciones de la Agencia, participación de talleres, capacitaciones sectoriales, elaboración de estudios,



preparación de informes de comisiones al exterior, entre los cuales se destacan:

- TLC
- Taller de prospectiva petrolera de Ecopetrol
- Agenda Interna para la Competitividad
- Foro sobre Biocombustibles
- Foro los grandes dilemas del petróleo y gas
- Taller sobre evaluación ambiental estratégica
- Reuniones sectoriales de política 5
- Acuerdo gobierno industria
- Comité técnico sectorial del Sistema de Desarrollo Administrativo

Durante el año anterior, la oficina de planeación elaboró diversos artículos relacionados con el papel de la ANH en el sector petrolero nacional e internacional en revistas como Perspective de la Cámara Colombo-Británica, Directorio COLSA, The American Oil and Gas Reporter, Publigas, entre otras.

## **2.5 Crudos de concesión**

---

El área de abastecimiento realizó análisis sobre la refinación en Colombia con referencia al precio y volumen de crudo proveniente de contratos de concesión y se presentó una propuesta de Acuerdo al Consejo Directivo de la ANH.

## **2.6 Planeación energética**

---

Durante el 2005, el Grupo de Planeación realizó un esfuerzo por especializarse en el manejo de modelo de planeación energética ASSET con el fin principal de adoptarlo como la principal herramienta de proyección de los recursos hidrocarburíferos del país y generación de análisis de planeación de las estrategias de abastecimiento. Para tales propósitos, se realizaron diversas reuniones de trabajo con IHS Energy en

conjunto con el Grupo de Gestión del Conocimiento de la Agencia, tratando de validar la información técnica que hace parte del modelo. Adicionalmente, estas reuniones constituyeron un apoyo en la definición de estrategias de inversión para el 2006, proyectadas hasta el 2020, según cuenca.

Con la información proveniente de diversas fuentes tales como PLATTS, EIA, OLADE, Banco de la República, DANE, entre otros, se realizaron estimaciones mensuales sobre precios del crudo WTI (incluida la actualización de los escenarios de proyección de la ANH), precio del gas, exportaciones petroleras, inversión extranjera, etc. Estas estimaciones, así como la propuesta sobre la evaluación de la competitividad del sector petrolero nacional versus el resto del mundo, condujeron a la adquisición de un estudio multicliente denominado "global oil and gas risks and rewards" de la firma Wood Mackenzie, el cual permite hacer consultas sobre costos, producción, términos fiscales, etc., sobre todos los países petroleros del mundo. Adicionalmente, se revisaron otros estudios como PEPS de IHS Energy, CATS, GEM, Pathfinder, estos últimos de Wood Mackenzie.

Para determinar la relación de la economía versus el desarrollo del sector petrolero, se contrató a la Universidad de Los Andes para desarrollar la "evaluación económica de la producción de un barril de petróleo y un millón de pies cúbicos de gas". El objeto de este estudio es determinar en términos de producto interno bruto, generación de divisas, generación de empleo, etc., los efectos que para la economía tiene la producción de petróleo y gas, como un intento por justificar el horizonte económico del país ante el eventual descubrimiento de nuevas reservas.

## **3. PLANEACIÓN CORPORATIVA**



Durante el 2004, el grupo de planeación elaboró el informe de gestión del año 2004, 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, Plan de Acción, Plan Indicativo y Plan de Inversiones para los años 2005 y 2006.

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 el área de promoción y exploración en áreas estratégicas para la ANH. Adicionalmente, se consolidaron las fichas de proyectos de inversión para la vigencia de 2005 y en la formulación de los BPIN para la vigencia 2006, el cual incluye para este año un nuevo banco de proyectos: planeación y política petrolera.

En atención al cumplimiento de las funciones mandatarias de la ANH, se dio apoyo a la subdirección administrativa y financiera en la elaboración del anteproyecto de ley de presupuesto de inversión 2006.

Durante el segundo semestre de 2005, se dio apoyo en la definición de funciones, objetivos, planes, programas y proyectos asociados a los grupos de planeación y abastecimiento, los cuales se crearían oficialmente a través de Resolución interna. Así mismo, se sostuvieron importantes reuniones con la firma Stratco, con el fin de dar origen al manual de funciones relacionado con las actividades a cargo de cada uno de los funcionarios que harían parte del grupo.

De lo anterior se deriva el modelo de negocios de la ANH, adoptado el año anterior como eje principal en el desempeño de las funciones de todos los

grupos que en la actualidad dan apoyo a la Agencia.

Otras actividades estuvieron relacionadas con el apoyo al grupo de sistemas para determinar requerimientos y elaborar términos de referencia para el diagnóstico, diseño e implementación de procesos, diseño e implementación de los sistemas de gestión de calidad, control interno y de información gerencial. Lo anterior, como parte de la coordinación y supervisión del grupo operativo de control interno y de gestión de calidad.

Así mismo, el grupo de planeación participó activamente en el comité del sistema de desarrollo administrativo liderado por el Ministerio de Minas y Energía.

#### **4. OFICINA ASESORA JURÍDICA**

Esta oficina adelantó durante el 2005 los estudios jurídicos necesarios para el fortalecimiento en este tema de la gestión de la ANH de las siguientes actividades:

- Implementación del manual de contratación de la ANH, por medio de la Resolución 028 de 2005.
- Formalización de la reglamentación interna del derecho de petición y queja
- Conformación del comité de coordinación del sistema de control interno y gestión de calidad de la ANH.
- Adopción del sistema de control interno MECI
- Elaboración y estudio de seis (6) acuerdos modificatorios del acuerdo No. 008 de 2004, un (1) acuerdo por medio del cual se definen áreas especiales para la contratación de actividades de exploración y producción en las áreas libres y liberadas – crudos pesados y un (1) acuerdo por medio del cual se



definen áreas especiales para la contratación de actividades de exploración y producción en las áreas libres y liberadas – sísmica.

- Estudio jurídico para la modificación de contratos de asociación
- Implementación de las resoluciones de los procesos de contratación directa e invitación pública adelantados por la entidad.
- Actos administrativos de adjudicación y declaratoria de desierta de los procesos contractuales adelantados por la entidad.

Esta Oficina adelantó el acompañamiento, revisión, estudio e implementación de los diferentes derechos de petición y trámites administrativos, que los particulares presentaron a las diferentes dependencias de la ANH.

Realizó el acompañamiento para el seguimiento de las actividades previas necesarias para la reversión de la concesión Tello.

Se diseñó el proyecto de Manual de Información Técnica, el cual se encuentra a la espera de una nueva revisión por parte de las dependencias interesadas.

De igual manera, la Oficina Asesora jurídica acompañó los procesos contractuales que adelantó la ANH, para el cumplimiento de sus objetivos misionales y administrativos, precisando que en materia de Contratación Administrativa y técnica, se elaboraron durante el año 2005, 107 contratos y 143 ordenes de servicios, los cuales conllevaron la elaboración e implementación de los actos administrativos que se involucran en los mismos, así como el acompañamiento jurídico de los procesos contractuales, con lo cual se logró que la ANH pudiera tener una ejecución presupuestal del 98% del presupuesto asignado.

Así mismo, realizó los tramites de implementación, estudio jurídico e inicialización de 28 TEAs y 31 contratos E&P, lo cual contribuyó al cumplimiento de las metas misionales de la ANH.

Aprobación de pólizas de los contratos y ordenes de servicios de los procesos de contratación administrativa y técnica, así como la revisión y estudio de las cartas de créditos y stand by de los 28 TEAs y los 31 contratos E&P.

Se desempeñó como secretario técnico del Consejo de Dirección de la ANH, las reuniones del mismo e implementó las actas pertinentes. De igual manera, se desempeñó como presidente y secretario técnico del comité de contratación donde adelantó 89 sesiones, así como el acompañamiento y apoyo al comité de transferencia de tecnología y comité técnico.

Tratándose de una oficina asesora estuvo en contacto con los diferentes despachos, asesorando sus decisiones en relación con las diferentes situaciones urgentes que se vinieron presentando, coordinando, además, sus acciones con las de otras entidades y dependencias del sector, permitiendo la agilidad en la toma de decisiones y garantizando su debido sustento legal.

Como delegada de la representación judicial y extrajudicial de la Agencia en los procesos que se instauran en su contra o que esta promueva, la OAJ representó a la ANH en los siguientes procesos:

- Tres (3) procesos de conciliación prejudicial ante la Procuraduría General de la Nación, los cuales en la actualidad se encuentran en proceso de aprobación por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca. Motivo: reconocimiento horas extras de los conductores de la entidad.



- Proceso ordinario laboral, expediente no. 2003-0431, juzgado 11 laboral del circuito de Bogotá. demandante: Cesar Augusto Bravo Chavez. demandados: Ecopetrol, Agencia Nacional De Hidrocarburos Y Sociedad Promotora De Energía De Colombia S.A. motivo de la demanda: incidencia laboral por error en la liquidación del salario.
- Proceso ordinario laboral. expediente no. 2003 – 1140. juzgado 18 laboral del circuito de Bogotá. Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá, sala laboral, m.p. Dra. Ángela María Betancur De Gómez. demandante: Ruth Isabel Angulo García. demandados: Agencia Nacional de Hidrocarburos, Ecopetrol, Sociedad Promotora De Energía De Colombia S.A. motivo de la demanda: acto administrativo. reclamaciones relativas a reliquidación de la pensión y de prestaciones sociales.
- ACCIÓN POPULAR. Expediente No. 44-001-23-31-002-2004-00709-00, Tribunal Contencioso Administrativo de la Guajira. Tribunal Contencioso Administrativo de Cundinamarca. Expediente No. 5000231500020050014701. Demandante: Edwin José López Fuentes. Demandados: Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH, Ecopetrol S.A., Ministerio de Minas y Energía. Motivo de la Demanda: Presunta violación a los derechos colectivos al patrimonio y moralidad públicos.
- Tres procesos de conciliación extrajudicial, presentados a comité de conciliación los cuales se encuentran en proceso de implementación.

### 5.1 Normas Internas

Durante el 2005 el Director adoptó importantes resoluciones y propuso y gestionó acuerdos para que fueran

aprobados por el Consejo Directivo de la entidad para garantizar el funcionamiento adecuado de la ANH.

Entre las principales resoluciones se encuentran:

026	Por medio de la cual se crea el comité de conciliación de la ANH
028	Por medio de la cual se adapta el manual de contratación administrativa y se desconcentran las funciones en materia contractual
045	Por medio de la cual se crea el comité de archivo: composición y funcionamiento
059	Por medio de la cual se distribuyeron los cargos de la planta global
060	Por medio de la cual se adopta el manual específico de funciones
117	Por medio de la cual se conforma el comité de coordinación del sistema de control interno y gestión de calidad de la ANH
170	Por medio de la cual se crea el comité de transferencia de tecnología de la ANH
267	Por medio de la cual se adopta el sistema de control interno MECI
285	Por medio de la cual se establece el reglamento para los programas de transferencia de tecnología y se modifica el comité
302	Por medio de la cual se adopta el manual específico de funciones y competencias laborales
331	Por medio de la cual se crean y organizan los grupos internos de trabajo y se les asignan funciones

Entre los principales acuerdos se encuentran:

003	Por medio del cual se modifica el artículo 4° del Acuerdo 008 de 2004
004	Por medio del cual se adiciona el artículo 1° del Acuerdo 018 de 2004
015	Por medio del cual se modifican los artículos 21 y 23 del Acuerdo 008 de 2004 y se adicionan nuevos artículos
023	Por medio del cual se definen áreas especiales para la contratación de actividades de exploración y producción en las áreas libres y liberadas – crudos pesados
024	Por medio del cual se definen áreas especiales para la contratación de actividades de exploración y producción en las áreas libres y liberadas – sísmica
028	Por medio del cual se modifica el numeral 23.1 del artículo 23 del Acuerdo 008 de 2004
031	Por medio del cual se modifica el artículo 22 del Acuerdo 008 de 2004, el anexo 3 y se adiciona el anexo 5
038	Por medio del cual se modifica el literal A del artículo 19 del Acuerdo 008 de 2004

### 5. CONTROL INTERNO

Como punto de partida para el presente informe de gestión del área de Control Interno es importante poner en contexto la situación de reciente creación y estructuración de la Agencia, con un ingrediente adicional, el reciente nombramiento de la Asesora de Control Interno quien hace las veces de Jefe de Oficina de Control Interno de acuerdo a la planta de personal prevista para la ANH y los parámetros establecidos en la Ley 87 de 1993.

Durante el 2005 se llevó a cabo una recopilación de la normatividad vigente respecto al Control Interno, la cual fue informada al nivel Directivo con el fin de realizar un plan de trabajo que



posteriormente fue presentado por la Asesora de Control Interno.

En desarrollo de este trabajo se identificaron varios frentes de trabajo que se concentran en los siguientes temas:

## **5.2 Sistema de Control Interno**

Se realizó un diagnóstico de los elementos del Sistema de Control Interno que existían en la Entidad, sin que los mismos conformaran un Sistema de Control Interno como tal, ya que era una tarea que se debía emprender a partir de esa fecha, dado que hasta ese momento la Agencia comenzó a funcionar con el recurso humano propio y con una infraestructura independiente de la de Ecopetrol.

Al anunciarse por parte del Gobierno Nacional la creación del nuevo Sistema de Control Interno (MECI 1000:2005), se orientaron los esfuerzos para implementar el mismo, teniendo en cuenta que por la estructura que se dio a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, este sería un proceso que necesariamente se tendría que tercerizar y desarrollar dentro del plazo que se estableció en el Decreto 1599 de 2005.

El primer paso que se concibió fue la necesidad de implementar los procesos y procedimientos de la ANH, como insumo básico para desarrollar no solo dicho Sistema, sino también los sistemas de Gestión de Calidad y Desarrollo Administrativo. Este plan de trabajo se plasmó en el Plan de Mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República en el mes de septiembre de 2005 y se señalaron fechas límites para la implementación de los procesos y procedimientos ( 15 de mayo de 2006), al igual que del Sistema de Control Interno (febrero de 2007).

A la par con este plan de acción, se llevaron a cabo una serie de actividades al interior de la Agencia tendientes a coadyuvar la implementación del Sistema de Control Interno así:

- Se creó el Comité de Coordinación del Sistema de Control Interno y Gestión de Calidad mediante Resolución 117 de 2005, el cual fue convocado por la Oficina de Control Interno 2 veces, en las cuales se tomaron decisiones importantes con respecto a la implementación del Sistema de Control Interno, como la suscripción del Acta de Compromiso para la implementación del MECI en la ANH (13 de octubre de 2005), se estableció el grupo de trabajo institucional para llevar a cabo la misma labor y se acordó adoptar dicho Sistema a través de acto administrativo, lo cual efectivamente se llevó a cabo mediante la expedición de la Resolución 267 de 2005.
- Adicionalmente, la Dirección estableció un Comité de Planeación, Administración y Control Interno que sesiona semanalmente, en el cual se hace seguimiento a los temas y compromisos en materia de Control Interno, lo cual permite que el proceso de implementación y mejoramiento de los elementos ya existentes tenga continuidad y se le de la importancia que demanda, máxime en esta etapa inicial en la que se encuentra la Entidad respecto al tema.
- En este punto, se resalta que la Agencia ha ido de la mano con el Departamento Administrativo de la Función Pública en el desarrollo paulatino que viene haciendo del MECI 100:2005 y se ha ceñido a las guías y orientaciones que



paulatinamente se han venido dando sobre el asunto.

El nivel de desarrollo de la implementación del Sistema de Control interno, obedece al compromiso de la alta Dirección en Fortalecer el mejoramiento continuo de los instrumentos de control y autocontrol y en la operatividad del Comité de Coordinación del Sistema de Control interno y Gestión de Calidad.

### **5.3 Otros Logros**

---

En la Fase de Ambiente de Control se evidencia como un logro, la implementación de los principios y valores adoptados por el Ministerio de Minas y Energía y acogidos por la ANH, y el inicio de la implementación de la cultura de autocontrol y la cultura de dialogo, mediante charlas dictadas por funcionarios del DAFP (noviembre 18 de 2005).

La Agencia ha venido divulgando los valores y principios que la sustentan a través de diferentes medios, tales como charlas de inducción, informes y plan estratégico.

Igualmente, la Asesora de Control Interno coordinó la atención de los requerimientos de la Comisión de la Contraloría General de la República encargada de realizar la primera auditoría a la Agencia, actuando como instancia facilitadora de información, designada por el Director. Así mismo, asesoró, apoyo y acompañó a las diferentes dependencias en los temas relacionados con dicha auditoría.

La Fase de Administración de Riesgo se basó principalmente en el informe final de auditoría elaborado por la CGR que dio origen al Plan de Mejoramiento vigente al cual durante el 2005 se le hizo el estricto seguimiento en cuanto al cumplimiento de las metas allí señaladas

y la consecución de los objetivos correspondientes.

Durante la vigencia del 2005 la Asesora de Control Interno realizó evaluaciones seguimientos, asesorías, formulando observaciones y recomendaciones, entre las cuales cabe mencionar el diagnóstico al Sistema de Control Interno Contable, el informe de seguimiento a las metas SIGOB; la auditoría interna realizada a la subdirección técnica y el inicio de la auditoría interna ala subdirección Administrativa y Financiera, al igual que la auditoría especial realizada a la Litoteca y el BIP.

Finalmente, se realizaron y presentaron los informes solicitados por los diferentes organismos de control, el Ministerio de Minas y Energía y entidades gubernamentales enfocados al seguimiento de la gestión de las entidades, dentro de los cuales se destacan el de austeridad en el gasto, ejecución presupuestal, verificación del cumplimiento de las normas del uso del Software, seguimiento al plan de mejoramiento, etc.