



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS



INFORME DE GESTIÓN 2011

Enero de 2012

TABLA DE CONTENIDO

| | |
|--|----|
| PRESENTACIÓN | 4 |
| CAPÍTULO 1 – GESTIÓN ESTRATÉGICA..... | 6 |
| 1.1. Marco Estratégico: Misión, Visión, Objetivos Institucionales, Código de Ética 6 | |
| 1.2. Nueva Naturaleza Jurídica y funciones de la ANH | 7 |
| 1.3. Mapa Estratégico..... | 9 |
| 1.4. Sistema de Gestión y Control - SGC..... | 10 |
| 1.5. Estructura organizacional..... | 11 |
| 1.6. Gestión Presupuestal | 11 |
| 1.7. Indicadores de Gestión | 17 |
| CAPÍTULO 2 – COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE..... | 18 |
| 2.1. Fortalecimiento interinstitucional en temas socio-ambientales y de viabilidad de operaciones..... | 19 |
| Comunidades..... | 19 |
| Medio Ambiente..... | 21 |
| Gestión del entorno socio-político..... | 23 |
| 2.2. Seguimiento socio-ambiental a los contratos E&P, TEAs y proyectos directos de la ANH | 24 |
| Seguimiento a los compromisos en Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Medio Ambiente..... | 24 |
| Seguimiento a los compromisos Sociales | 25 |
| CAPÍTULO 3 – PARTICIPACIÓN CIUDADANA | 27 |
| 3.1. Sistema Nacional de Servicio al Ciudadano..... | 27 |
| 3.2. Peticiones, quejas y reclamos..... | 27 |
| 3.3. Rendición de Cuentas | 30 |
| 3.4. Gobierno en Línea | 31 |
| CAPÍTULO 4 – GESTIÓN MISIONAL | 33 |
| 4.1. Gestión del Conocimiento | 33 |

| | |
|---|------------|
| 4.2. Gestión de la Información Técnica..... | 46 |
| 4.3. Promoción y Asignación de Áreas..... | 54 |
| 4.4. Administración de Contratos | 61 |
| 4.5. Manejo de Reservas | 77 |
| 4.6. Administración de Regalías | 80 |
| CAPÍTULO 5 – GESTIÓN ADMINISTRATIVA..... | 93 |
| 5.1. Gestión Contractual..... | 93 |
| 5.2. Administración de Recursos Humanos | 93 |
| 5.3. Administración de Recursos Físicos..... | 96 |
| 5.4. Administración Documental..... | 98 |
| 5.5. Gestión Financiera..... | 99 |
| CAPÍTULO 6 – EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA | 100 |
| 6.1. Administración de Riesgos | 100 |
| 6.2. Modelo Estándar de Control Interno - MECI | 100 |
| 6.3. Informe de la auditoría gubernamental con enfoque integral regular de la Contraloría General de la República y Plan de mejoramiento CGR..... | 101 |

PRESENTACIÓN

La Agencia Nacional de Hidrocarburos es la entidad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos de Colombia. Para la vigencia 2011 presentó un balance positivo brindando aportes significativos al desarrollo del país.

Se destaca el resultado obtenido en los kilómetros de sísmica realizados, alcanzando 23.963 km en el transcurso del año, lo que representa un avance del 75% en la meta del cuatrienio. De otro lado se perforaron 126¹ pozos exploratorios A3, el mayor nivel alcanzando en la historia del país, resultado de la gestión en la administración de contratos petroleros. Se firmaron 76 contratos que corresponden a 67 de exploración y producción y 9 de evaluación técnica. Así mismo, los contratos suscritos por la Agencia aportaron un 12% a la producción nacional de crudo. En relación con la ejecución presupuestal, se alcanzó un 92% en el rubro de inversión y un 98% del presupuesto de gastos de funcionamiento de la Agencia para la vigencia 2011.

En noviembre 22 se realizó el pre lanzamiento de la Ronda 2012 donde se ofertaron aproximadamente 113 bloques costa adentro y afuera, en un área superior a 15 millones de hectáreas. De acuerdo al cronograma establecido se realizará el lanzamiento oficial de la ronda en el mes de febrero del año 2012.

Uno de los aspectos más representativos en 2011 fue el cambio de naturaleza jurídica de la Agencia, pasando a ser una Agencia Estatal, resultado de la necesidad del Estado de fortalecerla ya que sus funciones involucran actividades estratégicas en la administración de recursos no renovables que tienen gran impacto en el desarrollo económico del país.

Recientemente mediante el Decreto 4137 de noviembre 3 de 2011 se le asignaron funciones adicionales como la de fijar los precios de explotación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios; fijar los precios de hidrocarburos para efectos de liquidación de regalías; supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos; dirigir y coordinar lo relacionado con las

¹ Cifra validada al 31 de diciembre de 2011



liquidaciones por concepto de canon superficiario, correspondiente a los contratos de concesión; y la fiscalización de la producción nacional.

La Agencia está a la espera de la normatividad que le permitirá contar con una estructura organizacional que mejore su capacidad de gestión para afrontar exitosamente sus retos misionales.

Finalmente, quiero manifestar que los muy buenos resultados del año 2011 son producto de la exitosa gestión del Dr. Armando Zamora Reyes, quien estuvo al frente de la Entidad hasta octubre 6 de 2011.

Orlando Cabrales Segovia

Presidente ANH

CAPÍTULO 1 – GESTIÓN ESTRATÉGICA

1.1. Marco Estratégico: Misión, Visión, Objetivos Institucionales, Código de Ética

Misión

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

Visión

Seremos reconocidos como una entidad modelo en el mundo por:

- El conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y optimizar su aprovechamiento;
- la eficiencia y transparencia en la administración de hidrocarburos y el trabajo conjunto con la industria y la comunidad; y
- el profesionalismo de nuestro equipo, el alto nivel tecnológico y la eficiencia y agilidad en nuestros procesos.

Objetivos Institucionales

- Administrar integralmente las reservas y recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.
- Promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos.
- Contribuir a la seguridad energética nacional.

Valores

- Honestidad y transparencia
- Respeto y tolerancia
- Compromiso y lealtad
- Trabajo en equipo
- Equidad
- Responsabilidad social y ambiental
- Oportunidad y calidad en el servicio
- Disposición al control ciudadano
- Competitividad

1.2. Nueva Naturaleza Jurídica y funciones de la ANH

En noviembre 3 de 2011 se expidió el Decreto 4137 mediante el cual la Agencia cambió su naturaleza jurídica pasando de ser una unidad administrativa especial a una agencia estatal. Así mismo fueron asignadas funciones adicionales como la de fijar los precios de explotación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios; fijar los precios de hidrocarburos para efectos de liquidación de regalías; supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos; dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto de canon superficiario, correspondiente a los contratos de concesión; y la fiscalización de la producción nacional.

Sus funciones se definieron así:

1. Identificar y evaluar el potencial hidrocarburífero del país.
2. Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos, de acuerdo con las mejores prácticas internacionales.
3. Diseñar, promover, negociar, celebrar y administrar los contratos y convenios de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, con excepción de los contratos de asociación que celebre Ecopetrol hasta el 31 de Diciembre de 2003, así como hacer el seguimiento al cumplimiento de todas las obligaciones previstas en los mismos.
4. Asignar las áreas para exploración y/o explotación con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH adopte para tal fin.
5. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la formulación de la política gubernamental en materia de hidrocarburos, en la elaboración de los planes sectoriales y en el cumplimiento de los respectivos objetivos.
6. Estructurar los estudios e investigaciones en las áreas de geología y geofísica para generar nuevo conocimiento en las cuencas sedimentarias de Colombia con miras a planear y optimizar el aprovechamiento del recurso hidrocarburífero y generar interés exploratorio y de inversión.
7. Convenir, en los contratos de exploración y explotación, los términos y condiciones con sujeción a los cuales las compañías contratistas adelantarán programas en beneficio de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia de los correspondientes contratos.

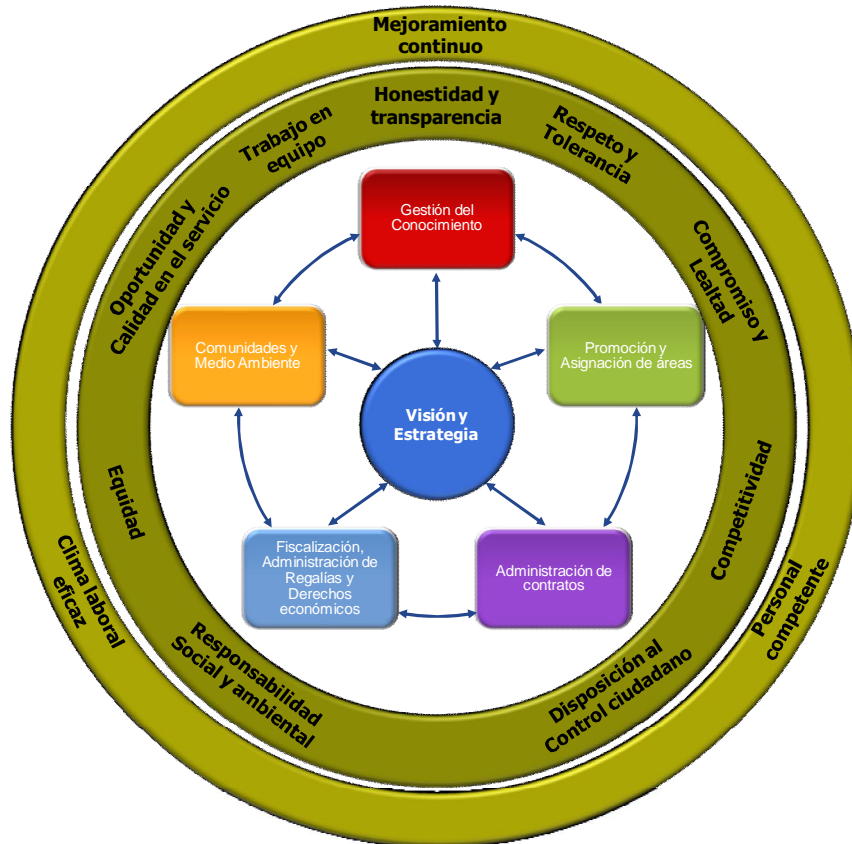
8. Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos.
9. Fijar los precios de los hidrocarburos para efectos de la liquidación de regalías.
10. Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, de los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o que suscriba la Agencia, incluyendo las Regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza.
11. Recaudar, liquidar y transferir las regalías y compensaciones monetarias a favor de la Nación por la explotación de hidrocarburos.
12. Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino a los Fondos previstos en la Constitución Política y la Ley, y hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en ellas.
13. Adelantar las acciones necesarias para el adecuado abastecimiento de la demanda nacional de hidrocarburos.
14. Fijar los volúmenes de producción de petróleo de concesión que los explotadores deben vender para la refinación interna.
15. Fijar el precio al cual se debe vender el petróleo crudo de concesión destinado a la refinación interna para el procesamiento o utilización en el país, y el gas natural que se utilice efectivamente como materia prima en procesos industriales petroquímicos cuando sea del caso.
16. Administrar y disponer de los bienes muebles e inmuebles que pasen al Estado por finalización de contratos y convenios de exploración y explotación, o por reversión de concesiones vigentes, con excepción de los contratos de asociación que celebró Ecopetrol hasta el 31 de Diciembre de 2003.
17. Hacer seguimiento al cumplimiento de las normas técnicas relacionadas con la exploración y explotación de hidrocarburos dirigidas al aprovechamiento de los recursos de manera racional e integral.
18. Fijar los precios de exportación de petróleo crudo para efectos fiscales y cambiarios.

19. Dirigir y coordinar lo relacionado con las liquidaciones por concepto del canon superficiario correspondiente a los contratos de concesión.
20. Verificar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.
21. Supervisar las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen.
22. Ejercer las demás actividades relacionadas con la administración de los recursos hidrocarburíferos de propiedad de la Nación.
23. Las demás que le sean asignadas y que le delegue el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con las normas vigentes.

1.3. Mapa Estratégico

El modelo estratégico de la Agencia lo conforman cinco ejes: Gestión del Conocimiento, el cual agrupa las acciones tendientes a incrementar el conocimiento geológico de las cuencas sedimentarias con el fin de conocer el potencial hidrocarburífero del país e incentivar la actividad explotaría. El eje promoción y asignación de áreas recoge el esfuerzo orientado a promocionar al país como un importante destino para la inversión e identifica oportunidades de nuevos mercados. A partir del eje administración de contratos se garantiza el cumplimiento de las obligaciones contractuales de exploración y producción petrolera por parte de los contratistas. El eje fiscalización, administración de regalías y derechos económicos se ocupa del efectivo recaudo, distribución, comercialización y transferencia de las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la actividad de explotación de hidrocarburos, así como la de generar información confiable sobre las reservas de hidrocarburos con las que cuenta el país. El eje comunidades y medio ambiente es transversal a toda la gestión y confirma el compromiso de la Agencia de armonizar los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector, en el marco de un modelo de desarrollo sostenible.

Los ejes estratégicos están enmarcados en un primer nivel con los valores institucionales que rigen el accionar de la Agencia y en segundo nivel con una cultura organizacional de mejoramiento continuo, en un clima laboral eficaz y con personal competente.



1.4. Sistema de Gestión y Control - SGC

Para la ANH es importante el compromiso con el mejoramiento continuo. Como evidencia de este sentir en el mes de noviembre de 2011 se recibió al ente certificador ICONTEC, el cual realizó la evaluación de la conformidad de los estándares ISO 9001:2008 y NTC GP 1000:2009, y como resultado se obtuvo la renovación de la certificación hasta el año 2015.

La certificación en calidad garantiza el mantenimiento y mejoramiento de herramientas que miden el nivel de cumplimiento de la legislación aplicable y el nivel de desempeño de la gestión, lo cual genera un flujo de información dinámico que facilita la toma de acciones y la mejora de los procesos, incrementando el grado de satisfacción de los clientes y de las partes interesadas.

Las mejoras al SGC han sido enfocadas hacia la búsqueda de nuevos estándares de gestión, para su implementación se trabajó en la formulación de políticas integradas con el Medio Ambiente, la Seguridad Industrial y Salud Ocupacional. Así mismo, se desarrollaron actividades con los líderes de los

procesos y sus equipos de trabajo logrando una participación activa en la revisión y ajuste de sus procedimientos y documentos, todo enmarcado en el ciclo del planear, hacer, verificar y actuar – PHVA, en procura de un sistema de gestión proactivo y dinámico.

1.5. Estructura organizacional

El cambio de naturaleza jurídica y una nueva estructura organizacional fueron considerados como proyectos estratégicos para la vigencia 2011, teniendo en cuenta la necesidad de la Agencia de proyectarse como una entidad capaz de actuar en un mundo globalizado, con mayor autonomía y en consideración a que el volumen de las actividades que realiza desbordó su capacidad operativa.

En noviembre 3 de 2011 se expidió el Decreto 4137 mediante el cual se cambió la naturaleza jurídica de la ANH, transformándose en una Agencia Estatal del sector descentralizado de la rama ejecutiva del orden nacional.

Igualmente mediante el Decreto 4130 de noviembre 3 de 2011 se reasignaron funciones del Ministerio de Minas y Energía a la ANH. De otro lado, mediante el Decreto 4881 de diciembre 22 de 2011 se establecieron las funciones y requisitos generales para los diferentes empleos públicos de la Agencia.

A diciembre 31 de 2011 se encuentra en proceso de aprobación por el Gobierno Nacional la nueva planta de empleos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

1.6. Gestión Presupuestal

1. Generación de recursos propios y excedentes para la nación

1.1 Porcentaje del presupuesto financiado con recursos propios (autosuficiencia)

Los ingresos propios están compuestos por las rentas propias o ingresos corrientes y los recursos de capital generados por la actividad para la cual se crea cada órgano².

Los ingresos correspondientes a aportes de la Nación son los recursos del Presupuesto de la Nación que el Gobierno orienta hacia las entidades descentralizadas del orden nacional con el objeto de contribuir a la atención de

² Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.

sus compromisos y al cumplimiento de las funciones. Para la ANH esta clase de recursos en la actualidad no aplican.

La Ley 1420 de 2010, por medio de la cual se decretó el presupuesto de rentas y recursos de capital del 1º de enero al 31 de diciembre de 2011, ordenó una apropiación de \$1.023.912.300.000 para atender los gastos de funcionamiento e inversión de la ANH. Adicionalmente, el Decreto 4803 de 2010 estableció la liquidación del Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2011, detalló las apropiaciones, clasificó y definió los gastos de la ANH.

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

COMPOSICIÓN INGRESOS PARA EL AÑO 2011

| Recurso | Concepto | Valor | Porcentaje |
|---------|-----------------------------|---------------------|------------|
| 20 | Ingresos Corrientes | \$260.239.800.000 | 25% |
| 21 | Otros recursos de Tesorería | \$763.672.500.000 | 75% |
| | Total Ingresos Propios | \$1.023.912.300.000 | 100% |

Fuente: Grupo Presupuesto

En el mes de junio se redujo el presupuesto de ingresos mediante decreto 2233 del 24 de junio de 2011 en la suma de \$32.000 millones: Así las cosas el total de ingresos para la vigencia fue de \$991.912,3 millones³.

1.2 Excedentes generados por la ANH

Durante la vigencia 2011 se generaron excedentes por \$471.250.534.089³ como se muestra en la siguiente tabla:

EXCEDENTES GENERADOS POR EL AÑO 2011³

| Concepto | Valor |
|---------------------------------------|---------------------|
| Ingresos registrados | \$1.463.162.834.089 |
| (-) Presupuesto de ingresos apropiado | \$991.912.300.000 |
| = Excedentes generados | \$471.250.534.089 |

Fuente: Grupo Presupuesto

2. Ejecución del presupuesto

2.1 Presupuesto de ingresos

³ Cifras validadas al 31 de diciembre de 2011

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

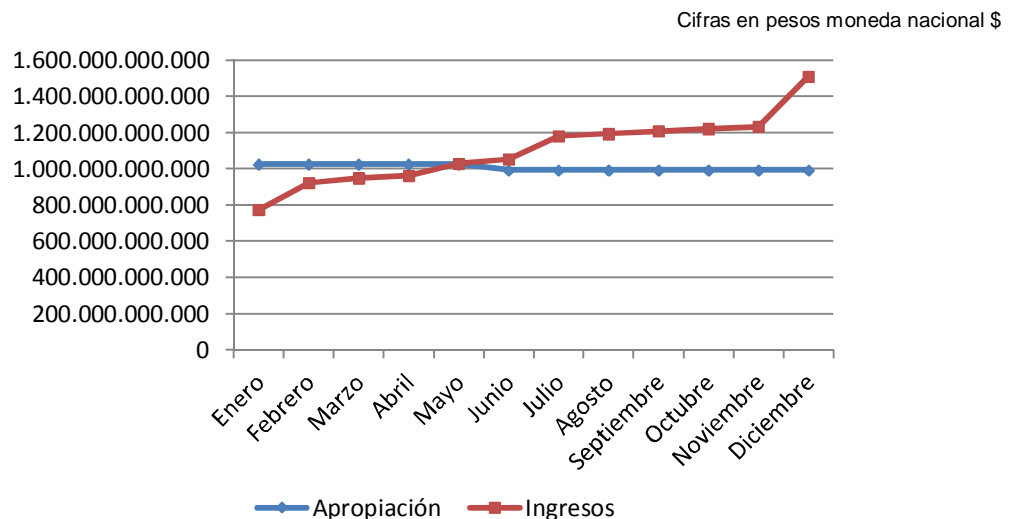
INGRESOS GENERADOS

| Mes | Ingresos Causados acumulados |
|------------------------|------------------------------|
| Enero | \$ 773.141.086.595 |
| Febrero | \$ 922.046.659.338 |
| Marzo | \$ 948.063.474.285 |
| Abril | \$ 961.440.128.871 |
| Mayo | \$ 1.028.431.229.304 |
| Junio | \$ 1.052.073.061.718 |
| Julio | \$ 1.179.720.688.601 |
| Agosto | \$ 1.192.055.389.905 |
| Septiembre | \$ 1.207.286.061.145 |
| Octubre | \$ 1.220.524.657.835 |
| Noviembre | \$ 1.231.824.139.360 |
| Diciembre ⁴ | \$ 1.505.047.864.461 |

Fuente: Grupo Presupuesto

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

INGRESOS POR MES



Fuente: Grupo Presupuesto

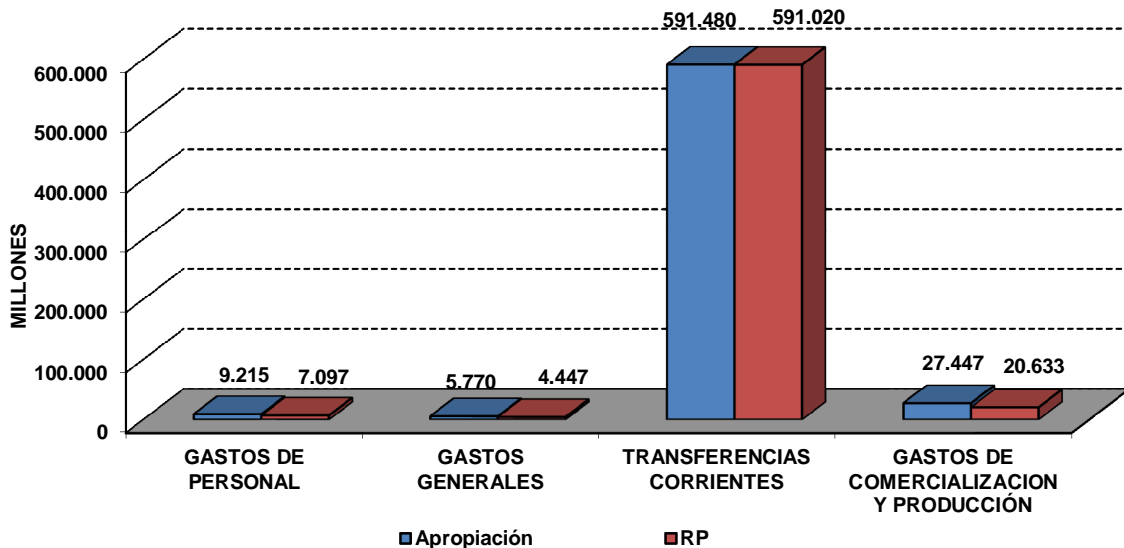
⁴ Cifra validada al 31 de diciembre de 2011

Como puede observarse, la ANH cumplió holgadamente con la meta de recaudo de ingresos planteada por la Ley de Presupuesto para el año 2011. Es de observar que todos los excedentes financieros generados por la ANH son reportados al finalizar cada vigencia fiscal al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación. La distribución de los excedentes y de las utilidades de los establecimientos públicos es realizada anualmente por el CONPES, reasignándolos o destinándolos para el financiamiento de otras actividades de la Nación.

2.2. Presupuesto de gastos de funcionamiento

Los gastos de funcionamiento son todas aquellas erogaciones que tienen por objeto atender las necesidades de la entidad con el fin de cumplir a cabalidad con las funciones asignadas por el Decreto 1760 de 2003, y corresponden principalmente a: Gastos de personal, gastos generales, transferencias corrientes y gastos de comercialización y producción.

La ejecución presupuestal de los gastos de funcionamiento para el período comprendido entre el primero de enero a 31 de diciembre de 2011, se presenta en el siguiente gráfico⁵:



Fuente: Grupo Presupuesto

⁵ Cifras validadas al 31 de diciembre de 2011

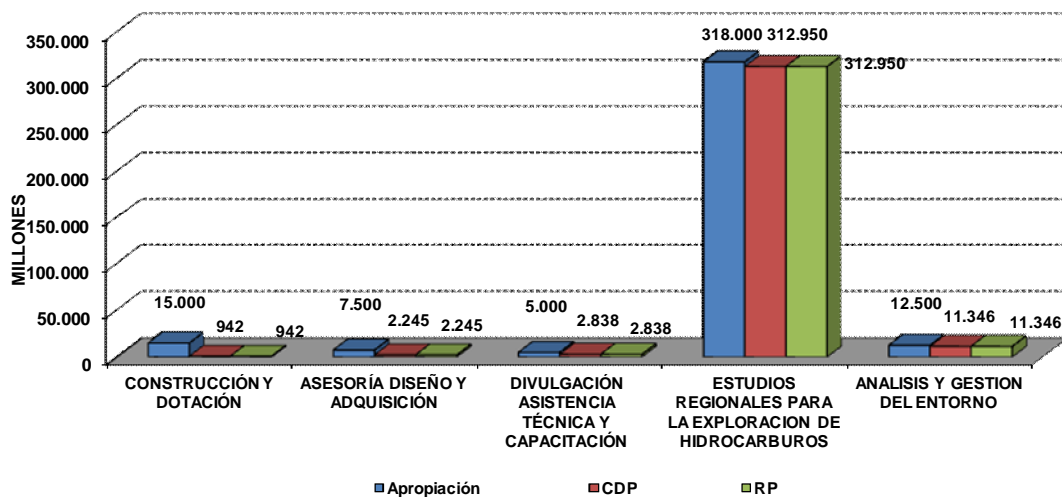
2.3 Presupuesto de inversión

El presupuesto de inversión está compuesto por todas aquellas erogaciones susceptibles de causar créditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, son aquellos gastos destinados a crear infraestructura social⁶.

La característica fundamental de este gasto debe ser que su asignación permita acrecentar la capacidad de producción y productividad en el campo de la estructura física, económica y social, y en el caso de la ANH corresponden a la adquisición de infraestructura propia del sector, divulgación, asistencia técnica y capacitación del recurso humano, investigación básica, aplicada y estudios y levantamiento de información para procesamiento.

Así, la ejecución presupuestal de gastos de inversión a 31 de diciembre de 2011, se presenta en el siguiente gráfico:

EJECUCIÓN PRESUPUESTAL DE GASTOS DE INVERSIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2011⁷



Fuente: Grupo Presupuesto

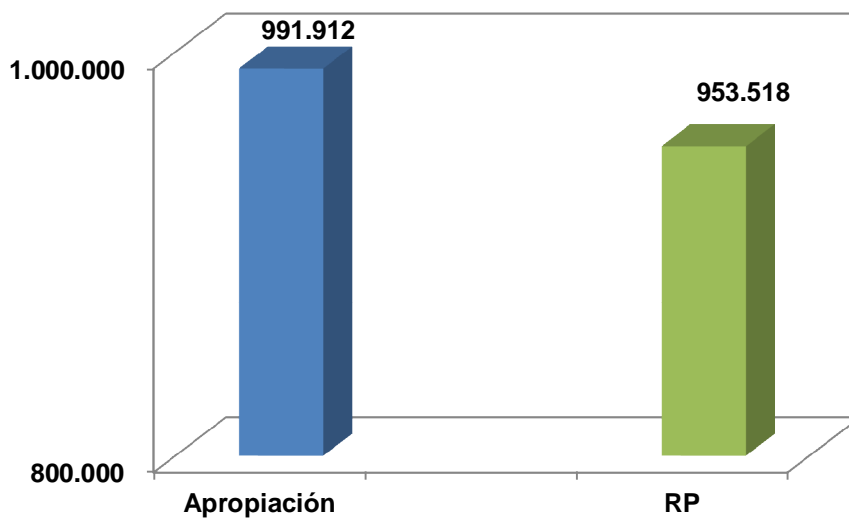
⁶ Definición según Ley 1169 de 2007

⁷ Cifras validadas al 31 de diciembre de 2011

Si bien, la periodicidad del seguimiento a cada uno de estos rubros es mensual, para mayor ilustración y comprensión, el análisis se presenta en forma acumulada, de manera que la ejecución presupuestal anual de la Agencia a corte del 31 de diciembre de 2011 asciende al 92%, considerándose satisfactoria.

El total de la ejecución de funcionamiento e inversión de la ANH por la vigencia 2011, se muestra a continuación:

EJECUCIÓN PRESUPUESTO ANH PARA EL 2011⁸



Fuente: Grupo Presupuesto

3. Planes de mejora

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

SIIF Nación II

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

La ANH es un establecimiento público que sólo manejó ingresos propios, por lo que la operatividad interna se efectuaba en el aplicativo local y se efectuaba mensualmente la carga masiva fuera de línea de la información en el SIIF I.

⁸ Cifra validada al 31 de diciembre de 2011

Esta nueva medida ha implicado un cambio radical en sus procesos internos, los cuales hemos estado ajustando para satisfacer las necesidades de la ANH y les exigencias del aplicativo en mención.

1.7. Indicadores de Gestión

| INDICADOR | META / ESTIMADO 2011 | UNIDAD | RESULTADO 2011 |
|---|----------------------|---------------|------------------|
| % de propuestas asignadas con tiempo efectivo entre la recepción de las propuestas hasta el acta de conformidad <120 días | 100 | % | 0 |
| % de cumplimiento del Plan de Desarrollo Administrativo de la ANH | 100 | % | 96 |
| % de presupuesto de inversión comprometido a 31 de diciembre | 100 | % | 92 |
| % de cumplimiento del plan socio-ambiental | 100 | % | 83 |
| Derechos económicos | 223.26 | US\$ millones | 360.90 |
| Regalías causadas | 2,80 | \$ Billones | 7,47 (Nov) |
| Regalías giradas | 2,80 | \$ Billones | 7,18 |
| Atracción de nuevas empresas | 4 | # | 16 |
| Empresas que firman contratos | 30 | # | 44 |
| Sísmica 2D equivalente adquirida país | 8.000 | km | 23.963 |
| Pozos exploratorios A3 perforados | 126 | # | 126 ⁹ |

La meta relacionada con el porcentaje de propuestas asignadas en menos de 120 días, no fue posible establecerla, como consecuencia de lo establecido en el Acuerdo 04 de 2011, mediante el cual se suspendió la recepción y radicación de nuevas solicitudes de asignación directa de áreas.

Presentaron resultados superiores al 100% las metas sobre Derechos Económicos, regalías causadas y giradas, atracción de nuevas empresas, empresas que firmaron contratos y kilómetros de sísmica 2D equivalente adquirida.

Las metas sobre pozos exploratorios A3 perforados y ejecución de presupuesto de inversión, presentaron un nivel de cumplimiento superior al 90%. La meta sobre el cumplimiento del plan socio-ambiental, logró un avance del 83%.

⁹ Cifra validada al 31 de diciembre de 2011

CAPÍTULO 2 – COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE

Durante el año 2011 la ANH continuó brindando apoyo a la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos a nivel nacional, dando lineamientos y llevando a cabo acciones en temas de conservación ambiental, desarrollo sostenible, la protección y fortalecimiento de las comunidades y etnias de Colombia, y la viabilidad de las operaciones petroleras, asegurando el desarrollo armónico del sector nacional de hidrocarburos, de la mano de las instituciones gubernamentales y nacionales que tienen injerencia en el tema.

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

En la perspectiva de fortalecer la responsabilidad de la gestión ambiental en las etapas de planeación y desarrollo del sector, la ANH dio continuidad a la gestión para la implementación de la Evaluación Ambiental y Social Estratégica, sustentada en la articulación adecuada de los aspectos económicos, sociales y ambientales de las diferentes regiones de interés, para generar condiciones propicias en el crecimiento del desarrollo local, integrando las consideraciones ambientales y sociales en los procesos de planificación, armonizando los intereses de la sociedad, las compañías y el Estado. En este sentido se ha venido trabajando de la mano con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible quien será el encargado de coordinar en conjunto con la ANH, la implementación de la Estrategia Social y Ambiental durante el año 2012.

Adicionalmente, se adoptaron los lineamientos y directrices socio-ambientales, así como los instrumentos de seguimiento que han venido siendo desarrollados en conjunto con las autoridades ambientales y sociales a nivel nacional, los cuales sirven como base en la planificación del sector y como principios orientadores para que la industria avance en un desarrollo sostenible y en un trabajo armónico con las comunidades.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo durante el año 2011 se desarrollaron en el marco de:

- Desarrollo y ejecución de convenios y contratos para la ampliación del conocimiento y la consolidación de la planeación ambiental, social y de seguridad del sector.
- Acompañamiento y asesoría a las compañías hidrocarburíferas relacionadas con la ANH en su gestión y trabajo con grupos étnicos.

- Seguimiento a los compromisos socio-ambientales, en el marco de los contratos E&P que suscribe la entidad con los diferentes operadores.
- Seguimiento y acompañamiento en la planificación y ejecución de los aspectos socio-ambientales en el marco de los proyectos directos que adelanta la ANH, con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

2.1. Fortalecimiento interinstitucional en temas socio-ambientales y de viabilidad de operaciones

Comunidades

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

Bajo el marco de la Constitución Política de Colombia de 1991, el Convenio 169 de la OIT, la Ley 21 de 1991, el Decreto 1320 de 1998, el Decreto 2820 de 2010, Directiva Presidencial 01 de 2010, la jurisprudencia de la Corte Constitucional y el reconocimiento de la jurisdicción especial indígena y la Ley 70 de 1993, se suscribieron una serie de Convenios con diferentes entidades gubernamentales y nacionales, fortaleciendo la institucionalidad y cobertura de dichas instituciones, buscando garantizar la protección de los derechos de las diferentes comunidades y etnias que habitan el territorio colombiano.

De otro lado, con el fin de garantizar la viabilidad de la actividad petrolera y el respeto de los derechos de las comunidades étnicas asentadas en el área de interés del sector, la ANH, en conjunto con el Ministerio del Interior, ha venido adelantando una serie de convenios para fortalecer la capacidad operativa del Ministerio, en las actividades de coordinación interinstitucional de los procesos de consulta previa y la verificación de existencia de pueblos indígenas y afrocolombianos con las organizaciones y autoridades representativas de las comunidades, en relación con los proyectos de hidrocarburos de interés de la ANH y demás actividades relacionadas.

Como principales resultados de este apoyo se obtuvieron:

| Fortalecimiento al Grupo de Consulta Previa en marco del convenio No. 01 de 2011. | Cantidad |
|---|-----------------|
| Reuniones de Consulta Previa acompañados por el Ministerio del Interior y de Justicia | 144 |
| Verificaciones de la existencia de comunidades étnicas desarrolladas por el Ministerio del Interior y de Justicia | 197 |
| Total de procesos financiados por la ANH | 341 |

Por otra parte, en conjunto con el Ministerio del Interior la ANH desarrolló una Política Pública de los Pueblos Indígenas de la Amazonía colombiana. Es indispensable que exista un documento de política que sirva para que las comunidades indígenas presentes en esta importante cuenca ambiental del país, puedan plasmar su visión y cosmogonía permitiendo un dialogo e interlocución concreto con el gobierno nacional y a su vez que se traduzca en la formulación de un borrador de documento CONPES para los pueblos indígenas de la Amazonía colombiana, el cual una vez obtenido deberá surtir el respectivo trámite ante el Departamento Nacional de Planeación, que permitirá establecer unos lineamientos concretos para el desarrollo de las actividades productivas y extractivas, incluyendo las del sector de hidrocarburos, bajo el marco del respeto, la concertación y la interlocución con las comunidades que habitan en dichos territorios.

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

Como resultado de este esfuerzo se realizó un trabajo conjunto con el INCODER con el fin de proponer lineamientos para el desarrollo de proyectos hidrocarburíferos costa afuera en áreas de pesca artesanal en la costa norte del pacífico colombiano, en el marco de un trabajo articulado con autoridades y comunidades presentes en dicha zona. Como aporte a la sostenibilidad de los recursos pesqueros y naturales presentes en las áreas de interés de las comunidades que subsisten de los mismos, se sustituyeron artes de pesca ilegales, por nuevas artes amigables con el medio ambiente y se adelantaron talleres encaminados a socializar y capacitar a las comunidades pesqueras

tanto en el uso de estas nuevas artes de pesca como en la importancia de no volver a utilizar las anteriores por el grave impacto que generan en el medio biofísico de la zona.

Medio Ambiente

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

La ANH y el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras "*José Benito Vives de Andreis*" –INVEMAR– suscribieron un Convenio, para la caracterización biológica, física y oceanográfica de las unidades ecosistémicas presentes en el Área de Régimen Común Colombia–Jamaica- ARC, hasta una profundidad de 1.000 metros, con el fin de obtener los lineamientos de conservación de estos ecosistemas en el proceso de toma de decisiones para el licenciamiento ambiental de los proyectos hidrocarburíferos por parte de las autoridades ambientales, con el cual se espera:

- a) Caracterizar el Área de Régimen Común utilizando la información secundaria existente en términos de batimetría, geología, oceanografía, paisajes, inventarios de biodiversidad, información de especies focales y los usos actuales de los recursos vivos.
- b) Caracterización de los organismos bentónicos y el plancton de las unidades de paisaje del Área de Régimen Especial y su relacionamiento con las características sedimentológicas, geomorfológicas y oceanográficas.
- c) Generar un modelo paisajístico a partir de la integración de la información secundaria analizada y los muestreos realizados que permita, con base en las características de las comunidades y de las actividades de prospección, dar los lineamientos para su conservación con el fin de contribuir al proceso de toma de decisiones de las autoridades ambientales para el licenciamiento de las actividades de explotación de hidrocarburos costa afuera.

Durante el año 2011 el INVEMAR trabajó en la contratación del equipo de trabajo requerido para el desarrollo del proyecto, la recopilación de información necesaria y adquisición de imágenes satelitales. Así mismo se llevaron a cabo dos campañas de investigación biológica en el área del régimen común Colombia - Jamaica, en las cuales se muestrearon 399 estaciones entre los 0 y 1.000 metros de profundidad.

Por su parte, en el año 2011 se suscribió un nuevo convenio con el INVEMAR tendiente a adelantar la caracterización ambiental y de los recursos naturales presentes en la Reserva de biósfera Seaflower con el objeto de obtener una línea base ambiental y pesquera de dicha región del país. Con el desarrollo de este proyecto, que finaliza en el mes de abril del 2012, se espera contar con los siguientes resultados:

- a) Avances en la caracterización ambiental (oceanográfica) del área Reserva Biósfera Seaflower.
- b) Sistema de información pesquera SIPEIN validado y en funcionamiento.
- c) Actualización de la caracterización de las pesquerías artesanal e industrial.
- d) Base de datos cartográfica de información oceanográfica y caracterización oceanográfica preliminar.
- e) Documento con la revisión del estado del conocimiento sobre valoración económica de bienes y servicios ambientales en la Reserva de la Biosfera.

Los proyectos que se ejecutaron durante el año 2011 son los siguientes:

- a) Se estableció un equipo interdisciplinario de soporte para evaluar el estado ambiental y social de las áreas objeto de E&P de hidrocarburos devueltas a la ANH, el cual aseguró ejecución y seguimiento oportuno de las demás acciones de fortalecimiento institucional para el desarrollo sostenible que se convinieron en el convenio.
- b) Se inició el proyecto de evaluación socio-ambiental de los procesos de consulta previa del sector hidrocarburos realizados en el marco del trámite de licenciamiento ambiental de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Se espera que este proyecto termine actividades en el mes de junio de 2012.
- c) Se inició el proyecto para zonificar, ordenar y establecer los lineamientos de manejo ambiental de la Zona de Reserva Forestal del Cocuy, declarada por la Ley 2ª de 1959. Este proyecto ya terminó.
- d) Se inició un proyecto tendiente a realizar una evaluación y seguimiento regional del sector de hidrocarburos en el departamento del Casanare.

Esta acción conjunta se reforzó en el año 2011 mediante la suscripción de un nuevo convenio entre la ANH y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible–MADS– con el objeto de mantener el fortalecimiento institucional a dicho Ministerio para el desarrollo sostenible del sector de hidrocarburos, el

cual se subrogó a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, según lo establece el Decreto de escisión del MAVDT.

La ANH y el Ministerio de Minas y Energía, suscribieron un Convenio a comienzos del año 2010, con el fin de diseñar y ejecutar una estrategia para la gestión nacional e internacional de la agenda ambiental del sector minero energético colombiano. Con ello se buscaba profundizar lazos de cooperación encaminados a preparar las agendas ambientales nacionales e internacionales para el sector de minas y energía y a su vez identificar y coordinar la cooperación técnica internacional para el sector de minas y energía.

Este proyecto terminó en abril del 2011 y se obtuvieron los siguientes productos:

- Agenda ambiental interministerial suscrita entre el Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.
- Agendas ambientales para sectores de minas, hidrocarburos, gas y energía.
- Estudios básicos de soporte para las agendas.
- Eventos de concertación y capacitación.
- Propuesta de estrategia para la resolución de pasivos ambientales del sector de hidrocarburos.

Gestión del entorno socio-político

La ANH, en conjunto con el Ministerio del Interior, suscribió un convenio con el objeto de aunar esfuerzos técnicos, económicos, administrativos, humanos y financieros para impulsar la estrategia "Alianzas para la Prosperidad" para los sectores de hidrocarburos y minero energético. Para ello se adelantará una prueba piloto en el Departamento del Casanare, la cual incluye la elaboración de planes departamentales, línea de base, construcción de metodologías, investigaciones, estudios, reuniones, talleres y encuentros de concertación tripartitos. Con el desarrollo de este convenio se pretende:

- a) Afianzar relaciones constructivas entre Estado, Comunidad y Empresa y generar esquemas de desarrollo sostenible en territorios donde se lleven a cabo actividades del sector hidrocarburífero.
- b) Generar asociaciones entre los actores involucrados en torno a visiones de largo plazo que superen los enfoques de mitigación y compensación que

han caracterizado las actividades de relacionamiento entre las empresas y las comunidades afectadas.

- c) Proteger los derechos a la participación y la integridad de las comunidades, incluidas las étnicas, y de esta manera los proyectos y obras de los sectores mineros, de hidrocarburos, e infraestructura que generen para el país progreso y prosperidad.

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

Seguimiento a los compromisos en Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Medio Ambiente

La ANH realizó el seguimiento en temas de salud ocupacional, seguridad industrial y medio ambiente a los compromisos suscritos en las minutas de los contratos E&P, TEAs, Convenios E&P y Convenios en Producción por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos hidrocarburíferos, mediante la actualización de la Hoja de Vida, la cual incluye el desarrollo de actividades y compromisos en materia de HSE. Se elaboraron 126 de hojas de vida de seguimiento a la visitas de inspección HSE.
- Se elaboraron informes semanales de seguimiento a los contratos de la siguiente manera: 53 de exploración y 45 de producción.
- Se elaboraron durante el año 2011, 12 informes mensuales consolidando el estado de los contratos. Adicionalmente, se entregaron dos informes de avance en los meses de enero y diciembre.
- Se elaboraron y radicaron 48 conceptos que requerían del análisis en aspectos HSE (Ambientales 45 y SYSO 3), dando respuesta a las solicitudes presentadas por las compañías y la comunidad.
- Se realizaron 132 visitas HSE (5 socio-ambientales, con verificación en campo a los contratos que lo requirieron y 127 HSE, a 31 convenios de explotación y/o producción y 96 contratos E&P visitables (que tuvieran operaciones en campo)).

En el proceso de visitas seguimiento HSE se generaron los siguientes subproductos:

- 77 cartas de solicitud de información HSE – previo a ejecución de visitas.
- 24 reuniones de acercamiento para hacer presentación a los contratistas del alcance, metodología y seguimiento de la ejecución de visitas.

- 127 visitas de inspección HSE, que contempla la verificación documental, campo y entrega de informes de resultados.
- De las obligaciones derivadas del informe de visita HSE a los contratos, se recibieron y revisaron 70 planes de acción (PDA), de los cuales se generaron 40 conceptos de validación de los contenidos.
- Se generó un reporte de alerta por incumplimiento grave a los requerimientos normativos en materia HSE.
- Se realizó categorización tipo semáforo, de acuerdo al análisis de los resultados obtenidos en los informes de visita HSE, cuantificando el número de hallazgos y estableciendo oportunidades de mejora primaria-OMP.
- Se elaboraron tres (3) informes de salida de verificación de aspectos ambientales.
- Se continuó alimentando la herramienta software de seguimiento a los contratos y se implementaron mejoras con base en visitas HSE.
- Se realizaron mejoras a la herramienta software incluyendo información generada durante el desarrollo de las visitas HSE.
- En total se realizó el seguimiento a 303 contratos E&P y 19 TEAs vigentes, 8 convenios E&P y 48 convenios en producción suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas que operan en el territorio nacional.

En relación con los proyectos directos de la ANH se logró:

- Seguimiento al desarrollo de los documentos ambientales que se requerirán para el desarrollo de los procesos de consulta previa, la obtención de permisos ambientales y para la etapa operativa del proyecto sísmico Andén Pacífico Chocó-Norte.
- Seguimiento de los temas ambientales durante las actividades operativas de los pozos estratigráficos ANH-Chocó-1-ST-P, ANH-Tumaco-1-ST-P y Slim Holes Cauca-Patía.
- Revisión de informes finales ambientales del pozo estratigráfico ANH-Chocó-1-ST-P
- Acompañamiento en la elaboración y revisión de los planes de manejo ambiental de los proyectos sísmicos Cauca-Patía y Línea Transandina y reuniones con las autoridades ambientales de la región.

Seguimiento a los compromisos Sociales

La ANH realizó el seguimiento en temas de comunidades, consulta previa, programa en beneficio de las comunidades, orden público, y la inversión social del sector a los compromisos suscritos en las minutas de los contratos E&P y TEAs.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos en materia social.

- Se actualizaron las matrices de seguimiento a los temas de: programa en beneficio de las comunidades, orden público, circular 04 de 2010 y consulta previa.
- Elaboración documento términos y condiciones para los programas en beneficio de las comunidades.
- Cuatro visitas de verificación Socio ambiental en campo a los bloques Corcel, Guatiquía, LLA-36 y Cubiro.

En total se realizó el seguimiento a 303 Contratos E&P y 19 TEAs vigentes, 48 Convenios en Producción y 8 Convenios en Exploración.

En relación con los aspectos sociales de los proyectos directos de la ANH, se adelantaron las siguientes actividades:

- Seguimiento a la gestión social de las actividades operativas de la perforación de los pozos estratigráficos ANH-Chocó-1-ST-P (Condoto) y ANH-Tumaco-1-ST-P.
- Acompañamiento a la protocolización de la consulta previa del pozo estratigráfico ANH-Chocó-2-st-p (Riosucio, Chocó) y el cierre de la consulta previa del pozo estratigráfico ANH-Chocó-1-St-P.
- Seguimiento al desarrollo de los documentos sociales y acompañamiento a las reuniones de acercamiento con las comunidades indígenas y negras que conducirán el inicio de los procesos de consulta previa del proyecto sísmico Andén Pacífico Chocó-Norte.
- Acompañamiento a las reuniones informativas y supervisión del desarrollo de los planes de manejo social y la gestión social del inicio de los proyectos sísmicos Cauca-Patía 2D-09 y Transandina 2D-09.

CAPÍTULO 3 – PARTICIPACIÓN CIUDADANA

La participación ciudadana es el conjunto de acciones que pretenden impulsar el desarrollo institucional y la democracia participativa a través de la integración de la comunidad al quehacer político, generando mecanismos para que la población tenga acceso a las decisiones del gobierno de manera independiente.

3.1. Sistema Nacional de Servicio al Ciudadano

El Programa Nacional de Servicio al Ciudadano es una estrategia de la Administración Pública Nacional, coordinada por el Programa de Renovación de la Administración Pública, PRAP, cuyo objetivo es incrementar la confianza del ciudadano en la Administración, mediante el mejoramiento de su relación cotidiana con las entidades de la Administración Pública Nacional.

El Programa trabaja en tres líneas de acción: desarrollo institucional, asistencia técnica para el mejoramiento del servicio y mejoramiento y fortalecimiento de los canales de atención al ciudadano. El Comité Técnico del Programa Nacional de Servicio al Ciudadano está integrado por el Departamento Nacional de Planeación, DNP; el Departamento Administrativo de la Función Pública, DAFP; el Programa Agenda de Conectividad del Ministerio de Comunicaciones y la Escuela Superior de Administración Pública, ESAP.

En 2011 la Agencia Nacional de Hidrocarburos participó activamente en este proyecto a través de su participación en diplomados de Servicio al Ciudadano y la participación en tres ferias realizadas en las ciudades de Sincelejo, Cartagena y Barrancabermeja en donde se dio a conocer la misión, visión, funciones y el quehacer de la Agencia, mejorando los canales de atención al ciudadano.

3.2. Peticiones, quejas y reclamos

La participación ciudadana tiene como objeto estimular y divulgar la cultura de la participación y transparencia al interior de la Agencia, así como de responder de forma oportuna y realizar el seguimiento a las diferentes peticiones que se presentan.

Mediante la Resolución 115 del 5 de Abril de 2006 se reglamentó el trámite interno del derecho de petición, las quejas y los reclamos en la ANH, así mismo se creó el grupo de Participación Ciudadana con las siguientes funciones:

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

Adicionalmente mediante Resolución 474 de 2008, se conformó el grupo interno Antitrámites y Atención efectiva al Ciudadano, Grupo de Comunicaciones Internas y Externas y el Grupo de Participación Ciudadana.

El comportamiento del número de solicitudes presentadas en los últimos tres años fue el siguiente:

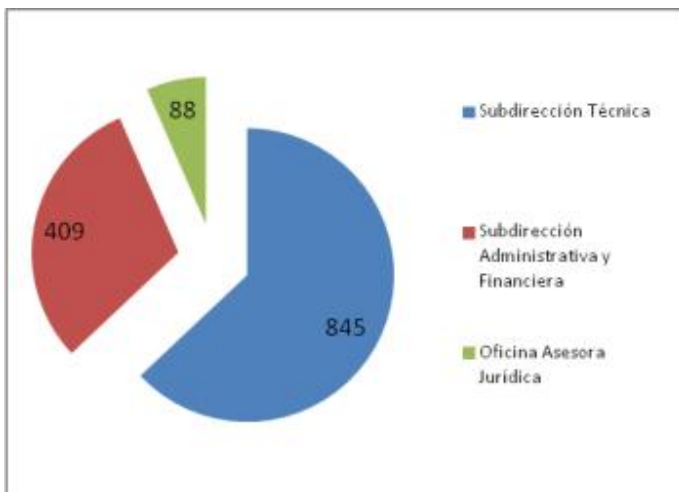
| Año | No. solicitudes |
|------------|------------------------|
| 2009 | 579 |
| 2010 | 972 |
| 2011 | 1.405 |

Para la vigencia 2011 se observó que el 67% de las PQRs se referían a regalías, comunidades y medio ambiente, producción y reservas y seguimiento a la exploración.

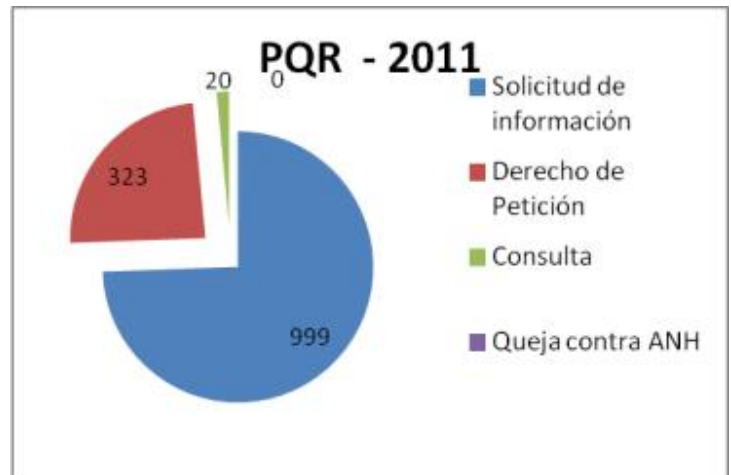
Para fortalecer el servicio de atención al ciudadano se adelantaron acciones como:

- Apertura de las cuentas de Facebook y Twitter, facilitando el seguimiento a las acciones de la ANH por parte de la ciudadanía.
- Habilitación y asignación de horario de atención por medio del Chat para comunicación directa con la ciudadanía.
- Recibo de PQR a través de la página Web (formulario On Line), el cual permite al ciudadano el seguimiento del trámite dado a su solicitud, mediante la adjudicación automática de un número de radicado que permite su posterior consulta.
- Diseño e implementación de un formato para la recolección de la información de las personas que se acercan a nuestras instalaciones.
- Actualización en la Web del archivo de preguntas frecuentes.
- Publicación de los informes trimestrales de PQR en la Web de la Agencia.
- Implementación de alertas semanales a través del correo electrónico y acompañamiento telefónico a todas las dependencias y funcionarios, procurando la respuesta oportuna de las solicitudes.

Distribución de PQRS recibidas por áreas organizacionales en 2011



Clasificación de la PQRs recibidas en 2011



3.3. Rendición de Cuentas

La Ley 489 de 1998 sobre "Democratización y Control Social de la Gestión Pública" define las audiencias públicas como una de las acciones necesarias para involucrar a los ciudadanos y organizaciones de la sociedad civil en la formulación, ejecución, control y evaluación de la gestión pública e indica que todas las entidades y organismos de la administración pública tienen el deber de desarrollar su gestión acorde a los principios de democracia participativa y democratización de la gestión pública.

En el año 2010, se expidió el Conpes 3654 "Política de Rendición de Cuentas de la Rama Ejecutiva a los Ciudadanos" presentando nuevos lineamientos de política para consolidar la rendición de cuentas como un proceso permanente y sugiere fortalecer la coordinación entre entidades públicas y la unión de esfuerzos entre las mismas para incentivar la realización de estos espacios democráticos.

La rendición de cuentas de la ANH se realizó el día 26 de noviembre de 2011, los temas tratados fueron:

- Sistema de Gestión y Control.
- Gestión Administrativa y Financiera.
- Informe de la Subdirección Técnica.
- Informe de Comunidades y Medio Ambiente.
- Administración de Regalías.
- Informe de Control Interno.

Para la divulgación del evento se utilizaron como instrumentos:

- “ Invitación directa por medio escrito a líderes sociales y personas interesadas.
- “ Invitación por medio de correo electrónico a todas las personas que escriben a la ANH.
- “ Invitación mediante cuña radial “Emisora de la Policía Nacional”.
- “ Publicación en diario nacional (invitación a asistencia).
- “ Publicación en la página web de la ANH.
- “ Publicación en la página web del Ministerio de Minas y Energía y UPME.
- “ Seguimiento por medios sociales como Twitter y Facebook.

A la audiencia de rendición de cuentas asistieron 71 personas entre representantes de la Procuraduría General de la Nación, del Departamento Nacional de Planeación, del Departamento de la Administrativo de la Función Pública, de la Cámara Colombiana de Servicios Petroleros CAMPETROL, representación de la corporación autónoma regional, representantes sociales como la Asociación Red Colombiana de Reservas Naturales de la Sociedad Civil – RESNATUR, empresas privadas y ciudadanía en general.

El evento se transmitió a través del Canal 13- Institucional, se publicó un resumen ejecutivo de los temas tratados en la edición de mes de diciembre de la revista Petroleum y se publicaron las memorias en la página Web de la Agencia.

3.4. Gobierno en Línea

Con el propósito de impulsar la competitividad y el mejoramiento de la calidad de vida para la prosperidad de todos los colombianos se creó la Estrategia de Gobierno en Línea, contribuyendo con la construcción de un Estado más eficiente, más transparente y participativo y que presta mejores servicios con la participación de la sociedad y mediante el aprovechamiento de las Tecnologías de Información y Comunicaciones - TIC.

La Estrategia de Gobierno en Línea contribuye con la construcción de un Estado más eficiente, más transparente, más participativo y que presten mejores servicios a los ciudadanos y las empresas. La estrategia tiene como objetivos: Mejorar la provisión de servicios a los ciudadanos y las empresas en forma eficiente, eficaz, con calidad y con independencia de las variables de tiempo y espacio; fortalecer la transparencia del Estado y la participación ciudadana. Adicionalmente busca el establecimiento de procesos al interior de las entidades del Estado que permitan la integración de los sistemas de los diferentes trámites y servicios, compartir recursos y mejorar la gestión interna en las instituciones públicas y por consiguiente la eficiencia del Estado.

El desarrollo del Gobierno en línea debe asumirse como un proceso gradual, evolutivo, coordinado y colectivo entre todas las entidades de la Administración Pública, que comprende cinco fases: Información, Interacción, Transacción, Transformación y Democracia en Línea.

Estas fases son independientes, cada una de ellas tiene distintos objetivos y exigencias en términos de decisión política, necesidades de conocimiento, procedimientos, costos y nivel de uso de las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones.

A junio 30 de 2011 la Agencia Nacional de Hidrocarburos presentó un nivel de cumplimiento del 100% en las fases de Información, Interacción, Transacción y Democracia en Línea, en la fase de Transformación alcanzó un 84%. La evaluación del nivel alcanzado a diciembre de 2011 se realizará en el mes de enero de 2012.

| Fecha de revisión | Entidad | FASES | | | | |
|-------------------|---------|-------------------|-------------------|-------------------|----------------------|------------------|
| | | F1 Información | F2 Interacción | F3 Transacción | F4 Transformación | F5 Democracia |
| Agosto de 2009 | ANH | 90% | 32% | 50% | 32% | 25% |
| Diciembre de 2009 | ANH | 98% | 96% | 92% | 83% | 40% |
| Junio de 2010 | ANH | 94% | 64% | 100% | 67% | 21% |
| Octubre de 2010 | ANH | 98% | 64% | 100% | 73% | 37% |
| Diciembre de 2010 | ANH | 100% | 94% | 100% | 84% | 79% |
| Junio de 2011 | ANH | 100% | 100% | 100% | 84% | 100% |

Fuente: Programa de Gobierno en Línea. Ministerio TIC

CAPÍTULO 4 – GESTIÓN MISIONAL

4.1. Gestión del Conocimiento

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

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

De acuerdo con lo anterior, la ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, conforme a cada fase. En los tres primeros años de este ciclo, los proyectos reúnen información técnica de cada cuenca sedimentaria, la cual se analiza e interpreta a través de los proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo. Los modelos que resulten de las fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de las cuencas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas. Durante el quinto año del ciclo exploratorio de las cuencas (*Figura 1*), deben desarrollarse los procesos de contratación, ya sea a través de rondas licitatorias o de otros procesos diseñados con base en la información técnica obtenida y en las condiciones del mercado.

En respuesta a las necesidades del país y a las condiciones del mercado, la ANH ha realizado diversas rondas (Ronda Caribe 2007, Minironda 2007 y 2008, Ronda Colombia 2008, Crudos Pesados 2008 y la Ronda Colombia 2010) y se ha adelantado a los ciclos antes descritos, superando las expectativas del sector en su quehacer misional. El resultado de la última ronda, con adjudicación de bloques en cuencas emergentes y frontera (p.e. Los Cayos, Cauca-Patía, Cesar-Ranchería y Sinú-San Jacinto), evidencian la importancia de los resultados que se han obtenido gracias al fortalecimiento del

conocimiento geológico y geofísico, así como a la acertada promoción técnica realizada.

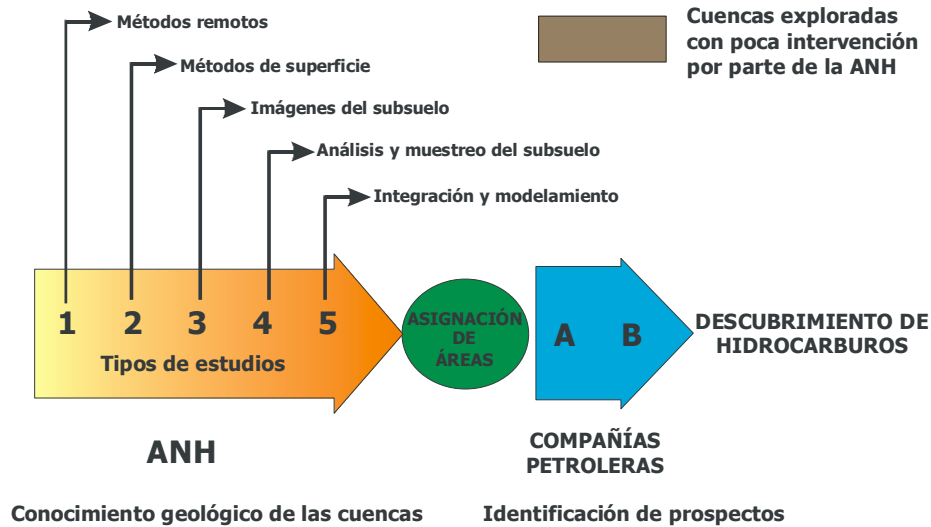


Figura 1. Gráfico que ilustra los diferentes tipos de estudios que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país.

Actualmente la ANH se encuentra estructurando la Ronda Colombia 2012, en la cual se espera ofertar 113 bloques. Después del diseño de los bloques, se da inicio a las consultas con las autoridades ambientales (Parques Nacionales, Ministerio del Medio Ambiente y Corporaciones Autónomas Regionales) con el fin de determinar las posibles áreas de conflictos y rediseñar los bloques (Figura 2).

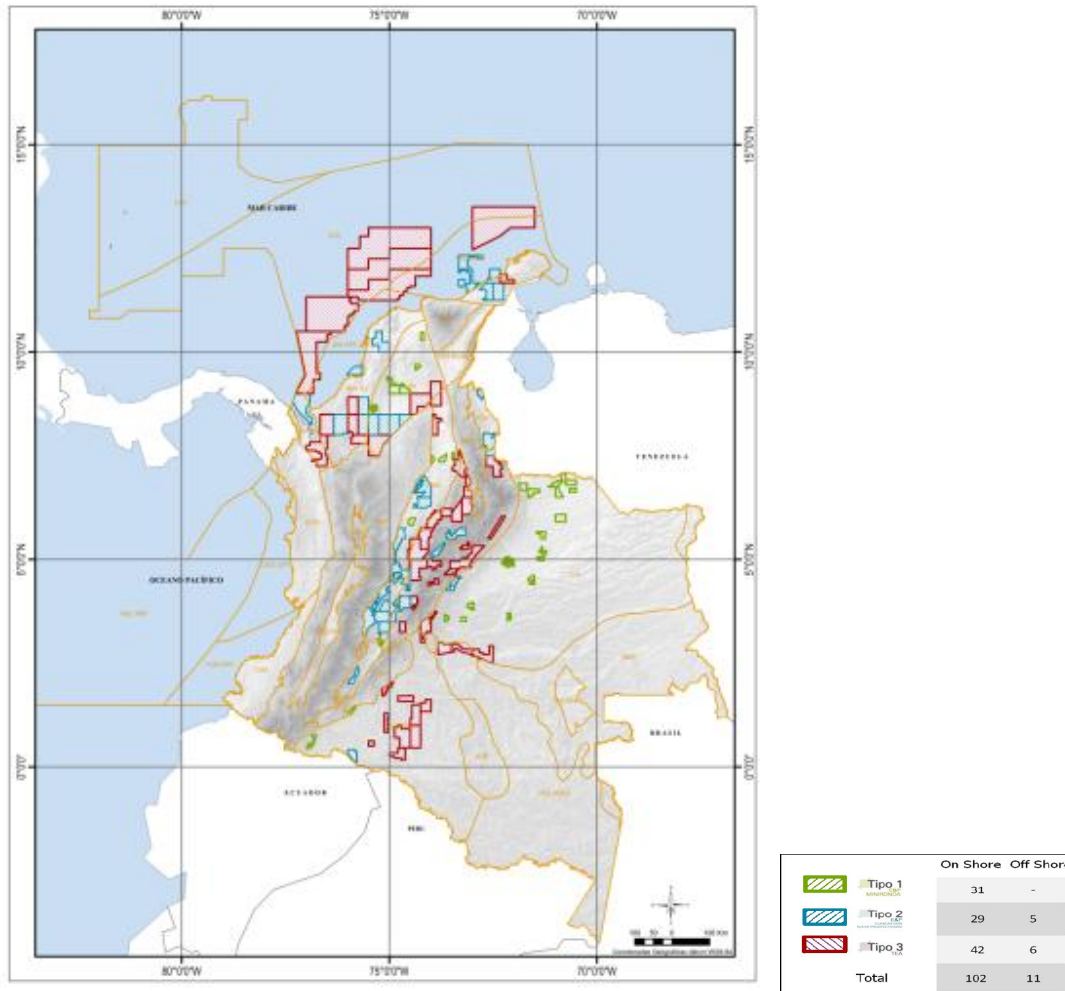


Figura 2. Bloques propuestos Ronda Colombia 2012.

Los estudios exploratorios se dividen en cinco áreas principales:

- 1. Métodos remotos:** aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con el objeto a estudiar, en este caso con la superficie terrestre o la superficie en el fondo del océano. Incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), adquisición e interpretación de imágenes satelitales ópticas (satélite y radar), fotografías aéreas y batimetría en regiones costa-afuera.
- 2. Métodos de superficie:** aquellos estudios que se realizan directamente sobre el terreno (cartografía geológica, columnas estratigráficas, transectas geológicas) o sobre el fondo marino. Incluyen además los diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios: geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica,

historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables y estudios radiogénicos.

3. **Métodos de visualización indirecta del subsuelo:** incluye los estudios que se realizan sobre la superficie terrestre o en el océano con el fin de obtener imágenes del subsuelo sin que exista contacto directo con este. Ej: Adquisición y procesamiento de sísmica 2D y 3D (*on-shore* y *off-shore*), reprocesamiento sísmico, magnetotelúrica, gravimetría y magnetometría en superficie.
4. **Métodos de conocimiento directo del subsuelo:** incluye los estudios que permiten obtener testigos de roca del subsuelo con el fin de conocer sus características físicas, químicas, paleontológicas y cronológicas. Ej: pozos estratigráficos y *piston core* en regiones costa-afuera. Incluyen además todos los registros que se pueden obtener a lo largo del pozo (e.g. registros eléctricos, de radioactividad, acústicos, etc.) y los diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios: geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica, historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables, estudios radiogénicos.
5. **Estudios integrados:** son aquellos que resultan de la agrupación de la información adquirida mediante uno o varios de los métodos anteriormente descritos con miras a obtener un mayor conocimiento de los sistemas petrolíferos. Ej: estudios integrados de sísmica, geoquímica, petrofísica con el fin de calcular reservas, interpretación de imágenes sísmicas utilizando pozos y registros eléctricos, datos bioestratigráficos, atlas de integración (geoquímicos, geofísicos, petrográficos, bioestratigráficos).

Los proyectos en ejecución y contratados durante el 2011 en cada una de las áreas descritas fueron:

| MÉTODOS REMOTOS | | |
|-----------------|--|--|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| HYTEC | Adquisición, procesamiento e interpretación de imágenes de sensores remotos e identificación de anomalías hidrocarburiíferas en las cuencas Vaupés - Amazonas y Caguán - Putumayo. | El proyecto inició en noviembre de 2011. |
| FONADE | Proyecto de solución integrada para la adquisición, levantamiento y captura de datos geofísicos y sensores remotos. | Consultas con la Fuerza Aérea para convenio de operación de la solución integrada. |

| MÉTODOS DE SUPERFICIE | | |
|------------------------------|---|---|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| UNIVERSIDAD DE CALDAS | Realizar cartografía geológica a escala 1:100.000 de un sector de la Cuenca Tumaco, integrado con la perforación de pozos estrechos (tipo <i>slim hole</i>), análisis de ripios de tres pozos perforados en el área, análisis de líneas sísmicas y análisis de muestras de superficie y del subsuelo para estudios bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos. | El 30 de noviembre de 2011 la Universidad hizo entrega de los resultados del proyecto. |
| GRP | Cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409 localizadas en la cuenca Tumaco, así como el inherente levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos. | El 5 de diciembre de 2011 la empresa hizo entrega de los resultados del proyecto para revisión. |
| GRP | Cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 298, 299, 318, 319, 320, 341, 342 y 363 localizadas en las cuencas Tumaco y Cauca-Patía y, la Cordillera Occidental, así como el levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos y su interventoría. | El proyecto se suscribió en diciembre de 2011. |

| VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO | | |
|--|---|---|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA | Diagnóstico sobre sensibilidad, vulnerabilidad y riesgo sociocultural de las etnias localizadas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte ANH (PIISCO SOCIAL). | Se presentó un diagnóstico preliminar y el convenio finalizó el 31 de diciembre de 2011. |
| AGENCIA LOGISTICA DE LAS FUERZAS MILITARES | Convenio de cooperación técnica para adelantar las gestiones administrativas, financieras y contractuales necesarias para llevar | Se adquirieron los equipos y materiales necesarios para iniciar las labores de adquisición sísmica. El convenio finalizó el 31 de diciembre |

| VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO | | |
|---|--|---|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| | a cabo la adquisición y suministro en su totalidad de los bienes y servicios acordados en el plan de inversión con el fin de desarrollar actividades de actividad sísmica del proyecto PIISCO. | de 2011. |
| MDN-FFMM DE COLOMBIA | Convenio de cooperación técnica para aunar esfuerzos para que las partes, a partir de sus propias capacidades y experticia técnica, desarrollen ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN SÍSMICA en zonas geográficas consideradas con afectación del proyecto PIISCO. | Se avanzó en el proyecto. Actualmente la entidad está en reformulación para alcanzar el objetivo. |
| UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA | Desarrollar el Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional y diseño de programas de adquisición sísmica 2D regional y subregional de la ANH-2009-2025. | La información se encuentra a disposición de la industria en la WEB de la ANH y en el BIP. |
| PETROSEIS LTDA | Adelantar el reprocesamiento e interpretación de cuatro programas sísmicos 2D adquiridos por la ANH. | La información se encuentra a disposición de la industria en la WEB de la ANH y en el BIP. |
| FONADE - UT Perforaciones 2010/AR Geophysical | Sísmica Cauca Patía Norte 2D/09 y su interventoría. | En ejecución. |
| FONADE - UT Perforaciones 2010/ Consorcio Geosísmica 2011 | Sísmica Regional Transandina 4B 2D/09 y su interventoría. | En Ejecución. |
| FEN | Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 2D de 699,99 Km en las cuencas Caguán-Putumayo, en los departamentos del Caquetá y Meta e interventoría. | El otrosí No. 12 se suscribió en diciembre de 2011. |

| MUESTREO DEL SUBSUELO | | |
|------------------------------|--|-------------------|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| UIS | Realizar la perforación de pozos someros estrechos (Tipo <i>slim hole</i>) en la Cuenca Cauca-Patía con recuperación de 5.160m de núcleos y toma de registros de pozo de conformidad a las coordenadas presentadas en el anexo el cual forma parte integral del contrato. | En liquidación. |

| MUESTREO DEL SUBSUELO | | |
|-----------------------------------|---|---|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| UNIVERSIDAD DE CALDAS | Estudio integrado de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros ("slim holes") perforados por la ANH. | En liquidación. |
| UIS | Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental y realizar los trámites de obtención de la Licencia Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Ríosucio, Cuenca Chocó, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato. | El informe final está disponible en la página WEB para consulta de académicos y la industria. |
| UIS | Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental y realizar los trámites de obtención de la Licencia Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Buenaventura, Cuenca Tumaco, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato. | El informe final está disponible en la página WEB para consulta de académicos y la industria. |
| FONADE - GPC Drilling/HGA | Perforación del pozo estratigráfico Cuenca Chocó con adquisición de: núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y toma de registros de pozo y su interventoría. | En liquidación. La información se encuentra a disposición de la industria en la WEB de la ANH y en el EPIS. |
| FONADE - Consorcio TMG Tumaco/HGA | Perforación del pozo estratigráfico Cuenca Tumaco con adquisición de: núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y toma de registros de pozo y su interventoría. | En liquidación. |
| EAFIT | Adelantar la perforación de pozos exploratorios para adelantar la valoración del potencial de Gas Metano Asociado al Carbón (CBM) en las formaciones Amagá (Antioquia) y Guaduas (Boyacá-Cundinamarca). | En liquidación. |
| UIS | Perforación del pozo estratigráfico ANH-B/TURA-1-ST-P con adquisición de: núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y toma de registros de pozo y su interventoría. | En ejecución. |

| MUESTREO DEL SUBSUELO | | |
|------------------------------|--|---|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| UIS | Perforación del Pozo Estratigráfico ANH-PATIA-1-ST-P en la cuenca Cauca-Patía (Colombia), con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros y su interventoría. | En ejecución. |
| FEN | Adquisición de información del subsuelo como núcleos, muestras de zanja húmeda y seca, de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y tomas de registro, mediante la perforación del pozo estratigráfico ANH-Orocué-1-ST-P en la Cuenca Chocó. | El otrosí No. 12 se suscribió en diciembre de 2011. |
| FEN | Adquisición de información del subsuelo como núcleos, muestras de zanja húmeda y seca, de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y tomas de registro, mediante la perforación del pozo estratigráfico ANH-Riosucio-1-ST-P en la Cuenca Chocó. | El otrosí No. 12 se suscribió en diciembre de 2011. |

| ESTUDIOS VARIOS | | |
|----------------------------------|---|---|
| CONTRATISTA | PROYECTO | RESULTADOS |
| COLCIENCIAS | Aunar esfuerzos con el fin de desarrollar los programas y proyectos para el fortalecimiento de la investigación en áreas de ciencia de la tierra. | Resultados en la página de la ANH link Red Nacional de Laboratorios de Geociencias. |
| EAFIT | Compilar, analizar e integrar la información geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias de Colombia (sensu ANH, 2007) que conlleven a editar y publicar el libro Petroleum Geology of Colombia. | En revisión de productos finales. |
| UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA | Realizar la evaluación y diagnóstico del volumen total de hidrocarburos potencial por descubrir en Colombia (yet-to-find), discriminando el tipo de fluido para cada una de las cuencas sedimentarias. El área total de las 17 Cuencas continentales es de alrededor de 750.000 km ² y el de las 6 Cuencas marinas es del orden de 750.000 km ² . | En liquidación. |

Gestión por áreas

- Métodos remotos

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

Teniendo en cuenta la creación del instituto científico y técnico denominado Servicio Geológico Colombiano, se recomienda revisar la política de adquisición de la solución aerotransportada, su conveniencia y administración.

Por otro parte, en 2011 se suscribió el contrato para la adquisición de información de la zona comprendida en las cuencas Vaupés - Amazonas y Caguán - Putumayo, luego de varias declaratorias desiertas del proceso en 2010 y 2011.

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

Por lo tanto y con el fin de avanzar en el desarrollo del Programa Satelital Colombiano las entidades que componen esta comisión se encuentran trabajando en la formulación de propuestas para la Vicepresidencia de la República con el fin crear una entidad que cuente con los mecanismos administrativos y financieros que permitan la ejecución y contratación autónoma de proyectos en el marco del Programa Satelital Colombiano de Observación de la Tierra. Bajo esta consideración, para el año 2011 la ANH decidió aplazar la participación económica en este programa, destinando los recursos a la adquisición sísmica y perforación de pozos.

- Métodos de superficie

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

La ANH concluyó en el 2011 un proyecto con la Universidad de Caldas para realizar la cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 361 BIS, 383, 384, 407 y 408 en esta área de interés para el País. Adicionalmente, a través de un contrato de consultoría, adelantó la cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409. Ambos trabajos contienen dentro de sus actividades el levantamiento de secciones estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos lo que permitirá contribuir enormemente al conocimiento de la estratigrafía y el sistema petrolífero de la cuenca.

En 2011 se adjudicó el contrato resultado de una invitación pública con el objeto de adelantar la Cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 298, 299, 318, 319, 320, 341, 342 y 363 localizadas en las cuencas Tumaco y Cauca-Patía y, la Cordillera Occidental, así como el levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos. Se esperan tener resultados parciales a finales de 2012 y los mapas geológicos terminados para el 2014.

- Visualización

La adquisición y el procesamiento de datos sísmicos por parte de la ANH se basa en conceptos regionales que facilitan la definición de la geometría del basamento, el establecimiento de marcadores para apoyar la estratigrafía sísmica y el traslado de conceptos exploratorios entre diferentes cuencas.

Estas ideas sustentan la adquisición de todos los programas sísmicos que ha adelantado la ANH. Para alcanzar este objetivo se llevó a cabo en el 2010 la contratación para completar el proceso y la interpretación de algunos de los programas adquiridos en las vigencias anteriores que no se habían llevado a cabo en su momento y que representan información adicional importante para obtener mayor conocimiento de las cuencas. Información culminada en el 2011 y que se encuentra disponible para los inversionistas en la página Web de la entidad.

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

Adicionalmente, a través de FONADE, fueron llevadas a cabo dos licitaciones públicas con el objeto de adquirir información sísmica en la Cuenca Cauca-Patía y dar continuidad a la Sísmica Regional Transandina. Estos programas buscan establecer modelos regionales de las cuencas, evidenciar nuevos conceptos exploratorios y brindar información sobre la estratigrafía y los estilos estructurales que permitan la identificación de trampas y sellos de hidrocarburos para validar los modelos geofísicos anteriormente planteados. Ambos proyectos mencionados están en ejecución.

Se suscribió un otrosí al convenio vigente con la FEN con el fin de desarrollar un programa sísmico en la cuenca Caguán-Putumayo, proyecto que se desarrollará desde su fase precontractual hasta la contractual en la vigencia 2012-2014.

- Muestreo del subsuelo

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

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

zanja y toma de registros de pozo, estudios petrofísicos, geoquímicos y bioestratigráficos de las muestras obtenidas.

La ANH ha establecido como proyectos prioritarios la perforación de pozos estratigráficos en las cuencas frontera y moderadamente estudiadas como Cauca-Patía, Chocó, Tumaco y Paleozoico de los Llanos que permitirán la caracterización de los componentes del sistema petrolífero. Para ejecutar estos proyectos en el 2010 y 2011 se adelantaron los estudios ambientales y sociales de algunos de ellos y en el 2010 se suscribieron los contratos para iniciar las perforaciones profundas en las cuencas Cauca-Patía, y Tumaco (Buenaventura), proyectos que se encuentran en ejecución. Adicionalmente se terminó de perforar el pozo estratigráfico profundo localizado entre Nóvita y Condoto en el Chocó, el pozo estratigráfico en Tumaco (Tangarreal) y se concluyó de perforar los pozos estratigráficos del tipo Slim Hole en Cauca-Patía. Los estudios de los núcleos obtenidos en estos proyectos permitirán obtener información estratigráfica detallada del área, determinar y caracterizar algunos de los componentes de los sistemas petrolíferos y del potencial de las cuencas.

Se suscribió un otrosí al convenio vigente con la FEN con el fin de perforar pozos en las cuencas Chocó y el Paleozoico de los Llanos, proyectos que se desarrollarán desde su fase precontractual hasta la contractual en la vigencia 2012-2014.

- Estudios integrados

La Universidad EAFIT avanza en un proyecto que tiene como objeto la edición y publicación del libro "*Petroleum Geology of Colombia*" mediante la compilación, análisis e integración de la información geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias de Colombia (sensu ANH, 2007) y su base de datos digital interactiva asociada. Este proyecto se desarrolla con el objetivo de hacer la difusión de esta información, mediante la presentación de una síntesis del conocimiento actual de la geología del petróleo de Colombia, en la que se destacan los elementos geológicos relevantes identificados en la exploración de hidrocarburos en las diferentes cuencas, con el objeto de estimular la aplicación de nuevos conocimientos y modelos geológicos soportados por datos locales, en la búsqueda de nuevas oportunidades exploratorias en las cuencas productoras y el desarrollo de estrategias prospectivas en las cuencas frontera.

Adicionalmente, la ANH ha contratado y patrocinado varios estudios relacionados con el tema del potencial de hidrocarburos (IHS Energy, 2005; Ziff Energy Group, 2006; Halliburton, 2006; Arthur D'Little, 2007; UIS, 2008) que le han permitido definir estrategias de inversión en la planeación e implementación de las actividades exploratorias en la industria de hidrocarburos en Colombia y en ese sentido, teniendo en cuenta que existe nueva información geológica y geofísica que permite precisar los modelos, se

ha considerado necesario adelantar un nuevo proyecto para realizar la evaluación y diagnóstico del volumen total de hidrocarburos económicamente extraíbles de campos aún no descubiertos en Colombia (yet-to-find reserves), con discriminación para cada una de las cuencas sedimentarias en las cuales se incluyen petróleos o aceites livianos y pesados, gases asociados a petróleos convencionales e hidrocarburos no convencionales, utilizando metodología comparativas que faciliten el seguimiento y revisión de los valores con el fin de refinar el modelo de prospectividad del País. Este proyecto avanza satisfactoriamente y sus resultados han sido presentados en varios eventos nacionales y de carácter internacional.

Finalmente, la ANH suscribió un convenio de cooperación con Colciencias en el 2009 con el fin de desarrollar programas y proyectos para impulsar la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación y fortalecer áreas de investigación en ciencias de la tierra, cuyo propósito principal es la creación y consolidación de capacidades en aspectos como infraestructura de laboratorios en Universidades y Entidades con funciones afines que brinden servicios confiables a la ANH y a la industria; permitan el fortalecimiento de programas de pregrado y postgrado y la formación de recurso humano técnico y científico con los más altos estándares requeridos por el sector de hidrocarburos a nivel de maestría y doctorado.

El convenio está orientado al fortalecimiento de los programas de geociencias, sus laboratorios en las áreas de Bioestratigrafía, Cronoestratigrafía, Litoestratigrafía, Cromatografía, Geoquímica del Petróleo y que entidades que desarrollan actividades afines a la ANH (IGAC e INGEOMINAS), puedan continuar con el desarrollo de Programas Estratégicos de Investigación Nuclear y Satelital respectivamente. En este escenario, en el 2009, Colciencias abrió una convocatoria para el fortalecimiento de los laboratorios y la integración de sus participantes en la Red Nacional de Laboratorios; en el transcurso del 2010 se adelantó la consolidación institucional de todos los miembros participantes en la adecuación de los laboratorios y mediante el desarrollo del convenio la dotación de los mismos, dando cumplimiento a los compromisos adquiridos desde el punto de vista académico, administrativo y financiero. Finalmente, en noviembre de 2010 se realizó el primer taller integrado de la Red Nacional de Laboratorios de Geociencias con la participación de la Universidad Industrial de Santander, la Universidad Nacional de Colombia, la Universidad EAFIT, La Universidad de Caldas, La Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, la Universidad de los Andes, INGEOMINAS; IGAC, el Centro Internacional de Física, Colciencias y la ANH en donde se trazaron los primeros lineamientos de funcionamiento de la Red, se establecieron sinergias para trabajos de colaboración conjunta y se proyectaron las actividades y acciones para lograr unos laboratorios universitarios de calidad para la docencia, la investigación y la extensión. Este proyecto fue prorrogado hasta agosto de 2012 con el fin de culminar con éxito lo que se ha denominado la primera fase la Red Nacional de Laboratorios.

4.2. Gestión de la Información Técnica

La ANH gestiona la información técnica de exploración y producción de hidrocarburos (E&P) a través del Banco de Información Petrolera – EPIS y su repositorio la Cintotea Nelson Rodríguez Pinilla -NRP, la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango y el Sistema de Información Geográfica.

1. Operación del Banco de Información Petrolera – EPIS

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

En la actualidad, el Banco de Información Petrolera - EPIS cuenta con 1.065.320 unidades físicas almacenadas y preservadas en la Cintoteca, que corresponden a 1.014.088 archivos de registros en la base de datos Whereoil.

1.1. Información cargada

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, durante 2011 se recibió, catalogó, verificó y cargó en las bases de datos la siguiente información:

| Tipo de Información | Unidades | Cantidad 2011 | Observaciones |
|----------------------|--------------------|---------------|--|
| Sísmica de Campo | Km equivalentes | 7.791,66 | 17 Programas sísmicos 2D y 23 programas sísmicos 3D. |
| Sísmica de proceso | Km equivalentes | 45.054,96 | 61 Programas sísmicos 2D y 66 programas sísmicos 3D. |
| Información de pozos | Pozos | 1.053 | Corresponde a 11.047 Registros de Pozos |
| Documentos y Mapas | Documentos y mapas | 15.591 | |

Fuente: Datos estadísticos Geoconsult

Esta información se cargó garantizando los mejores estándares de calidad, con lo cual se pone a disposición de la industria petrolera información confiable

para que sea utilizada como materia prima para el desarrollo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos, tal como está establecido en las funciones de la ANH.

En total, durante 2011, se recibieron 64.073 unidades físicas y digitales con información técnica y se cargaron 70.128 registros en la base de datos Whereoil.

1.2. Información suministrada

En la siguiente tabla se presentan las cantidades de información suministrada por el EPIS a sus clientes durante el año 2011.

| Tipo de Información | Unidades | Cantidad 2011 | Observaciones |
|--------------------------|----------------|---------------|---|
| Sísmica de campo | Km equivalente | 128.819 | 359 programas sísmicos 2D y 5 programas sísmicos 3D. |
| Sísmica de proceso | Km equivalente | 17.638 | 248 programas sísmicos 2D y ningún programas sísmicos 3D. |
| Información de pozos | Pozos | 302 | Correspondiente a 1.333 registros de pozo |
| Documentos y Mapas | Unidades | 12.269 | Incluye otros tipos de información |
| Otro tipo de información | Unidades | 2.215 | Incluye gravimetría magnetometría |
| Dataroom | Sesiones | 5 | |

Fuente: Datos estadísticos Geoconsult

Las compañías que más solicitaron información al EPIS fueron: Ecopetrol, Petrominerales, Hocol, Pacific Rubiales, Canacol Energy y Petrobras y la información de las cuencas sedimentarias consultadas fueron en su orden: Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Caguan Putumayo, Valle Inferior del Magdalena y Cesar Ranchería.

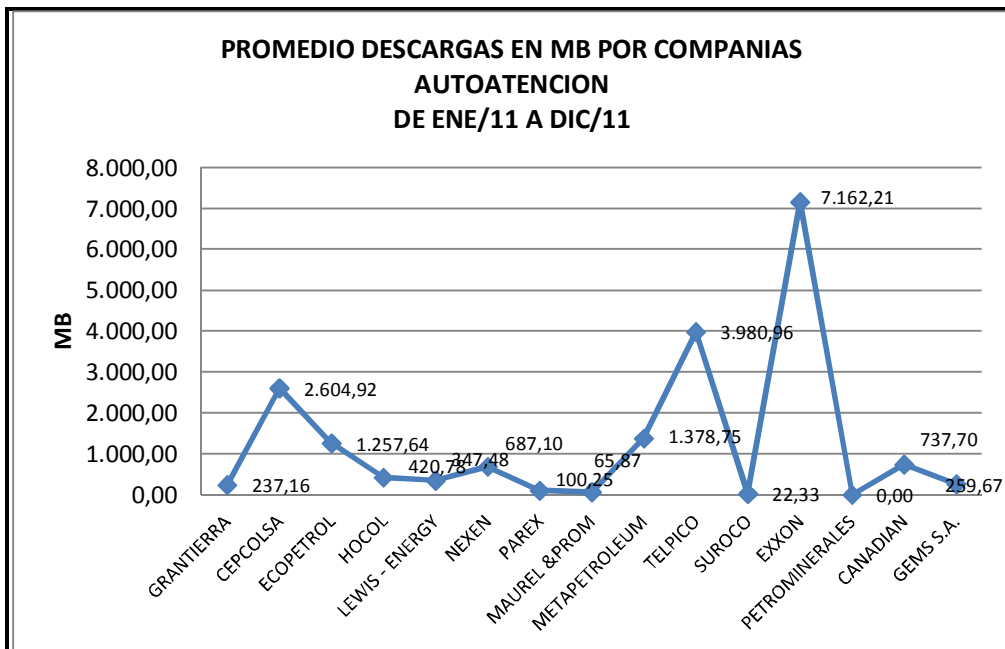
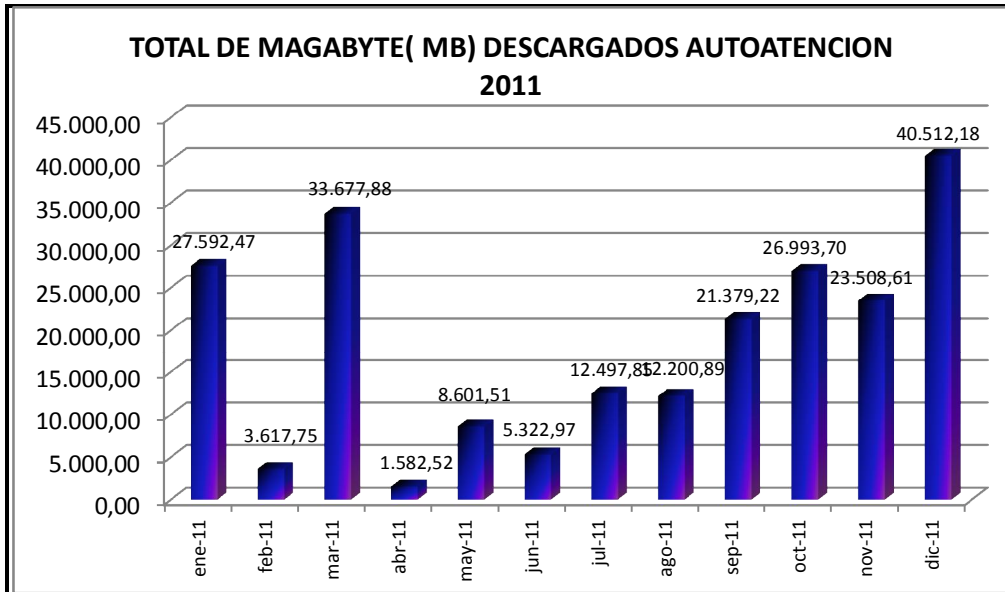
1.3. Servicio de autoatención

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

Durante el año 2011, las siguientes quince (15) compañías suscriptoras descargaron información técnica y geológica del EPIS por el servicio de autoatención: Grantierra, Cepsa Colombia S.A. – Cepcolsa, Ecopetrol S.A., Hocol S.A., Lewis – Energy, Nexen Petroleum, Parex, Maurel & Prom

Colombia, Metapetroleum Corp., Suroco Energy Colombia, Exxon, Petrominerales, Canadian Energy, Gems S.A y Telpico LLC.

El comportamiento mensual de archivos descargados en el año 2011, se refleja en los siguientes cuadros:



1.4. Ingresos y egresos del EPIS

El valor facturado por los servicios de información técnica que prestó el EPIS durante el año 2011 fue de \$6.556.453.661, sin IVA. Los egresos del EPIS durante esta misma vigencia fueron de \$2.400.877.085 sin IVA.

| INGRESOS EPIS AÑO 2011 | |
|-------------------------------|-------------------------|
| CONCEPTO | VALOR SIN IVA |
| Suministro de información | \$ 1.059.192.523 |
| Servicio de autoatención | \$ 313.744.707 |
| Carga de información técnica | \$ 5.181.098.581 |
| Servicio de Dataroom | \$ 2.417.850 |
| TOTAL INGRESOS EPIS | \$ 6.556.453.661 |

| EGRESOS EPIS AÑO 2011 | |
|------------------------------|-------------------------|
| CONCEPTO | VALOR SIN IVA |
| Operación EPIS | \$ 1.977.915.085 |
| Administración Cintoteca | \$ 422.962.000 |
| TOTAL EGRESOS EPIS | \$ 2.400.877.085 |

1.5. Tiempos de entrega de información a usuarios

Con la estabilización de la nueva plataforma tecnológica del EPIS – Whereoil durante el año 2011, se alcanzaron tiempos promedio de entrega de información de 1,22 días en el servicio de suministro.

1.6. Información preservada

Durante el año 2011 G4S Secure Data Solutions S.A. procesó en la Cintoteca un total de 105.955 unidades físicas documentales. Dentro de estas unidades se encuentran las remitidas por el operador del EPIS como las que se encontraban pendientes de ubicación definitiva.

2. Operación de la Litoteca Nacional

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

En la siguiente tabla se presenta el comportamiento histórico que ha tenido la prestación de los servicios de información técnica y geológica en la Litoteca Nacional.

| SERVICIOS DE INFORMACIÓN TÉCNICA EN LA LITOTECA NACIONAL | | | | | | | |
|--|----------|----------|-------|-------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
| SERVICIO | Unidades | Cantidad | | | Valor | | |
| | | 2009 | 2010 | 2011 | 2009 | 2010 | 2011 |
| Alquiler de montacargas | horas | 2 | 15 | 11 | \$ 58.000 | \$ 435.000 | \$ 319.000 |
| Alquiler sala de conferencias | días | 75 | 70 | 1 | \$ 5.775.000 | \$ 5.390.000 | \$ 77.000 |
| Alquiler sala de consulta privada | días | 210 | 5 | 49 | \$ 41.370.000 | \$ 985.000 | \$ 9.653.000 |
| Alquiler sala de consulta pública por mesa | días | 1380 | 1629 | 728 | \$ 97.980.000 | \$ 115.659.000 | \$ 51.688.000 |
| Alquiler sala de juntas | días | 15 | 12 | 0 | \$ 960.000 | \$ 768.000 | \$ - |
| Movimiento de cajas para consulta (0 a 50) | cajas | 3838 | 2578 | 494 | \$ 53.732.000 | \$ 36.092.000 | \$ 6.916.000 |
| Movimiento de cajas para consulta (51 a 100) | cajas | 3862 | 1845 | 1318 | \$ 34.758.000 | \$ 16.605.000 | \$ 11.862.000 |
| Movimiento de cajas para consulta (> a 100) | cajas | 3539 | 5411 | 869 | \$ 21.234.000 | \$ 32.466.000 | \$ 5.214.000 |
| Adquisición de registros Core Gamma Spectral | pies | 2644 | 481 | 4130 | \$ 37.016.000 | \$ 6.734.000 | \$ 57.820.000 |
| Almacenamiento de rocas por año | cajas | 1885 | 2647 | 54 | \$ 33.928.028 | \$ 47.640.827 | \$ 970.500 |
| Copia digital registro Core Gamma | pies | 4623 | 225 | 141 | \$ 23.115.000 | \$ 1.125.000 | \$ 705.000 |
| Corte de núcleos (Corazones) | pies | 427 | 52 | 0 | \$ 13.237.000 | \$ 1.612.000 | \$ - |
| Corte longitudinal de núcleos en manga de aluminio | pies | 420 | 892 | 0 | \$ 21.000.000 | \$ 44.600.000 | \$ - |
| Descripción de rípios | pies | 0 | 0 | 0 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Descripción micropetrográfica de muestras de afloramiento | pies | 0 | 0 | 0 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Descripción sedimentológica de corazones | pies | 0 | 0 | 0 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Lavado de rípios | unidades | 102 | 0 | 0 | \$ 1.632.000 | \$ - | \$ - |
| Muestreo de corazones | unidades | 1164 | 953 | 147 | \$ 15.132.000 | \$ 12.389.000 | \$ 1.911.000 |
| Muestreo de rípios rango 0-100 | unidades | 0 | 32 | 30 | \$ - | \$ 192.000 | \$ 180.000 |
| Muestreo de rípios rango 101-500 | unidades | 124 | 0 | 578 | \$ 620.000 | \$ - | \$ 2.890.000 |
| Muestreo de rípios rango mayor a 500 | unidades | 4688 | 0 | 721 | \$ 21.096.000 | \$ - | \$ 3.244.500 |
| Suministro de rípios para análisis | unidades | 11470 | 10323 | 5488 | \$ 68.820.000 | \$ 61.938.000 | \$ 32.928.000 |
| Toma de tableta para sección delgada | unidades | 1231 | 514 | 73 | \$ 19.696.000 | \$ 8.224.000 | \$ 1.168.000 |
| Verificación y preservación de corazones | pies | 848 | 3317 | 2492 | \$ 25.440.000 | \$ 99.510.000 | \$ 74.760.000 |
| Adquisición fotografía convencional pie a pie | unidades | 0 | 30 | 10 | \$ - | \$ 390.000 | \$ 130.000 |
| Adquisición y diseño de fotografía digital pie a pie | pies | 7396 | 4234 | 9616 | \$ 133.128.000 | \$ 76.212.000 | \$ 173.088.000 |
| Copia digital fotografía pie a pie | pies | 209 | 658 | 610 | \$ 1.045.000 | \$ 3.290.000 | \$ 3.050.000 |
| Escaneo de diapositivas o negativos | pies | 0 | 16 | 0 | \$ - | \$ 112.000 | \$ - |
| Impresión fotográfica digital tamaño carta | unidades | 0 | 0 | 0 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Montajes secuenciales de imágenes digitales por corazones | pies | 0 | 46 | 0 | \$ - | \$ 368.000 | \$ - |
| Inventario - traslado a caja de empaques de rípios húmedos | unidades | 0 | 0 | 0 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Inventario - traslado a caja de empaques de rípios secos | unidades | 0 | 0 | 0 | \$ - | \$ - | \$ - |
| Venta de cajas para almacenamiento | unidades | 7112 | 12979 | 15130 | \$ 355.600.000 | \$ 648.950.000 | \$ 756.500.000 |
| Subtotal servicios | | | | | \$ 1.026.372.028 | \$ 1.221.686.827 | \$ 1.195.074.000 |
| IVA | | | | | \$ 164.219.524 | \$ 195.469.892 | \$ 191.211.840 |
| TOTAL | | | | | \$ 1.190.591.553 | \$ 1.417.156.719 | \$ 1.386.285.840 |

Fuente: Litoteca Nacional

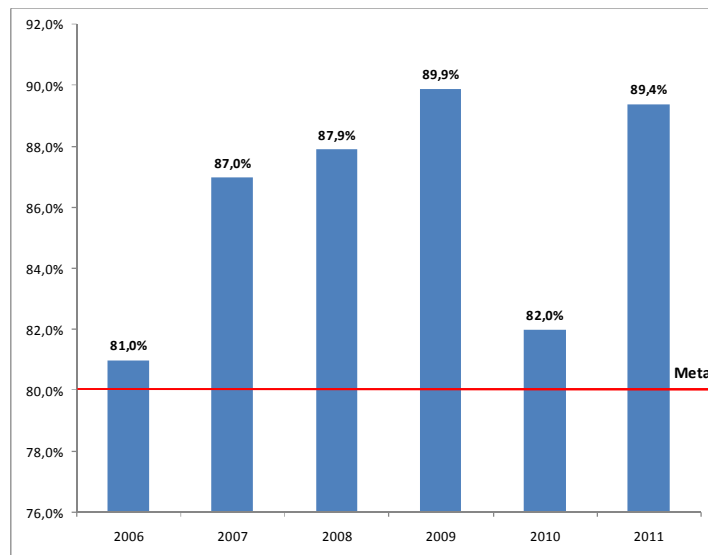
En el año 2011, la utilización de la sala pública fue del 46,56% y de las salas privadas fue de 62,75%.

Para medir la satisfacción de los clientes de la Litoteca Nacional, durante el año 2011 se realizaron 78 encuestas de satisfacción del cliente, las cuales arrojaron el siguiente resultado:

- Calificación Excelente: 59,6%
- Calificación Buena: 29,8%
- Calificación Regular: 1,0%
- Calificación Malo: 0,2%
- No Aplica o no responde: 9,4 %

En la siguiente gráfica se presenta el comportamiento histórico del porcentaje de calificaciones "Excelente y Buena" en las encuestas de satisfacción del cliente.

Porcentaje de calificaciones excelente y buenas en las encuestas de satisfacción del cliente de la Litoteca Nacional

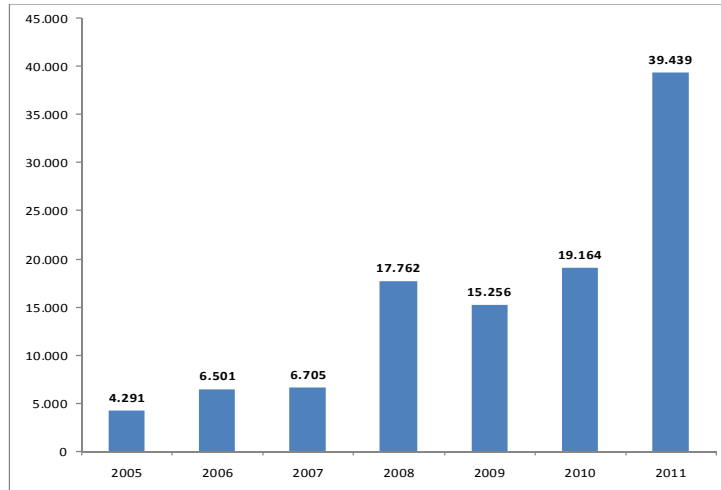


Fuente: Litoteca Nacional

Adicional a los servicios prestados por la Litoteca Nacional, en el 2011, las empresas del sector petrolero entregaron 39.439 cajas con material litológico en diferentes empaques. Igualmente, durante este mismo periodo se verificaron y ubicaron 28.456 cajas estándar.

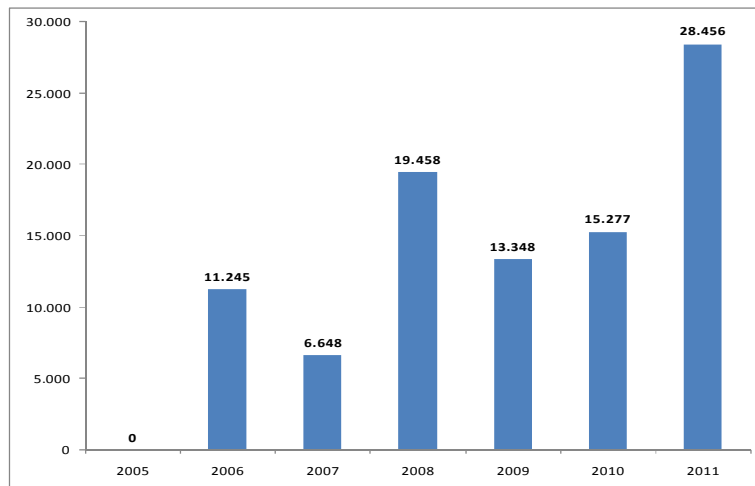
El comportamiento histórico de la recepción y verificación de muestras en la Litoteca Nacional se presentan en las siguientes gráficas.

Número de cajas con muestras de rocas recibidas en la Litoteca Nacional



Fuente: Litoteca Nacional

Número de cajas con muestras verificadas en la Litoteca Nacional



Fuente: Litoteca Nacional

El valor por los servicios de información técnica y geológica prestados por la Litoteca Nacional durante el año 2011 fue de \$1.195.074.000 y los egresos durante esta misma vigencia alcanzaron el valor de \$2.007.287.863.

| INGRESOS LITOTECA NACIONAL AÑO 2011 | |
|--|------------------|
| Concepto | Valor sin IVA |
| Servicios de Información Técnica y Geológica | \$ 1.195.074.000 |
| Total Ingresos Litoteca Nacional | \$ 1.195.074.000 |
| EGRESOS LITOTECA NACIONAL AÑO 2011 | |
| Concepto | Valor sin IVA |
| Administración y operación de la Litoteca Nacional | \$ 1.886.584.933 |
| Soporte logístico Litoteca Nacional | \$ 120.702.930 |
| Total egresos Litoteca Nacional | \$ 2.007.287.863 |

Fuente: Litoteca Nacional

3. Sistema de Información Geográfica - SIG

Este sistema permite la administración del mapa de tierras, el cual muestra las áreas que se encuentran en exploración y producción y las áreas disponibles para la celebración de contratos en las diferentes cuencas del país.

Dentro de las actividades desarrolladas por el SIG en 2011, se encuentra la realización y publicación en la página Web de la ANH de tres (3) actualizaciones del Mapa de Tierras, la generación de archivos tipo "shapefile", el apoyo y revisión del componente espacial de los contratos celebrados por la ANH.

4. Proyectos de inversión

Con el objeto de modernizar las instalaciones de la Litoteca Nacional, solucionar la falta de espacio disponible para el almacenamiento de muestras en las actuales instalaciones en predios del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP de ECOPETROL y ampliar la gama de servicios que ofrece a la industria del petróleo, la academia y público en general, durante el año 2011, se adelantaron los diseños arquitectónicos y de ingeniería detallados para la construcción de la Primera Etapa de la Nueva Sede de la Litoteca Nacional en el marco del Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander – UIS en el municipio de Piedecuesta Santander.

Para ello, la ANH adquirió el predio El Vergel, ubicado en Vereda la Punta, Municipio de Tenjo, Cundinamarca, en el cual se construirá la sede de facilidades científicas, operativas y de soporte de la ANH. Actualmente se realiza la topografía del terreno, el cerramiento, la nivelación y otras obras complementarias.

Para avanzar en el proyecto en 2011 se contrató la firma KB Arquitectos Ltda., para la modificación de la licencia de urbanismo, la obtención de la licencia de construcción y el diseño arquitectónico y urbanístico de la sede de facilidades.

4.3. Promoción y Asignación de Áreas

Promoción

1. Divulgación

El programa de divulgación tiene como objetivo dar a conocer y posicionar el país como destino importante de inversión en el sector de hidrocarburos.

Durante el año 2011, la ANH para mantener informados a los diferentes actores del sector, mantuvo su participación en publicaciones como la Revista Petroleum, el directorio petrolero "Colsa", la publicación oficial del "20th Congreso del World Petroleum Congress", entre otros.

Adicionalmente, se desarrolló en el plan de medios 2011, la suscripción en revistas y periódicos especializados del sector de hidrocarburos y financiero, como Business Monitor, Energy Intelligence y Upstream.

2. Ferias y eventos internacionales

Año tras año se realiza un estudio de los eventos del sector de hidrocarburos, buscando hacer presencia en aquellos en los que se generen oportunidades de negocio en un mercado objetivo.

Para el 2011, la ANH enfocó su esfuerzo promocional y de comercialización en a eventos de Gas y Petróleo dividiéndolos en eventos técnicos (ingeniería y geología) y eventos financieros y de negocios a nivel nacional e internacional. Así mismo participó en convocatorias de gobierno como la Mesa de Energía en Washington D.C. y la reunión del International Energy Forum – IEF- en Arabia Saudita, estableciendo contactos con compañías del sector, en especial las de servicios, las cuales permiten mejorar el desarrollo de la actividad exploratoria en el país.

Durante el año 2011, la entidad asistió a 13 eventos y ferias internacionales del sector, participando a través de stands, patrocinios y conferencias, así:

- “ Febrero 22 , ief, en Arabia Saudita
- “ Marzo 15 al 18, National Data repository 10 –NDR-, en Rio de Janeiro
- “ Marzo 16 y 17, Unconventional Gas, en Londres
- “ Marzo 21 al 25, Regional Seminar On Petroleum Data Mangement, en Quito
- “ Abril 6 al 8, ECE Expert Group on resource classification, en Zuiza
- “ Abril 10 al 13, AAPG Annual Convention & Exhibition, en Houston
- “ Abril 23 al 26, European Association of Petroleum Geologist -EAGE, en Austria
- “ Junio, Diálogo Colombia, EEUU – Mesa de energía, en Washington D.C.

- “ Agosto 15 al 18, 12th International Congress of the Brazilian Geophysical (12th Cisbfg), en Río de Janeiro
- “ Septiembre 18 al 23, Society of Exploration Geophysicists - SEG, en San Antonio – Texas
- “ 4 y 8 de diciembre, 20 th World Petroleum Congress, en Doha, Qatar.

3. Ferias y eventos en Colombia

En el 2011 la ANH participó en 16 eventos nacionales, que por su relevancia y su público permitieron que la ANH tuviera una presencia destacada en el ámbito nacional.

La ANH además de haberse enfocado promocionalmente en eventos internacionales también apoyó promocionalmente los eventos técnicos siendo estos relevantes en el proceso de estudios del subsuelo colombiano. Es así como, durante el 2011 la entidad participó a través de stands, patrocinios y conferencias en los distintos eventos dependiendo del perfil de cada uno.

En Bogotá:

- “ El 31 de marzo, en el Colombia Forum 2011
- “ Del 13 al 14 de abril, en Expoestatal 2011
- “ El 1 de junio, rueda de prensa
- “ El 9 de junio, Taller No Convencionales
- “ Del 22 al 24 de Junio, 44 Congreso de Seguridad, Salud & Ambiente
- “ Entre el 13 y el 14 de Julio en el 5th Bnamericas Andean energy Summit
- “ El 2 de agosto, en el Foro Internacional y Asamblea de Icontec
- “ Entre el 1 y 3 de agosto en el Heavy Oil Latin America - HOLA
- “ El 26 de noviembre en la Audiencia de Rendición de Cuentas a la Comunidad
- “ Entre el 22 y el 25 de noviembre en el Acipet International Petroleum Conference & Exhibition.

En Cartagena:

- “ Del 20 al 22 de marzo, VI Latin American Forum
- “ Del 5 al 7 de abril, en el Colombia Oil & Gas Summit and Exhibition
- “ Del 18 al 20 de mayo, en el VII Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía
- “ El 15 y 16 de noviembre en el Raymond James

En Medellín:

- “ Del 27 al 29 de junio, en el VII Simposio Internacional de Energía y Frontera Tecnológica en el Sector Rural

“ Del 29 de agosto al 2 de septiembre en el XIV Congreso Latinoamericano de Geología y XIII Congreso Colombiano de Geología

4. Mercadeo

El plan de mercadeo se definió bajo el siguiente marco que permitió visualizar la situación de la ANH, como también estructurar la estrategia y actividades de trabajo durante el año 2011.

| Situación 2008 | Objetivos ANH | Estrategias y enfoque de trabajo |
|---|---|---|
| <ul style="list-style-type: none"> • 126 Compañías operando en Colombia • 270 Contratos vigentes (244 E&P) | <ul style="list-style-type: none"> • Retener estos inversionistas | <ul style="list-style-type: none"> • Procesos claros • Fortalecimiento de la comunicación |
| <ul style="list-style-type: none"> • > 10 compañías objetivo que no están en Colombia | <ul style="list-style-type: none"> • Atraer a estos inversionistas | <ul style="list-style-type: none"> • Apoyo en inteligencia la labor del área de promoción |
| <ul style="list-style-type: none"> • Estudios de mercado y encuestas sobre la percepción de la ANH por parte de las compañías. <p>Una vez verificado los entregables se identificaron unos puntos a trabajar a manera de recomendaciones, las cuales no solo abarcaron temas propios del área de promoción sino de otras áreas de la organización.</p> | | |

Algunas de las recomendaciones de las encuestas que la ANH realizó para la estrategia de mercadeo, fueron:

- El 60% de los encuestados subrayaron la necesidad de fortalecer la infraestructura para la evacuación de crudo principalmente en el sur oriente del país.
- Cerca del 50% de las compañías entrevistadas hizo énfasis en la necesidad de mejorar el proceso de obtención de permisos y licencias medioambientales, trabajando integradamente con el Ministerio de Medio Ambiente y el Ministerio de Interior.

- Se espera que la ANH estudie a fondo las particularidades de la explotación de recursos no convencionales y defina la regulación en el corto plazo.
- Otras recomendaciones citadas fueron:
 - Mejorar los términos fiscales y otorgar incentivos para no convencionales, exploración de cuencas frontera, aguas profundas e implementación de nuevas tecnologías.
 - Mayor participación en conferencias internacionales y roadshows en ciudades que concentran empresas target.
 - Flexibilizar requerimientos de garantías.
 - Promoción de leyes antimonopólicas para el transporte de hidrocarburos.
 - Mayor coordinación y apoyo con gobiernos locales cuando las compañías enfrentan problemáticas sociales.
 - Hacer seguimiento y disminuir los tiempos de respuesta a los requerimientos y preguntas de las empresas tanto al Ministerio de Minas como a la ANH.

El enfoque de trabajo definió que la Oficina Asesora Jurídica y la Subdirección Técnica son los responsables de los procesos de asignación y de los procesos post-contractuales, y estableció que "atención al inversionista" serviría de apoyo a las áreas y acompañaría a los inversionistas y los mantendría informados.

Asignación de Áreas

El proceso Asignación de Áreas tiene como función principal asignar áreas para evaluación, exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad del estado a través del proceso de contratación directa y mediante el desarrollo de procesos competitivos.

Como resultado del proceso competitivo Ronda Colombia 2010 se adjudicaron en noviembre de 2010 un total de 78 bloques divididos en tres tipos de áreas: Tipo 1, aquellos localizados en cuencas conocidas; Tipo 2, donde hay cierta información técnica y el Tipo 3, localizados en áreas fronteras.

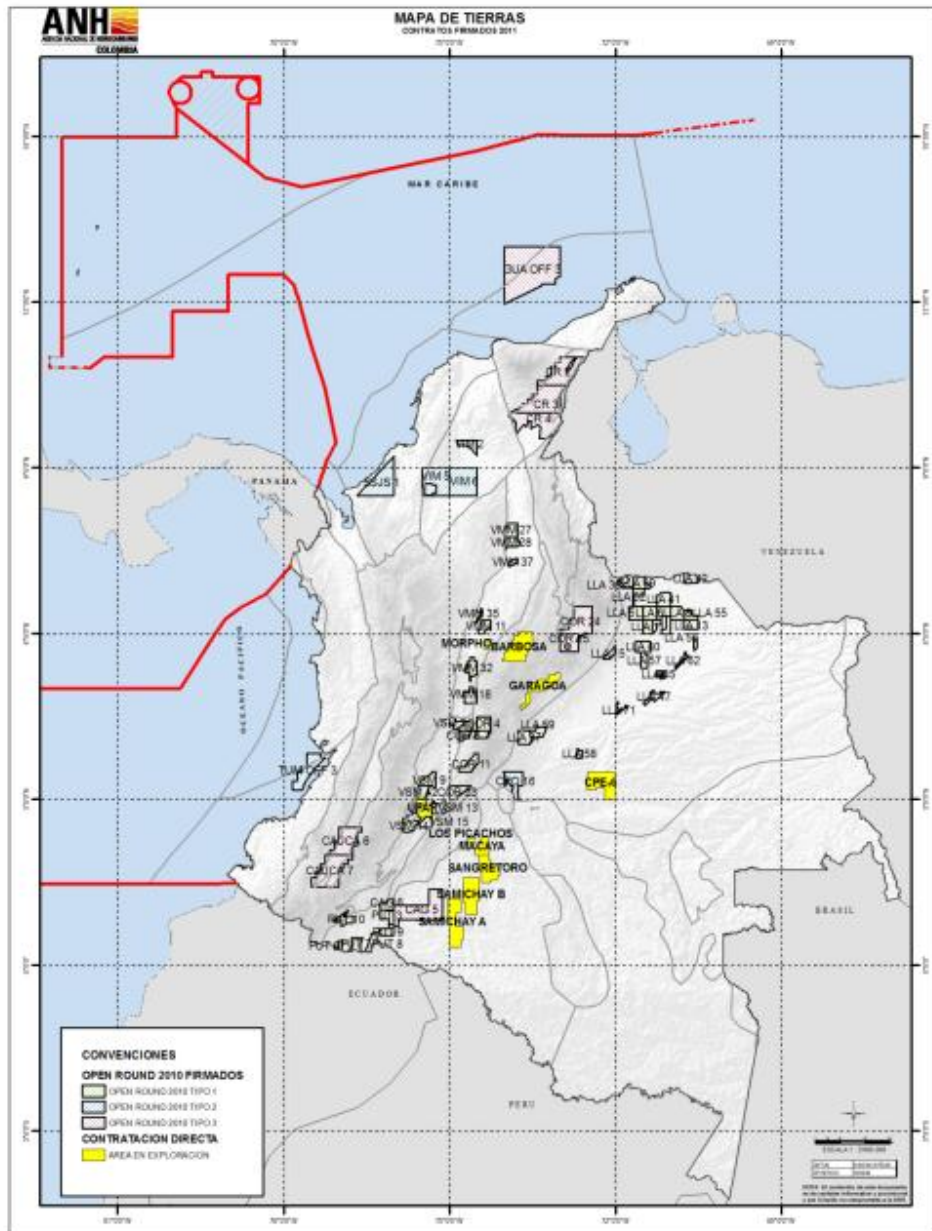
De los 78 bloques adjudicados en Ronda Colombia 2010 se firmaron 68 contratos durante el año 2011 (59 E&P y 9 TEA), igualmente se firmaron ocho (8) contratos de Exploración y Producción, resultado de la conversión de contratos TEAs en E&P.

En resumen, para la vigencia 2011 se suscribieron un total de 67 contratos E&P y 9 TEA para un total de 76 contratos.

| Modo de contratación | E&P | TEA | Total |
|-------------------------------|----------------|------------|--------------|
| Contratos Ronda Colombia 2010 | 59 | 9 | 68 |
| Contratos Asignación Directa | 8 | 0 | 8 |
| Total firmados 2011 | 67 | 9 | 76 |

Para el cuatrienio 2011-2014 se estableció en el Plan Nacional de Desarrollo como meta la suscripción de 205 contratos E&P o TEA, distribuidos así:

- 2011- Setenta (70)
- 2012- Cuarenta y cinco (45)
- 2013- Cuarenta y cinco (45)
- 2014- Cuarenta y cinco (45)



1. Propuestas de contratación directa – conversión E&P/TEA

En el año 2011 se suscribieron ocho contratos de Exploración y Producción, fruto de propuestas de conversión de TEA en E&P, cabe resaltar que la contratación directa para otro tipo de propuestas se encuentra suspendida en los términos del Acuerdo 02 de 2010 y Acuerdo 04 de 2012.

De los contratos suscritos, siete corresponden a propuestas presentadas en el año 2010: Sangretoro, Los Picachos, Macaya, Barbosa, Garagoa, Samichay A, Samichay B; y uno corresponde a propuesta presentada en 2011: CPE-6.

2. Relación inversión versus contratos

Los contratos suscritos comprenden actividades de exploración y evaluación: adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios y trabajos de evaluación técnica, de acuerdo con los requerimientos de cada área.

El total de inversión contratada a través de las suscripción de los 76 contratos E&P y TEA suscritos durante el año 2011 asciende a la suma de USD 1.604.372.254.

Contratos Ronda Colombia 2010

Los 59 contratos E&P fruto del proceso competitivo, contemplan un total de inversión de USD 767.145.836 y en promedio USD 13.002.472 por contrato para la primera fase. De igual forma contemplan un total de inversión de USD 452.676.400 y en promedio USD 7.672.481 para la segunda fase. El total de inversión pactado en los contratos E&P producto de la Ronda Colombia 2010 asciende a USD 1.219.822.236.

Los 9 contratos TEA suscritos, producto de la Ronda Colombia 2010, contemplan un total de inversión de USD 218.900.018 y en promedio USD 24.322.224.

El total de inversión de los contratos E&P y TEA de Ronda Colombia 2010 fue de USD 1.438.722.254.

Contratación directa año 2011

Los 8 contratos de exploración y Producción suscritos durante el año 2011 contemplan un total de inversión que asciende a USD 62.050.000 y en promedio USD 7.756.250 por contrato para la primera fase. El total de inversión pactado por los contratos E&P/TEA es de USD 165.650.000.

3. Área total contratada

En 2011, se contrató un área total de 3.683.334 hectáreas en contratos E&P adjudicados en Ronda Colombia 2010. Igualmente producto de este mismo proceso competitivo se contrató un área total de 3.199.698 hectáreas en contratos de Evaluación Técnica. El total de hectáreas contratadas fruto de Ronda Colombia fue de 6.883.032.

Producto de conversiones de contratos de Evaluación Técnica a E&P, se contrató un total de 1.327.375 hectáreas.

4.4. Administración de Contratos

Seguimiento a la Exploración

1. Contratos Exploración y Producción – E&P

Desde su creación hasta diciembre de 2011, la ANH ha firmado 303 contratos E&P. Actualmente se encuentran vigentes en periodo exploratorio 254 contratos E&P. Los contratos que se encuentran en etapa de evaluación y explotación se relacionan en el informe correspondiente seguido a contratos en producción.

En relación con los E&P, de los 303 firmados, 49 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales seis renunciaron al periodo exploratorio durante 2011.

En términos generales, en lo concerniente al cumplimiento de compromisos exploratorios se destaca que durante el 2011 la actividad exploratoria desarrollada en los contratos E&P condujo a una inversión del orden de US\$ 646 millones, representada en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

Durante el año 2011 el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzó un 96%, calculado sobre el indicador de gestión fijado para el área de Seguimiento a Contratos de Exploración.

El total de pozos exploratorios (A3) perforados en el 2011 fue de 126¹⁰, con un aumento de 14⁵ pozos respecto al 2010 y adicionalmente, al 31 de diciembre de 2011 se encontraban en perforación 13⁵ pozos; en cuanto a la sísmica 2D equivalente se adquirieron 23.962,6 km superando la meta establecida de 15.086 km de sísmica 2D equivalente.

¹⁰ Cifra validada a 31 de diciembre de 2011

2. Convenios E&P

En el 2011 fueron suscritos dos convenios de exploración y producción; actualmente se encuentran vigentes en periodo exploratorio cinco convenios y seis en etapa de producción.

De los compromisos contractuales de los convenios E&P, para el 2011 se perforaron cinco pozos exploratorio (A3) y se adquirió un total de 194,25 km de sísmica 2D equivalente. El total de la inversión por este concepto alcanzó una cifra cercana a los US\$ 65 millones.

3. Contratos de Asociación en exploración y explotación

En periodo exploratorio se encuentran vigentes cuatro contratos de asociación, en los cuales se perforaron 12 pozos exploratorios (A3) de acuerdo con los compromisos contractuales pactados para el 2011.

4. Contratos de evaluación técnica - TEAs

Desde su creación, la ANH ha suscrito 89 contratos de Evaluación Técnica (TEAs). A la fecha, se encuentran vigentes 16 contratos, de los cuales siete corresponden a contratos TEAs especiales asignados en el proceso de crudos pesados.

Es importante anotar que la ANH ha suscrito 78 contratos E&P a partir de 45 contratos TEAs; siete de ellos fueron suscritos durante el 2011.

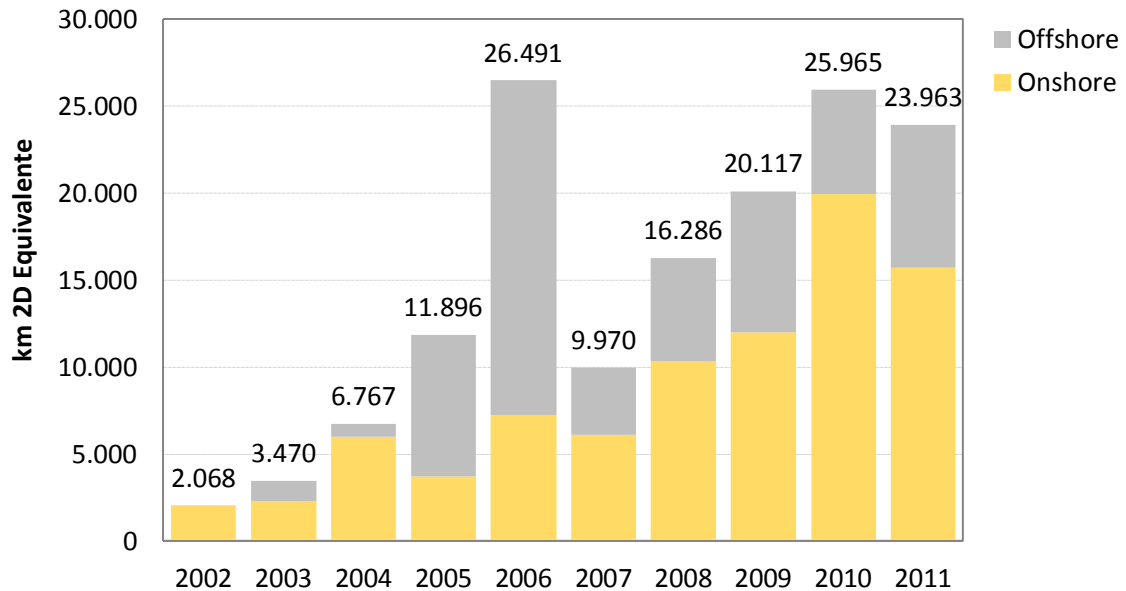
De otra parte, en 2011 se continuó el proceso de liquidación de los 83 contratos TEAs terminados, de los cuales 46 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes.

5. Derechos económicos y Transferencia de tecnología en contratos E&P en periodo exploratorio y TEAs

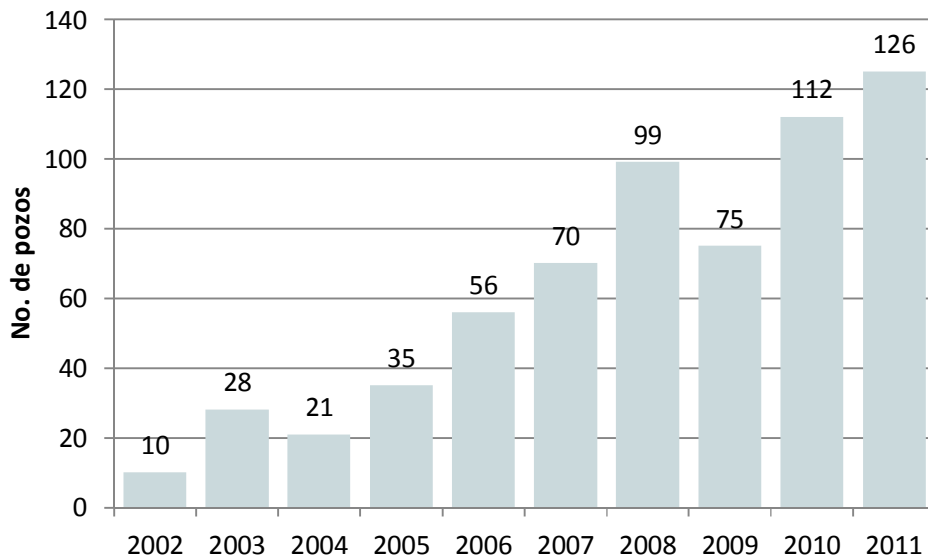
| Derechos Económicos | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 |
|---------------------------------|----------------|------------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| | US\$ | US\$ | US\$ | US\$ | US\$ | US\$ | US\$ | US\$ |
| Contratos E&P | | 364.051 | 2.277.406 | 2.368.915 | 88.327.988 | 88.393.076 | 195.138.388 | 299.123.225 |
| Contratos de Evaluación Técnica | 311.850 | 1.242.594 | 798.361 | 333.385 | 3.510.539 | 2.749.889 | 1.793.021 | 115.005 |
| Transferencia de Tecnología | 337.687 | 429.347 | 818.216 | 1.181.346 | 2.621.681 | 3.176.489 | 3.528.900 | 2.720.875 |
| Totales | 649.537 | 2.035.992 | 3.893.983 | 3.883.646 | 94.460.208 | 94.319.454 | 200.460.309 | 301.959.105 |

6. Resultados de la gestión de seguimiento a la exploración

a. Actividad sísmica en el país 2002 – 2011

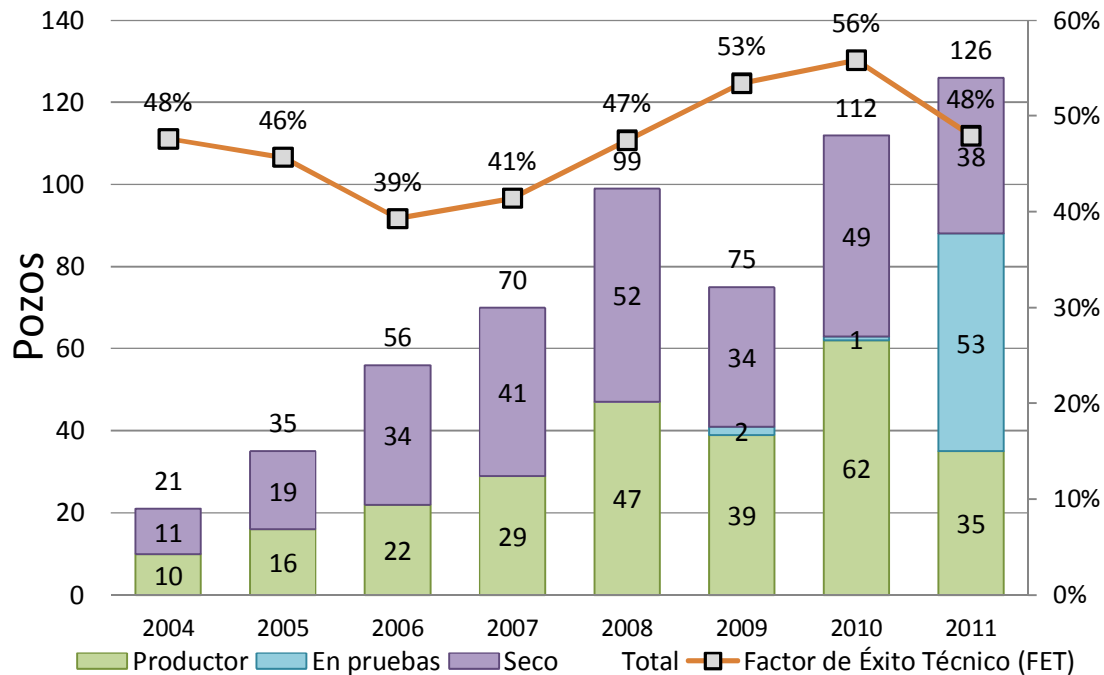


b. Número de pozos perforados 2002 – 2011¹¹



¹¹ Cifra validada a 31 de diciembre de 2011

c. Tasa de éxito pozos perforados 2002-2011¹²



Seguimiento a la Producción

1. Contratos de exploración y producción – E&P

En el marco de los contratos de exploración y producción - E&P a 31 de diciembre de 2011, se encontraban en producción 126 campos pertenecientes a 65 contratos, es decir 22 campos más que los existentes a 31 de diciembre de 2010, situación que contribuyó con el incremento de la participación de los contratos E&P en el balance de producción nacional de hidrocarburos que en lo relacionado con la producción de crudo pasó del 11%, cifra alcanzada en el año 2010, al 11,7% a 31 de diciembre de 2011.

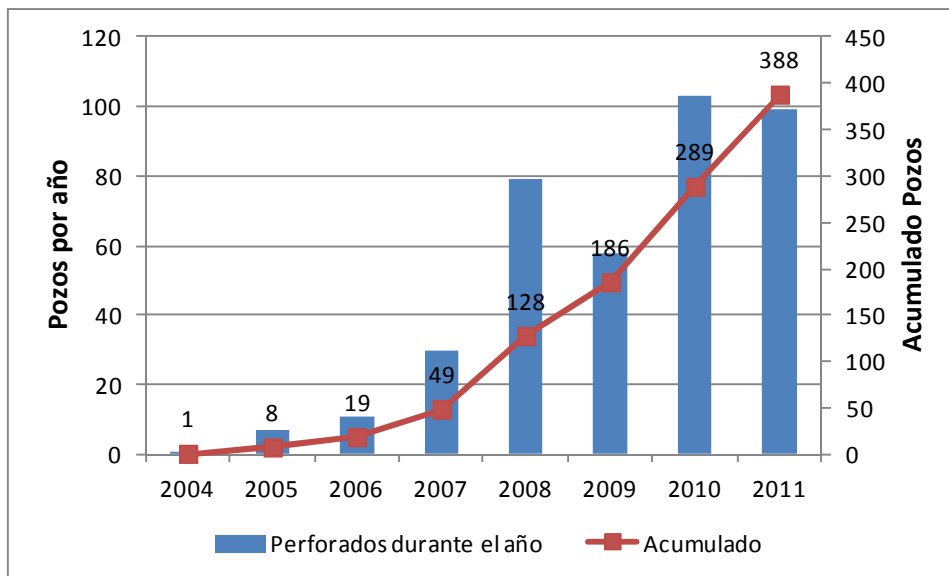
El modelo contractual de exploración y producción - E&P de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, establece diferentes hitos para los contratos en producción y conforme a éstos, se presentan las siguientes etapas: descubrimiento, evaluación y explotación. Así mismo, para cada etapa se definen actividades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

¹² Cifra validada a 31 de diciembre de 2011

Durante la vigencia 2011, la ANH realizó seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por las diferentes compañías, para cada una de las etapas de producción anteriormente mencionadas; sobre el particular, es relevante anotar que el desarrollo de dichas actividades significó un presupuesto de costos, gastos de operación e inversión de aproximadamente USD 644,5 millones. De esta cifra el valor de las inversiones fue cercano a USD 234,4 millones, representados principalmente en: i) perforación y completamiento de pozos USD 135,1 millones, ii) optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, USD 76,2 millones y, iii) trabajos de reacondicionamiento de pozos, USD 12,3 millones.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2011, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 388 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios¹³, de desarrollo y de avanzada. En la siguiente gráfica se muestra la evolución de dichos pozos, así mismo se observa que durante el año 2011, probaron presencia de hidrocarburos 99 pozos.

Gráfica No. 1. Pozos perforados



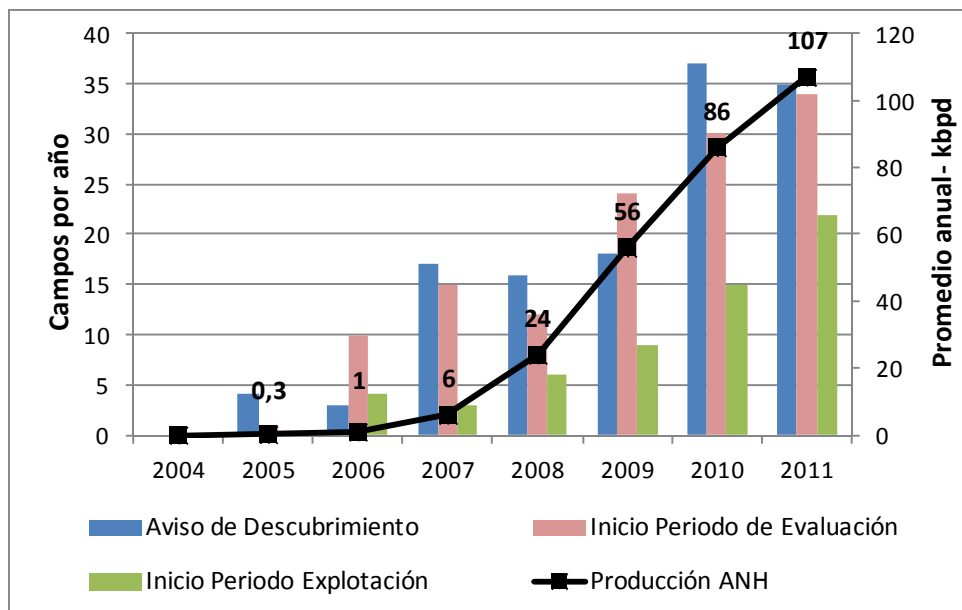
Como resultado de este incremento en el número de pozos con descubrimiento de hidrocarburos, la producción promedio diaria anual de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P - de la ANH a 31 de diciembre de

¹³ Pozos exploratorios: A3, A2a, A2b y A2c

2011 alcanzó la cifra de 107 kbpd¹⁴, significando un incremento del 24,9% respecto a la producción promedio diaria anual obtenida al 31 de diciembre de 2010. En lo que tiene que ver con la producción de gas, se obtuvo un promedio diario anual de 66 Mpcd¹⁵, correspondiente a un incremento del 4,3% respecto al año 2010.

A continuación se presenta la evolución del estado de los contratos de exploración y producción - E&P -, en el periodo comprendido entre el 2004 y el 2011, tomando como base las diferentes etapas de producción, avisos de descubrimiento, periodo de evaluación y periodo de explotación. Igualmente, se presenta el crecimiento que ha tenido durante este mismo la producción promedio diaria anual de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P de la ANH.

Gráfica No. 2. Estado de los contratos



En el año 2011, se presentaron 35 avisos de descubrimiento de pozos exploratorios pertenecientes a 24 contratos. El detalle se muestra en la siguiente tabla:

¹⁴ kbpd: miles de barriles de petróleo por día.

¹⁵ Mpcd: millones de pies cúbicos por día.

Tabla No 1. Avisos de descubrimiento presentados en 2011

| No. | Contrato | Campo | Pozo | Fecha |
|-----|--------------|-----------------|-------------------|-----------|
| 1 | BUENAVISTA | Corrales | Corrales-1D | 24-feb-11 |
| 2 | BUENAVISTA | Santander | Santander-1 | 23-mar-11 |
| 3 | CACHICAMO | Guacharaca | Guacharaca-1 | 14-abr-11 |
| 4 | CAÑO SUR | Caño sur este | Mito-1 | 17-ago-11 |
| 5 | CAÑO SUR | Fontana | Fontana-1 | 04-nov-11 |
| 6 | CAÑO SUR | Trasgo | Trasgo-1 | 23-nov-11 |
| 7 | CASIMENA | Mantis | Mantis-1 | 01-abr-11 |
| 8 | CORCEL | Cardenal | Cardenal-1 | 10-may-11 |
| 9 | CORCEL | Cobra | Cobra-1 | 07-sep-11 |
| 10 | CORCEL | Macapay | Macapay-1 | 06-sep-11 |
| 11 | CPO-9 | Akacias | Akacias-1 | 07-feb-11 |
| 12 | CRAVO VIEJO | Abedus | Abedus-1 | 29-dic-11 |
| 13 | CRAVO VIEJO | Heredia | Heredia-1 | 07-jul-11 |
| 14 | CRAVO VIEJO | Zopilote | Zopilote-1 | 20-may-11 |
| 15 | CUBIRO | Petirrojo | Petirrojo-1 | 22-ago-11 |
| 16 | DURILLO | Durillo | Durillo-1 | 13-abr-11 |
| 17 | ESPERANZA | Nelson | Nelson-2 | 12-ene-11 |
| 18 | GARIBAY | Melero | Melero-1 | 28-oct-11 |
| 19 | GUAMA | Pedernalito | Pedernalito-1X | 08-feb-11 |
| 20 | GUATIQUEÍA | Azalea | Azalea-1 | 08-ago-11 |
| 21 | GUATIQUEÍA | Yatay | Yatay-1 | 15-abr-11 |
| 22 | LA CRECIENTE | Apamate | Apamate-1X | 02-jun-11 |
| 23 | LA CUERVA | Cuerva Sur | Cuerva-10A | 18-may-11 |
| 24 | LA CUERVA | Cuerva Suroeste | Cuerva-9 | 28-feb-11 |
| 25 | LLA-16 | Sulawesi | Sulawesi-1 | 09-sep-11 |
| 26 | LLA-16 | Supremo | Supremo-1 | 01-abr-11 |
| 27 | LOS OCARROS | Las Maracas 2 | Las Maracas 2 ST1 | 13-sep-11 |
| 28 | MAPACHE | Disa | Disa-1 | 15-jul-11 |
| 29 | NASHIRA | Alepe | Alepe-1 | 16-sep-11 |
| 30 | NASHIRA | Alva Sur | Alva Sur-1 | 16-sep-11 |
| 31 | PERDICES | Granate | Granate-1 | 19-ago-11 |
| 32 | SABANERO | Sabanero | Sabanero-1 | 30-mar-11 |
| 33 | TÁLORA | Verdal | Verdal-1 | 17-ene-11 |
| 34 | TIPLE | Jilguero Sur | Jilguero Sur 1 | 12-jul-11 |
| 35 | TOPOYACO | Topoyaco | Topoyaco-2X | 09-feb-11 |

En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011, entraron en etapa de evaluación 25 contratos con un total de 34 campos de producción. El detalle se muestra en la siguiente tabla.

Tabla No 2. Campos que iniciaron evaluación en 2011

| No. | Contrato | Campo | Pozo | Fecha |
|-----|----------------|---------------|----------------|-----------|
| 1 | BUENAVISTA | Corrales | Corrales-1D | 30-may-11 |
| 2 | BUENAVISTA | Santander | Santander-1 | 10-may-11 |
| 3 | CACHICAMO | Guacharaca | Guacharaca-1 | 17-jun-11 |
| 4 | CANAGUARO | Canaguaro | Canaguay-1 | 04-feb-11 |
| 5 | CAÑO SUR | Caño sur este | Mito-1 | 01-jul-11 |
| 6 | CAÑO SUR | Fontana | Fontana-1 | 01-dic-11 |
| 7 | CAÑO SUR | Trasgo | Trasgo-1 | 01-dic-11 |
| 8 | CASIMENA | Mantis | Mantis-1 | 08-feb-11 |
| 9 | CASIMENA | Pisingo | Pisingo-1 | 02-nov-11 |
| 10 | CHIGUIRO OESTE | Avellana | Avellana-1 | 17-feb-11 |
| 11 | CORCEL | Amarillo | Amarillo-1 | 26-ene-11 |
| 12 | CORCEL | Cardenal | Cardenal-1 | 04-abr-11 |
| 13 | CORCEL | Cobra | Cobra-1 | 06-ago-11 |
| 14 | CORCEL | Macapay | Macapay-1 | 23-jun-11 |
| 15 | CPO-9 | Akacias | Akacias-1 | 14-abr-11 |
| 16 | CRAVO VIEJO | Heredia | Heredia-1 | 05-jul-11 |
| 17 | CRAVO VIEJO | Zopilote | Zopilote-1 | 19-may-11 |
| 18 | CUBIRO | Petirrojo | Petirrojo-1 | 23-ago-11 |
| 19 | DURILLO | Durillo | Durillo-1 | 09-jun-11 |
| 20 | ESPERANZA | Nelson | Nelson-2 | 21-ene-11 |
| 21 | GUAMA | Pedernalito | Pedernalito-1X | 08-abr-11 |
| 22 | GUATIQUEÍA | Azalea | Azalea-1 | 06-ago-11 |
| 23 | GUATIQUEÍA | Yatay | Yatay-1 | 13-ene-11 |
| 24 | LA CRECIENTE | Apamate | Apamate-1X | 17-jun-11 |
| 25 | LA CUERVA | Cuerva Sur | Cuerva-10A | 25-ene-11 |
| 26 | LLA-16 | Supremo | Supremo-1 | 26-may-11 |
| 27 | MAPACHE | Disa | Disa-1 | 16-jul-11 |
| 28 | NASHIRA | Alva Sur | Alva Sur-1 | 01-oct-11 |
| 29 | PERDICES | Granate | Granate-1 | 10-sep-11 |
| 30 | SIERRA NEVADA | La Pinta | La Pinta-1 | 03-abr-11 |
| 31 | TÁLORA | Verdal | Verdal-1 | 25-feb-11 |
| 32 | TIPLE | Jilguero Sur | Jilguero Sur 1 | 08-ago-11 |
| 33 | TOPOYACO | Topoyaco | Topoyaco-2X | 07-abr-11 |
| 34 | URIBANTE | Oripaya | Oripaya-1 ST-1 | 18-feb-11 |

Así mismo, presentaron declaración de comercialidad 22 campos pertenecientes a 16 contratos E&P, los cuales, con excepción de los campos Altair y Cuerva Oriental, corresponden a la totalidad de los descubrimientos que tenían plazo de presentar declaratoria de comercialidad entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011. A continuación se relacionan los 22 campos que dieron inicio al periodo de explotación de hidrocarburos durante este periodo:

Tabla No 3. Campos que iniciaron periodo de explotación en 2011

| No. | Contrato | Campo | Fecha |
|-----|------------|--------------------|-----------|
| 1 | ALTAIR | Altair | 29-dic-11 |
| 2 | CACHICAMO | Andarrios | 25-nov-11 |
| 3 | CACHICAMO | Cirigüelo | 11-ene-11 |
| 4 | CACHICAMO | Hoatzin Norte | 29-jun-11 |
| 5 | CASIMENA | Yenac | 15-jul-11 |
| 6 | CORCEL | Boa | 20-abr-11 |
| 7 | CORCEL | Corcel E | 31-ene-11 |
| 8 | DOROTEA | Dorotea A | 13-ene-11 |
| 9 | EL EDEN | Chiriguaro | 09-nov-11 |
| 10 | ESPERANZA | Nelson | 28-oct-11 |
| 11 | FENIX | Fenix | 05-ago-11 |
| 12 | GUATIQUEÍA | Candelilla | 20-abr-11 |
| 13 | LA CUERVA | Cuerva Oeste | 09-dic-11 |
| 14 | LAS GARZAS | Las Garzas B | 07-ene-11 |
| 15 | LAS GARZAS | Las Garzas B Oeste | 15-nov-11 |
| 16 | LEONA | Leona A Sur | 30-ene-11 |
| 17 | LEONA | Leona B Sur | 01-mar-11 |
| 18 | MIDAS | Chuirá | 25-mar-11 |
| 19 | MIDAS | Zoe | 15-sep-11 |
| 20 | MORICHE | Mauritía Este | 19-jul-11 |
| 21 | OMBÚ | Capella | 28-abr-11 |
| 22 | OROPÉNDOLA | Vireo | 13-dic-11 |

El plan de explotación inicial fue presentado para 20 campos, correspondientes a 14 contratos E&P, durante el año 2011, los cuales se relacionan a continuación:

Tabla No 4. Planes de explotación inicial presentados en 2011

| No. | Contrato | Campo | Fecha |
|-----|-----------|---------------|-----------|
| 1 | CACHICAMO | Cirigüelo | 08-abr-11 |
| 2 | CACHICAMO | Hoatzin | 02-mar-11 |
| 3 | CACHICAMO | Hoatzin Norte | 29-sep-11 |
| 4 | CASIMENA | Yenac | 27-oct-11 |
| 5 | CORCEL | Boa | 18-ago-11 |
| 6 | CORCEL | Corcel E | 18-may-11 |
| 7 | DOROTEA | Dorotea A | 15-abr-11 |
| 8 | ESPERANZA | Nelson | 01-dic-11 |
| 9 | FENIX | Fenix | 04-nov-11 |
| 10 | GUASIMO | Lisa | 21-ene-11 |

| No. | Contrato | Campo | Fecha |
|-----|------------|---------------|-----------|
| 11 | GUATIQUEÍA | Candelilla | 26-jul-11 |
| 12 | LA PALOMA | Colón | 17-ene-11 |
| 13 | LAS GARZAS | Las Garzas B | 11-abr-11 |
| 14 | LEONA | Leona A Sur | 02-may-11 |
| 15 | LEONA | Leona B | 16-mar-11 |
| 16 | LEONA | Leona B Sur | 03-jun-11 |
| 17 | MAPACHE | Mapache Norte | 14-jun-11 |
| 18 | MIDAS | Chuirá | 23-jun-11 |
| 19 | MIDAS | Zoe | 15-sep-11 |
| 20 | MORICHE | Mauritía Este | 18-oct-11 |

2. Convenios de explotación

Al 31 de diciembre de 2011, se encuentran vigentes 47 convenios de explotación suscritos entre la ANH y Ecopetrol S.A., los cuales corresponden a las áreas que eran conocidas como de operación directa de Ecopetrol. En proceso de formalización se encuentra el convenio de explotación Cocorná.

Durante el 1 de enero y 31 de diciembre de 2011, se presentó un descubrimiento, en abril de 2011, en el convenio Área Occidental con el pozo Tinkhana.

En el marco de estos convenios, se presupuestó para el año 2011 la suma de USD 1.585,6 millones por concepto de costos, gastos de operación e inversión, de los cuales USD 503,3 millones se proyectaron para desarrollar actividades de perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección.

3. Convenios de exploración y explotación

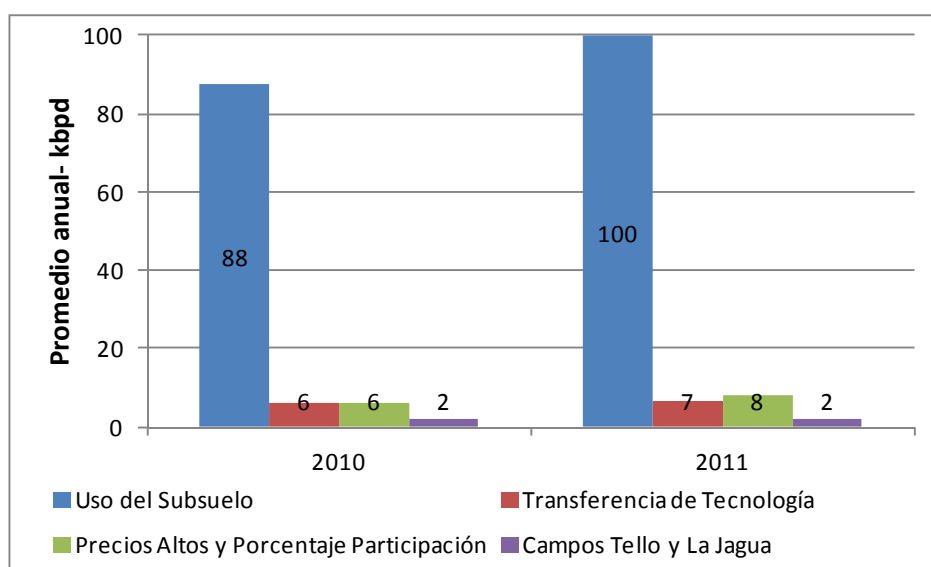
Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2011, los convenios de exploración y explotación Sirirí, Morpho, González, Playón y Cuisinde se encontraban en etapa de producción. En desarrollo de los convenios Cuisinde y Playón, se llevaron a cabo dos nuevos descubrimientos con el pozo Nunda-1, en el mes de abril de 2011, y Rumero 1 ST1, en el mes de octubre de 2011, respectivamente.

El 4 de octubre de 2011 se suscribió el convenio Morpho como resultado de la renuncia que hizo Ecopetrol del Convenio E&P Rio Horta.

4. Derechos económicos por producción

En la siguiente gráfica se compara la producción promedio diaria anual de los años 2010 y 2011¹⁶, sobre la cual se causó y liquidó el derecho económico por uso del subsuelo y transferencia de tecnología, así como la producción de la ANH por concepto del derecho económico por precios altos, porcentaje de participación en la producción y la correspondiente al contrato Campos Tello y La Jagua.

Gráfica No. 3. Derechos Económicos



En cuanto al derecho económico por uso del subsuelo y transferencia se observa que durante el año 2011 la producción promedio diaria anual, sobre la cual se causó y liquidó dicho derecho económico, aumentó en 12 kbpd, es decir 13,9% con respecto al año 2010. Vale la pena mencionar, que el derecho económico por uso del subsuelo se valora multiplicando la producción por un valor en dólares establecido en el contrato, 0.1204 dólares por barril para el año 2011, y que el derecho económico por transferencia de tecnología corresponde al 10% del derecho económico por uso del subsuelo de las áreas que se encuentren en explotación.

Actualmente, los derechos económicos por precios altos se causan en los contratos Chaza, Guarrojo y Guatiquía, mientras que los derechos económicos por porcentaje de participación en la producción se causan en los contratos Llanos 16 y CPO-9, en estos últimos el porcentaje ofrecido en el marco de los

¹⁶ Producción estimada con la información provisional de producción reportada por el MME.

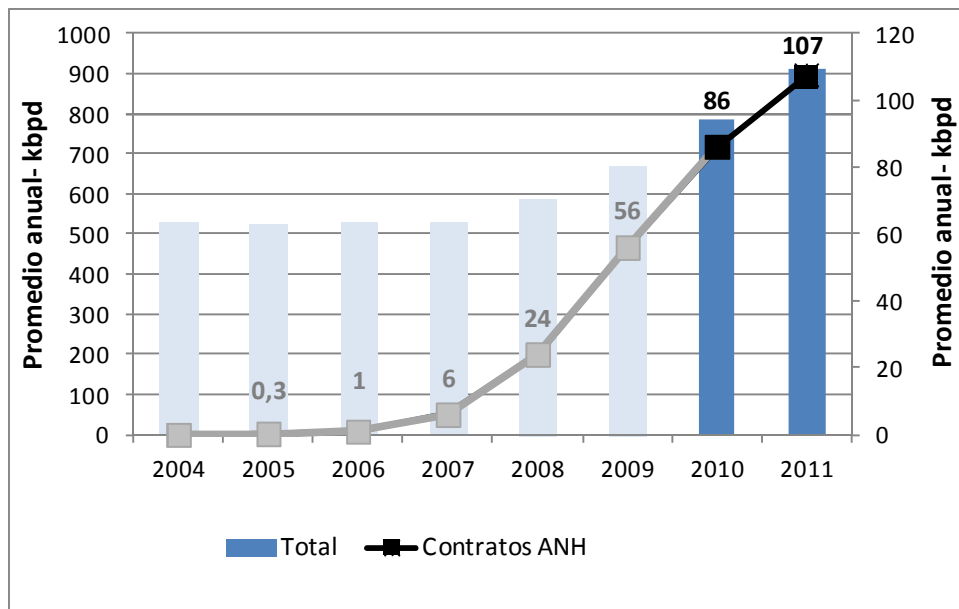
procesos competitivos, después de regalías, fue del 1% y 17%, respectivamente.

Finalmente, el derecho económico de Campos Tello y La Jagua, el cual permaneció constante durante el año 2010 y 2011, corresponde al 50% de la producción mensual del total del área contratada, según lo pactado en el respectivo contrato, lo anterior una vez descontadas regalías y libre de cualquier costo relacionado con las inversiones o las Actividades Operacionales adelantadas por Ecopetrol en el área.

5. Reporte nacional de producción diaria y mensual

Tal como se muestra en la siguiente gráfica, la producción promedio diaria anual de crudo nacional y de los contratos de exploración y producción - E&P de la ANH han presentado incrementos importantes desde el año 2004 hasta el 2011. En el año 2011 el promedio de producción nacional diaria anual de crudo fue de 914¹⁷ kbpd¹⁸, valor que superó en un 16,4% la cifra alcanzada en el año anterior, la cual fue de 785 kbpd, así como la meta establecida por el Gobierno Nacional para la vigencia 2011, 870 kbpd. De igual forma, la producción promedio diaria anual de los contratos de la ANH aumentó de 86 kbpd en el año 2010 a 107 kbpd en el 2011.

Gráfica No. 4. Producción promedio de crudo

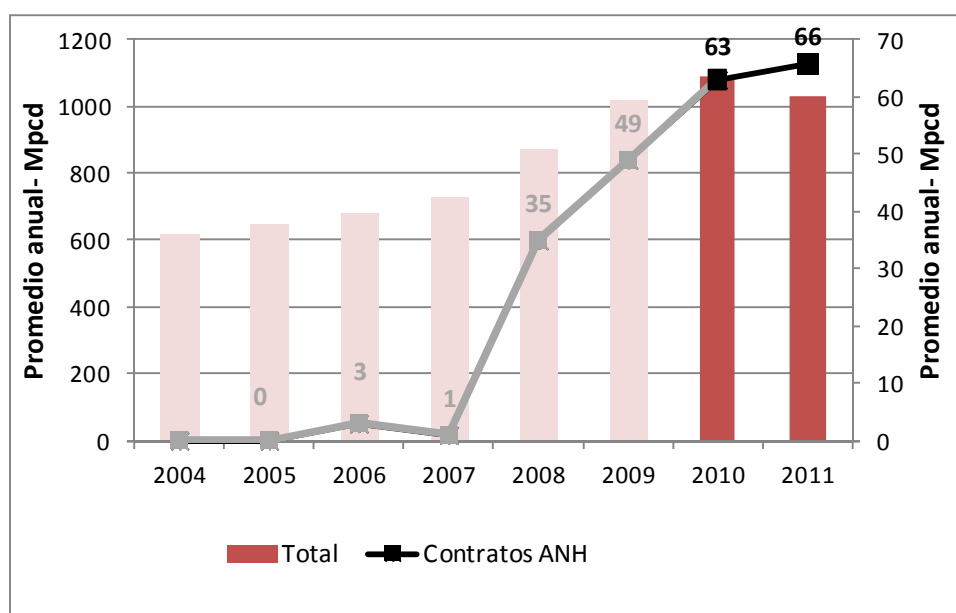


¹⁷ Cifra provisional, fuente MME.

¹⁸ kbpd: miles de barriles de petróleo por día.

En cuanto a la comercialización nacional promedio diaria de gas natural, se observa en la siguiente gráfica, que durante la vigencia 2011 ésta alcanzó el valor de 1032¹⁹ Mpcd²⁰, cifra inferior a los 1090 Mpcd comercializados en el 2010 en aproximadamente el 5,3%, toda vez que la comercialización de gas natural depende de la demanda. No obstante, la comercialización nacional promedio diaria de gas natural de los contratos de la ANH aumento de 63 Mpcd en el año 2010 a 66 durante el 2011.

Gráfica No. 5. Comercialización promedio de gas



6. Auditorías de medición

Dentro del plan de mejora del seguimiento a los contratos E&P en producción, se confirmó la ventaja de realizar auditorías de medición a las facilidades de producción de los campos, de las que resultaron oportunidades de mejora que pretenden asegurar que los sistemas de medición se encuentren dentro de los límites aceptables que imponen las normativas internacionales aplicables y dentro de los límites de operación de cada Estación dado su nivel de tecnología y condiciones de operación; esta evaluación se realiza mediante el análisis de la tendencia de los resultados con herramientas estadísticas para determinar que no existen errores sistemáticos dentro del proceso de medición, y que las variaciones observadas son productos de hechos aleatorios cuyo valor está dentro de la incertidumbre propia de los instrumentos.

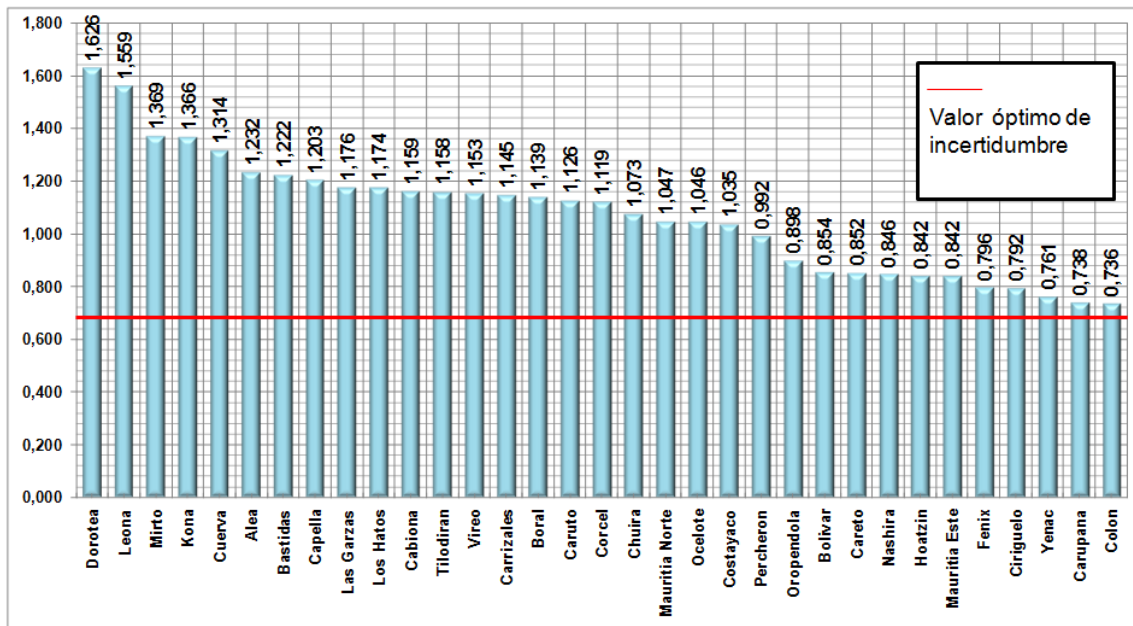
¹⁹ Cifra provisional, fuente MME.

²⁰ Mpcd: millones de pies cúbicos por día.

La verificación de estas facilidades pretende garantizar la calidad de la información que debe ingresar al Sistema de Monitoreo Remoto de Producción y aseguran la veracidad de las mediciones de la producción fiscalizada y gravable, para efectos de la liquidación de regalías y derechos económicos.

Las actividades se adelantaron mediante la contratación de la firma Proasem S.A. permitiendo establecer el cumplimiento de las compañías con contratos E&P, en la aplicación de las normas y estándares definidos para la medición de hidrocarburos. En desarrollo de estas auditorías se han definido listas de verificación adecuadas para evaluar con objetividad los sistemas de medición en cuanto a cantidad y calidad y exigir su optimización. Los resultados fueron dados a conocer al Ministerio de Minas y Energía y a las empresas operadoras, para efectos de que implementaran sus planes de mejora, lo cual será verificado en las auditorías que se realizarán en el año 2012.

Dada la mayor rigurosidad de las auditorías de medición en el año 2011, frente a las realizadas en el año 2009, es preciso señalar que no se hacen comparables los resultados. La mayor incertidumbre se presenta en la medición estática y los resultados finales se muestran en la siguiente gráfica.



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

7. Monitoreo Remoto de Producción

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

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

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

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

Por otro lado, el aplicativo Oil Field Manager (OFM), el cual toma la información capturada en AVM (conexión ésta que se actualiza automáticamente) permite analizar las curvas de producción e inyección (por completamiento, pozo, campo o grupo de pozos), análisis de curvas de declinación (exponencial, armónico e hiperbólico), mapas de producción, diagramas de pozos (variables en el tiempo), entre otras. Así mismo, se combinan las herramientas de análisis de producción con mapas de burbuja, mapas estructurales y de propiedades del yacimiento (como porosidad, permeabilidad, espesor neto, entre otras) para determinar áreas con un potencial de desarrollo para la perforación de pozos y trabajos de reacondicionamiento, lo que resulta de especial ayuda en la evaluación de los informes de reservas, en el proceso de verificación cualitativa de las posibles ubicaciones de los pozos de desarrollo que sustentan dichas reservas. Esta herramienta es entonces soporte al momento de verificar los planes de

desarrollo que presentan las operadoras con el informe de reservas, al permitir verificar si las operaciones propuestas tienen viabilidad técnica.

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

Para dicho proyecto, se adquirió la plataforma BabelFish Server Volume License y aplicación Avocet Surveillance; que integra las aplicaciones que participan en el proceso de monitoreo de producción y manejo de reservas tales como: AVM, OFM, MERAK y ARC GIS, se configuró la visualización de indicadores de gestión de producción por cada uno de los contratos E&P y la generación de notificaciones y alarmas automatizadas (Rutinas programadas), y se implementó un piloto de video-vigilancia, instalando dos cámaras en cada uno de los campos Cubiro, Bolívar y Corcel para visualizar la identificación del carro tanque y la hora de inicio y fin de la operación de entregas de petróleo y la logística de carga de los terminales de embarque en tres contratos E&P en comparación con la información de entregas reportada en el Informe Diario de Producción-IDP. Esta conexión se realiza mediante un enlace satelital el cual permite tener la señal las 24 horas de día en las oficinas de la ANH, del movimiento de entrega de crudo.

Para llevar a cabo lo anteriormente expuesto se realizaron dos contratos dentro de los cuales se destacan las siguientes actividades:

1. **Contrato 096.** "Gestión Control y Visualización de los Contratos E&P de la ANH"
 - a) Desarrollo de un plan piloto de monitoreo remoto, instalando dos cámaras en cada uno de los campos Cubiro, Bolívar y Corcel. Esta conexión se realiza mediante un enlace satelital el cual permite tener la señal las 24 horas de día en las oficinas de la ANH, del movimiento de entrega de crudo.
 - b) Implementación de la solución Avocet Surveillance, la cual permite realizar el seguimiento diario a la producción de los contratos E &P.
 - c) En la actualidad se presenta un informe semanal con la información capturada en la visualización de las cámaras y la información reportada en el IDP.

2. **Contrato 029.** "Servicios para el manejo de la información que debe ser registrada en las herramientas del módulo de producción, manejo de reservas económicas y visualización adscrito al Sistema Integrado de Información de la ANH."

- a) Carga diaria de la información de producción en el aplicativo AVM reportada por las compañías, con la gestión respectiva para lograr la calidad, exactitud y oportunidad de dicha información.
- b) Generación de los procesos de cierre de la producción diaria para cada uno de los contratos generando el reporte maestro desde el aplicativo.
- c) Conciliación entre lo reportado en formas ministeriales y la información generada por AVM, para los campos con formas de producción disponibles mensualmente.
- d) Se realizó proyecto piloto con algunos contratos eliminando la hoja de producción por pozo en el IDP, validando la información de producción generada desde AVM contra la información reportada por las compañías mensualmente.
- e) Realización de reportes diarios con la información de producción generada por el aplicativo AVM, y con los mismos se está actualizando el archivo Excel requerido por el grupo de seguimiento a la producción. (ISP)
- f) Carga de los archivos oficiales del MME en el aplicativo AVM con el fin de registrar la información de los contratos del resto del país.
- g) Generación de las formas ministeriales para cada campo de los contratos E&P.
- h) Reuniones con algunas compañías con el fin de mejorar la gestión en el envío de la información diaria.
- i) Configuración en AVM de 30 campos nuevos en el año 2011. A 31 de diciembre de 2011, existen 475 campos creados en AVM y 118 balances volumétricos configurados.
- j) Configuración en AVM de 461 facilidades.
- k) Se realizaron, 1352 novedades solicitadas por las compañías las cuales incluyeron la creación de 125 pozos, 364 tanques, 526 medidores y 337 solicitudes de eliminación y/o modificación de recursos.

En cuanto a la aplicación OFM se realizaron las siguientes actividades

- a) Se crearon los pronósticos de la Fase Gas y Oil para los campos de todo el país en el proyecto de OFM: ANH-PAIS, según los parámetros de operación establecidos.
- b) Pronósticos de producción de petróleo y gas en forma gráfica con el fin de visualizarlos completamente.

4.5. Manejo de Reservas

Mediante el Decreto 324 del 3 de febrero de 2010, del Ministerio de Minas y Energía y el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, se modificó el inciso 1º del artículo 4º del Decreto 727 de 2007, estableciendo que en dentro de los primeros ocho días del mes de febrero, se debe presentar el balance preliminar de reservas con corte al 31 de diciembre del año inmediatamente anterior y que, una vez se reciban los informes de recursos y reservas auditados, se

actualiza dicho balance al Ministerio de Minas y Energía, dentro de los ciento veinte (120) días calendario posteriores al inicio de cada año. Así las cosas, la información aquí presentada es la resultante del ejercicio realizado en el año 2011, y es preliminar, toda vez que no incluye la incorporación de reservas del año 2011.

En concordancia con lo establecido mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, el primero de abril del 2011 las compañías entregaron a la ANH el informe de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre de 2010. Dicha información se verificó, revisó y consolidó por campo.

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

1. Reservas de crudo y gas

La siguiente tabla muestra las reservas probadas de crudo a diciembre 31 de 2009; la producción total de crudo en 2010; la incorporación anual (nuevas reservas y reevaluaciones) en millones de barriles (Mbbbl); las reservas probadas de crudo a diciembre 31 de 2010 (reservas 2009 más incorporación reservas 2010 menos producción 2010).

| | |
|--|-------|
| Reservas a 31 diciembre de 2009 (Mbbbl) | 1.988 |
| Producción año 2010 (Mbbbl) | 287 |
| Incorporación de reservas año 2010 (Mbbbl) | 357 |
| Reservas a 31 diciembre de 2010 (Mbbbl) | 2.058 |

En relación con las reservas de gas, de las reservas totales a 31 de diciembre de 2010 que alcanzaron 7.058 Giga pies cúbicos (Gpc), 5.405 corresponden a reservas probadas. Considerando los 398 Gpc producidos en el año 2010, se tiene que las reservas disminuyeron en -1.004 Gpc.

La relación R/P, para el caso de gas natural, hace referencia al número de años de autosuficiencia que se tendrían si se mantiene el nivel de producción por año y no se incorporan nuevas reservas.

| | |
|---|--------|
| Reservas totales ²¹ a 31 diciembre de 2009 (Gpc) ²² | 8.460 |
| Producción año 2010 (Gpc) | 398 |
| Incorporación 2010 (Gpc) | -1.004 |
| Reservas totales a 31 diciembre de 2010 (Gpc) | 7.058 |
| Relación R/P de referencia (años) | 17.7 |

²¹ Incluye probadas, probables y posibles

²² Giga pies cúbicos;

2. Incorporación de reservas

El siguiente cuadro muestra las reservas probadas de petróleo y la incorporación histórica a 31 de diciembre de cada año.

| AÑO | CRUDO (millones de barriles) | | |
|------|-------------------------------------|-----------------------------|--------------------------------|
| | RESERVAS PROBADAS (1) (Mbbbl) | PRODUCCION ANUAL (Mbbbl) | INCORPORACION ANUAL (Mbbbl) |
| 2000 | 1.972 | 251 | -68 |
| 2001 | 1.842 | 221 | 91 |
| 2002 | 1.632 | 211 | 1 |
| 2003 | 1.542 | 198 | 108 |
| 2004 | 1.478 | 193 | 128 |
| 2005 | 1.453 | 192 | 167 |
| 2006 | 1.510 | 193 | 250 |
| 2007 | 1.358 | 194 | 42 |
| 2008 | 1.668 | 215 | 524 |
| 2009 | 1.988 | 245 | 565 |
| 2010 | 2.058 | 287 | 357 |
| 2011 | | 334 | |

En cuanto a las reservas de gas (incluyendo las reservas probadas, probables y posibles) se observa que hay una disminución de reservas que obedece a la reclasificación de reservas probables a reservas probadas y a los ajustes de estimados en las unidades de las reservas probables y posibles.

El siguiente cuadro muestra las reservas totales de gas y la incorporación histórica a 31 de diciembre de cada año.

| AÑO | GAS (Giga pies cúbicos) | | | RELACION R/P DE REFERENCIA (Años) |
|------|-------------------------|---------------------------|------------------------------|---|
| | RESERVAS (1) (Gpc) | PRODUCCION ANUAL (Gpc) | INCORPORACION ANUAL (Gpc) | |
| 2000 | 6.188 | 210 | -243 | 29,5 |
| 2001 | 7.489 | 218 | 1.519 | 34,4 |
| 2002 | 7.187 | 220 | -82 | 32,7 |
| 2003 | 6.688 | 211 | -288 | 31,7 |
| 2004 | 7.212 | 224 | 748 | 32,1 |
| 2005 | 7.527 | 236 | 552 | 31,8 |
| 2006 | 7.349 | 248 | 70 | 29,6 |
| 2007 | 7.084 (2) | 266 | 2 | 26,6 |
| 2008 | 7.277 (3) | 319 | 512 | 22,8 |
| 2009 | 8.460 (4) | 371 | 1.554 | 22,8 |
| 2010 | 7.058 (5) | 398 | -1.004 | 17,7 |
| 2011 | | 377 | | |

- (1) Reservas probadas - reporte a 31 de diciembre
(2) De las cuales 3.746 Gpc corresponden a reservas probadas
(3) De las cuales 4.384 Gpc corresponden a reservas probadas
(4) De las cuales 4.737 Gpc corresponden a reservas probadas
(5) De las cuales 5.405 Gpc corresponden a reservas probadas

4.6. Administración de Regalías

El comportamiento del precio del crudo y el incremento sostenido en la producción de hidrocarburos en el país durante el año 2011, se constituyen en factores determinantes que permitieron a los beneficiarios de las participaciones en regalías directas e indirectas, recibir una cifra histórica, del orden de los 7,18 billones de pesos, recursos oportunamente transferidos por parte de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

A través de este flujo de recursos, se busca que las regiones inviertan en proyectos prioritarios de salud, educación y saneamiento básico, que suplan las necesidades básicas y contribuyan al mejoramiento de la calidad de vida de sus habitantes.

Por esta razón desde su creación, la ANH no ha ahorrado esfuerzos en procura de mantener informada a la comunidad en general, sobre los giros que mes a mes adelanta, recurriendo a diarios de circulación nacional y medios electrónicos como su página web y redes sociales. Esto, con el ánimo de promover el control ciudadano sobre la correcta inversión de los recursos.

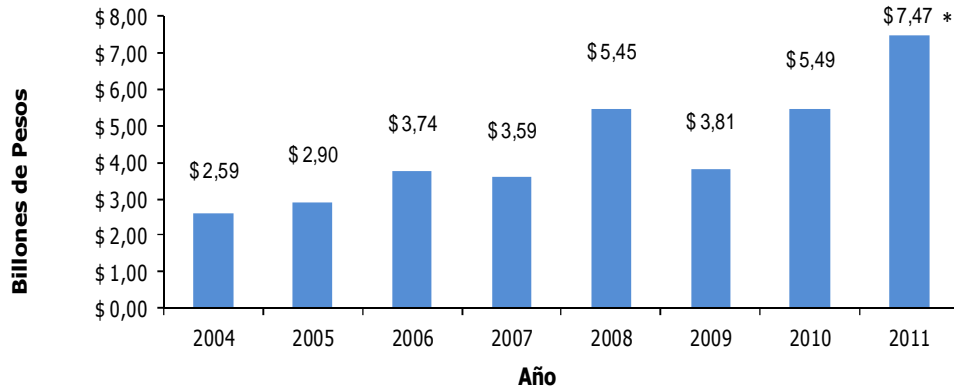
A continuación se presenta detalle de las actividades realizadas durante el año 2011 y las cifras históricas desde la creación de la Entidad.

1. Recaudo de regalías

Una vez recibidas las liquidaciones de regalías, provisionales y definitivas, elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía, la ANH consolida y calcula los valores y volúmenes de hidrocarburos que deben ser recaudados.

En este orden, las regalías generadas en el territorio nacional por la explotación de hidrocarburos, recaudadas oportunamente por la ANH, presentan el siguiente comportamiento:

Regalías recaudadas 2004-2011

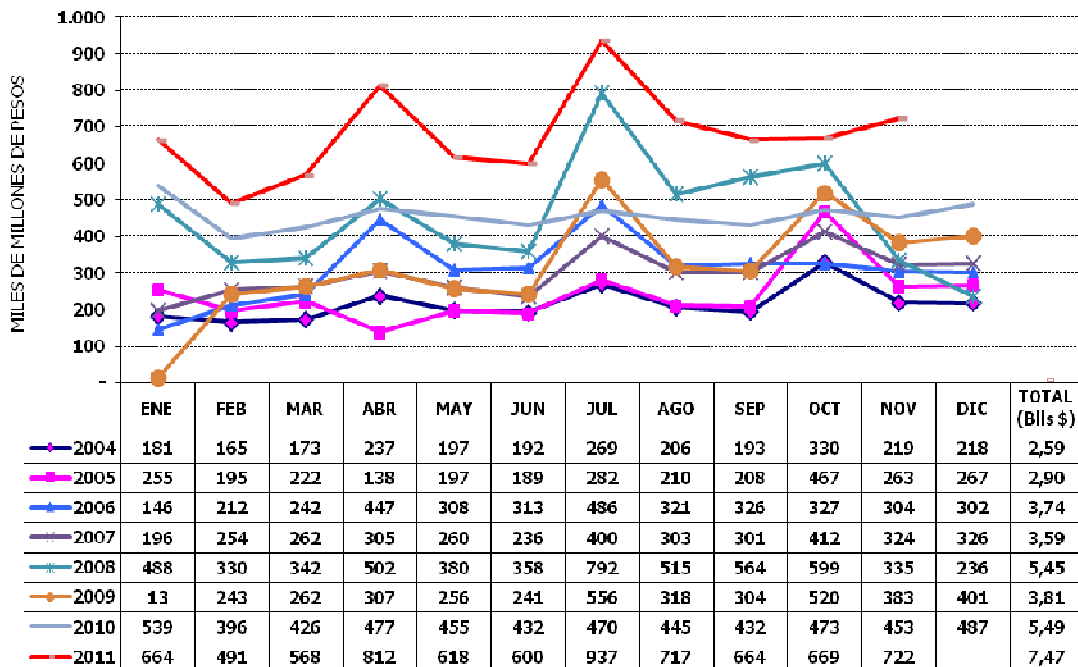


*Incluye hasta la liquidación provisional de noviembre de 2011.

Fuente: ANH – Grupo regalías

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento mensual del recaudo de regalías, en el período liquidado por el Ministerio de Minas y Energía, así:

Recaudo Comportamiento mensual 2004-2011



Fuente: ANH – Grupo regalías

2. Giro de regalías

Efectuados los descuentos autorizados en la normatividad vigente (FAEP²³, 1% interventorías²⁴ y 5% FONPET²⁵) y tenidas en cuenta las notificaciones de la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, en lo referente a autorizaciones de cuentas y suspensiones de giros, la Agencia cumple, dentro de los plazos establecidos, con las transferencias a los entes territoriales.

A continuación se observa cual ha sido el comportamiento de estos giros:



* Incluye traslado de los recursos con destino al FONPET (\$1.075.816.137.185).

** Incluye hasta la liquidación definitiva tercer trimestre y provisional octubre de 2011

Fuente: ANH – Grupo regalías

Las actividades relacionadas con el control y seguimiento de los giros de regalías realizados a través de diferentes canales de comunicación interinstitucional, se adelanta conjuntamente con la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación, DNP, lo que ha permitido controlar en forma efectiva las órdenes impartidas sobre los entes territoriales suspendidos y las cuentas bancarias autorizadas para el giro de los recursos, entre otros.

²³ Ley 209 de 1995, que crea el Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP.

²⁴ Artículo 25, Ley 756 de 2002.

²⁵ Artículo 48, Ley 863 de 2003.

Las novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación y que han sido registradas en la base de datos de los beneficiarios de regalías son las siguientes:

Novedades recibidas del Departamento Nacional de Planeación:

| Concepto | A diciembre 31 de 2010 | A diciembre 31 de 2011 |
|-----------------------------|------------------------|------------------------|
| Novedades de cuenta | 72 | 24 |
| Suspensión de giros | 31 | 27 |
| Levantamiento de suspensión | 40 | 55 |

Fuente: ANH – Grupo regalías

La ANH ha cumplido con las instrucciones impartidas por el DNP, en particular en lo relacionado con la suspensión de regalías. En el siguiente cuadro se detalla el saldo de regalías, agrupado por departamento, retenido a Diciembre 31 de 2011:

Saldo de regalías, agrupado por departamento, retenido a Diciembre 31 de 2011

| BENEFICIARIO | Valor Retenido |
|-------------------------------------|------------------------|
| ARAUCA | 24.633.846.214 |
| BOLIVAR | 50.653.505.871 |
| CAQUETA | 1.575.652 |
| CASANARE | 430.673.081.355 |
| CUNDINAMARCA | 30.771.766 |
| MAGDALENA | 11.251.001 |
| META | 35.936.453.797 |
| PUTUMAYO | 3.814.730 |
| SANTANDER | 108.557.296 |
| SUCRE | 796.036.247 |
| TOLIMA | 192.189.365 |
| DEPARTAMENTO NN* | 1.798.678.576 |
| MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE | 46.315.519.726 |
| MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA | 30.228.599.015 |
| PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE | 2.847.026.471 |
| DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR. | 1.766.869.965 |
| TOTAL | 625.997.777.047 |

Cifras en pesos moneda legal

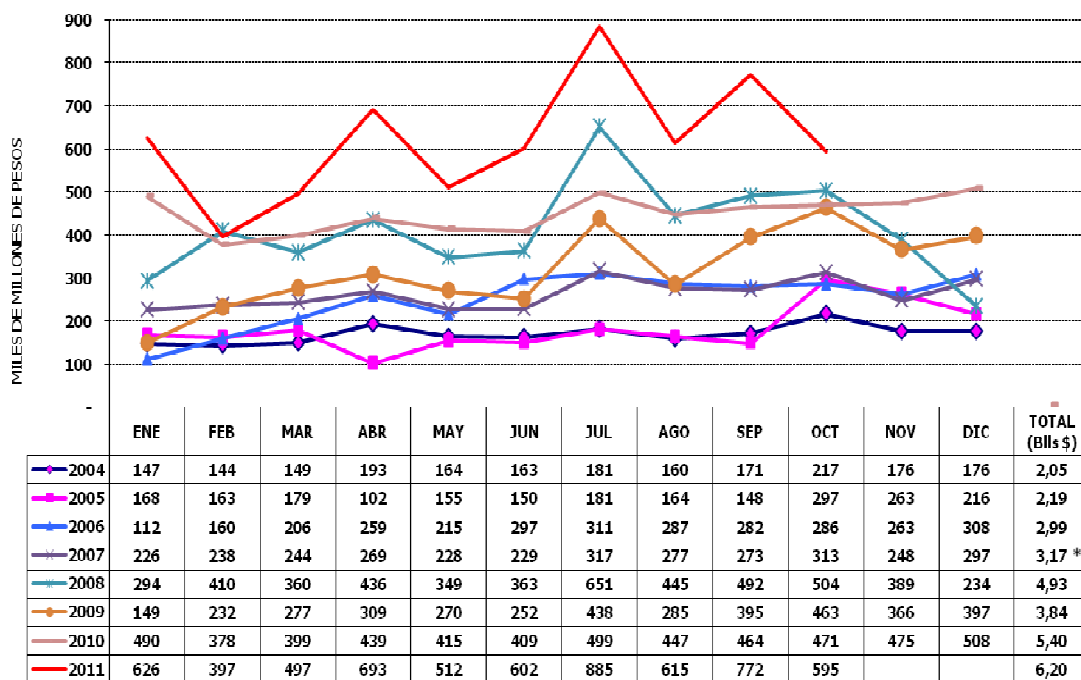
* Recursos correspondientes a la explotación del campo Capella, cuya jurisdicción se encuentra en trámite por parte de la entidad competente.

Fuente: ANH – Grupo regalías

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

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

Comportamiento mensual de las regalías disponibles para giro.



* No incluye traslado de los recursos con destino al FONPET (\$1.075.816.137.185).

Fuente: ANH – Grupo regalías

En la vigencia 2011 se han incluido como beneficiarios por explotaciones en su territorio, los municipios de Coello y Flandes en el Tolima, el municipio de Bolivar en Santander y tres municipios aún no identificados del departamento de Casanare, Putumayo y Santander.

De igual forma, en lo corrido del presente año se ha incluido como beneficiario el Patrimonio Autónomo FIA a quién se gira, por cuenta de los municipios que así lo han autorizado, recursos de participaciones en regalías por explotación de hidrocarburos destinados al desarrollo de planes departamentales de agua.

En el siguiente cuadro se observa el acumulado de regalías pagadas durante el 2010, por departamento y puertos:

| REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2010 | |
|---|--------------------------|
| Pesos Moneda Legal | |
| BENEFICIARIO | 2010 |
| ANTIOQUIA | 101.354.388.055 |
| ARAUCA | 282.543.594.931 |
| BOLIVAR | 42.351.878.754 |
| BOYACA | 115.951.692.948 |
| CASANARE | 791.428.924.408 |
| CAUCA | 5.055.408.016 |
| CESAR | 32.666.277.767 |
| CORDOBA | 370.118.936 |
| CUNDINAMARCA | 6.488.247.957 |
| GUAJIRA | 196.171.229.091 |
| HUILA | 267.392.626.945 |
| META | 1.005.009.819.493 |
| NARIÑO | 6.149.218.159 |
| NORTE DE SANTANDER | 28.423.132.642 |
| PUTUMAYO | 133.894.603.046 |
| SANTANDER | 252.904.190.338 |
| SUCRE | 10.027.984.986 |
| TOLIMA | 130.486.626.410 |
| VICHADA | 1.215.739.849 |
| MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE | 134.330.422.344 |
| MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA | 124.824.113.354 |
| PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE | 89.804.478.893 |
| FNR. ESCALONAMIENTO | 6.878.420.526 |
| DNP 1% Ley 756 | 38.568.193.348 |
| DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR. | 590.378.518.843 |
| FONPET | 785.152.611.922 |
| TOTAL | 5.179.822.461.961 |

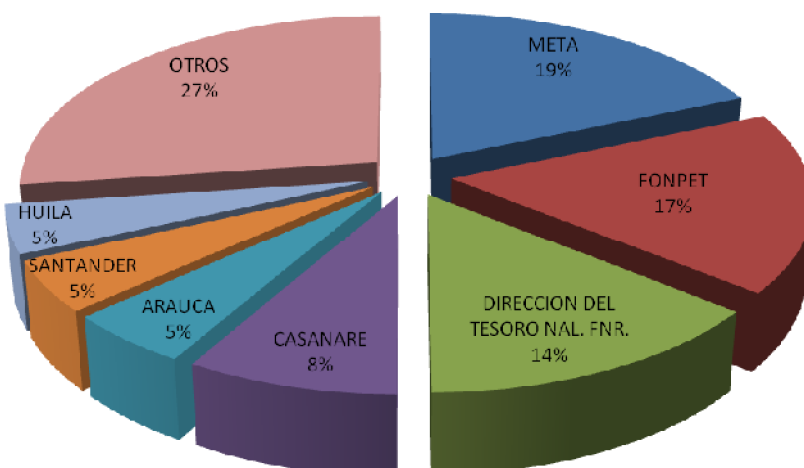
Fuente: ANH – Grupo regalías

A continuación presentamos información consolidada de giro de regalías al 31 de diciembre del año 2011, por departamento y puertos:

| REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS PERIODO COMPRENDIDO ENTRE EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 | |
|---|--------------------------|
| Pesos Moneda Legal | |
| BENEFICIARIO | 2011 |
| ANTIOQUIA | 111.759.748.374 |
| ARAUCA | 360.450.846.440 |
| BOLIVAR | 68.493.858.023 |
| BOYACA | 156.581.953.625 |
| CASANARE | 601.356.293.058 |
| CAUCA | 6.236.844.329 |
| CESAR | 47.142.819.609 |
| CORDOBA | 278.637.180 |
| CUNDINAMARCA | 8.701.559.967 |
| GUAJIRA | 218.261.584.383 |
| HUILA | 334.597.468.675 |
| META | 1.339.365.207.677 |
| NARIÑO | 9.100.418.883 |
| NORTE DE SANTANDER | 28.000.414.583 |
| PUTUMAYO | 182.837.100.530 |
| SANTANDER | 352.346.490.216 |
| SUCRE | 7.430.808.451 |
| TOLIMA | 168.274.335.856 |
| VICHADA | 453.302.835 |
| MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE | 225.136.077.784 |
| MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA | 248.945.587.501 |
| PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE | 114.768.132.785 |
| FNR. ESCALONAMIENTO | 120.573.806.649 |
| COMISION NAL. REGALIAS 1% Ley 756 | 52.642.124.767 |
| DIRECCION DEL TESORO NAL. FNR. | 1.014.435.722.340 |
| FONPET | 1.234.799.755.097 |
| PATRIMONIO AUTONOMO - FIA | 170.370.999.797 |
| TOTAL | 7.183.341.899.414 |

Fuente: ANH – Grupo regalías

De los que se destaca a continuación las participaciones más altas:



Fuente: ANH – Grupo regalías

2.1 Giro directo al Patrimonio Autónomo FIA

De conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley 1151 de 2007 y decretos reglamentarios, la Agencia Nacional de Hidrocarburos procedió durante el año 2011, con el giro directo de los Recursos del Sistema General de Regalías y Compensaciones, al Patrimonio Autónomo FIA, conforme a las autorizaciones remitidas por las entidades territoriales, así:

GIRO DIRECTO RECURSOS FIA 2011

| Mes | Valor |
|-----------------|-----------------|
| Enero | 14.132.659.274 |
| Febrero | 14.123.894.593 |
| Marzo | 14.211.444.593 |
| Abril | 14.211.444.593 |
| Mayo | 14.211.444.593 |
| Junio | 14.079.180.146 |
| Julio | 14.254.280.146 |
| Agosto | 14.300.873.487 |
| Septiembre | 14.211.444.593 |
| Octubre | 14.211.444.593 |
| Noviembre | 14.211.444.593 |
| Diciembre | 14.211.444.593 |
| Total pagos FIA | 170.370.999.797 |

Cifras en pesos moneda legal

Fuente: ANH – Grupo regalías

3. Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

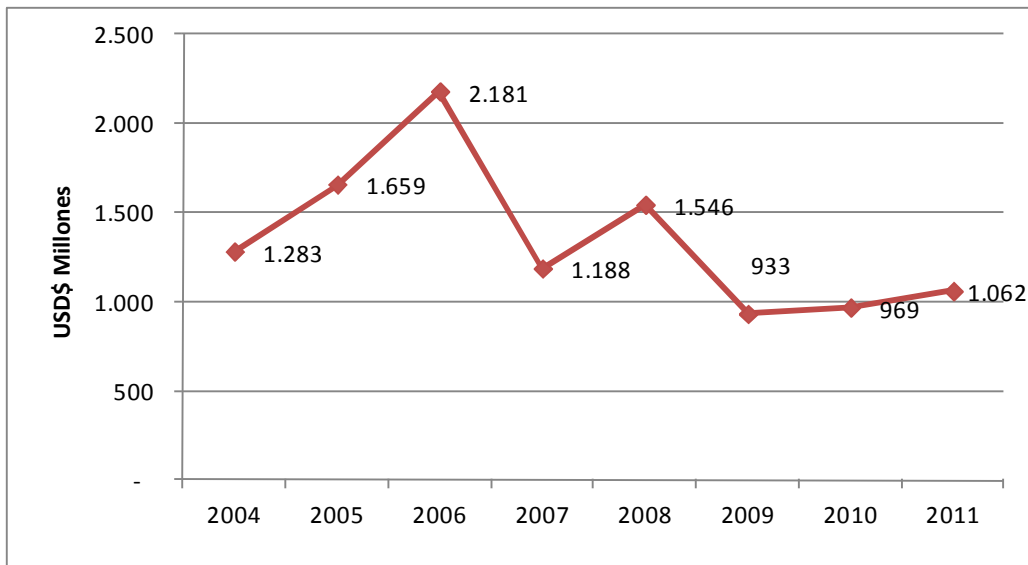
Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: *"Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen."*²⁶

En atención a estas disposiciones legales, el saldo acumulado en el FAEP al corte de la liquidación definitiva del III trimestre y provisional de octubre de

²⁶ Numeral 5.11, artículo 5 Decreto 1760 de 2003

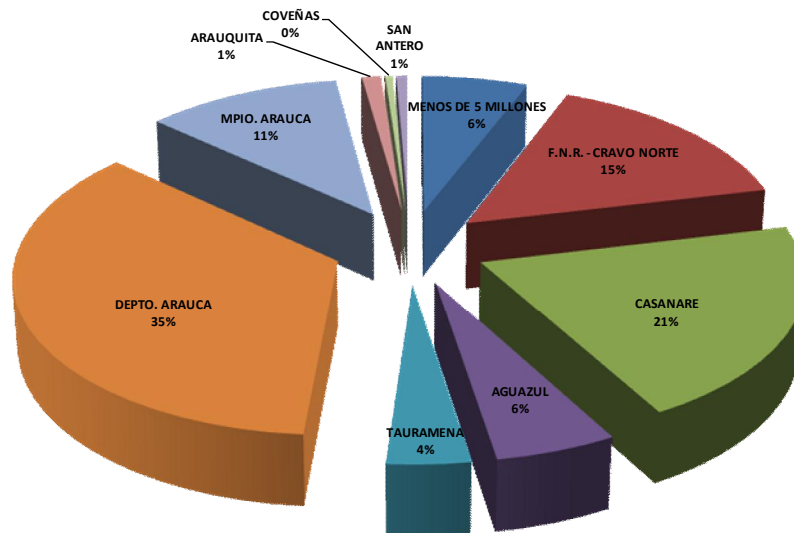
2011, asciende a US\$1.062 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía.

Saldo FAEP en los últimos años



Fuente: ANH – Grupo regalías

Distribución del saldo del FAEP



Fuente: ANH – Grupo regalías

3.1 Desahorro Extraordinario, artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 (Saneamiento de Cartera Hospitalaria)

La ANH ha tramitado oportunamente las instrucciones impartidas por el Departamento Nacional de Planeación, en el marco del procedimiento reglamentado en el Decreto 3668 de 2009.

En desarrollo de esta actividad, se han tramitado desahorros desde el año 2010 hasta la fecha de corte, en cuantía de USD\$ 59.681.994,98, a cargo del partícipe Fondo Nacional de Regalías. La transferencia en pesos asciende a la suma de \$ 113.558.782.000.

3.2 Desahorro Extraordinario, artículo 44 de la Ley 1430 de 2010, modificado por el artículo 118 de la Ley 1450 de 2011

Conforme al procedimiento considerado en el Decreto 2522 de 2011 donde se reglamenta el giro anual de la cuarta parte calculada sobre el 25% de los saldos de los partícipes del FAEP a 31 de diciembre de 2011, la ANH ha efectuado el desembolso según el siguiente detalle:

Desahorro Extraordinario FAEP - Decreto 2522 de Julio 13 de 2011

| Fecha de Monetización | Cod. Participo | Ente territorial | Desahorro Extraordinario en USD | Giro (\$) |
|--------------------------|----------------|--|---------------------------------|----------------|
| 1 de Septiembre de 2011 | 10004 | Departamento de Arauca | 21.455.091 | 38.136.424.253 |
| 2 de Septiembre de 2011 | 10044 | Araucuita | 765.328 | 1.364.885.955 |
| 2 de Septiembre de 2011 | 10040 | Tierralta | 101.880 | 181.692.792 |
| 2 de Septiembre de 2011 | 10068 | Cotorra | 101.880 | 181.692.792 |
| 2 de Septiembre de 2011 | 10016 | San Antero | 687.927 | 1.226.849.012 |
| 2 de Septiembre de 2011 | 10010 | Tauramena | 1.801.939 | 3.213.578.013 |
| 2 de Septiembre de 2011 | 10011 | Aguazul | 2.493.606 | 4.447.096.940 |
| 6 de Septiembre de 2011 | 10003 | Departamento de Casanare - Pendiente de Giro | 11.948.808 | - |
| 12 de Septiembre de 2011 | 10021 | Municipio de Arauca - Pendiente de Giro | 5.809.007 | - |
| 12 de Septiembre de 2011 | 10032 | Planeta Rica | 101.880 | 184.316.202 |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10017 | San Bernardo del Viento - Pendiente de Giro | 205.038 | - |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10033 | Pueblo Nuevo | 101.880 | 195.354.900 |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10029 | Lorica | 101.880 | 195.354.900 |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10022 | Ayapel | 101.880 | 195.354.900 |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10023 | Buenavista (Córdoba) | 101.880 | 195.354.900 |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10072 | Yopal (Casanare) | 2.972 | 5.698.810 |
| 22 de Septiembre de 2011 | 10024 | Canalete | 101.880 | 195.354.900 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10019 | Puerto Escondido | 205.038 | 392.340.213 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10055 | Majagual | 119.551 | 228.760.839 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10039 | San Pelayo | 101.880 | 194.947.380 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10059 | Sampues | 123.355 | 236.039.793 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10049 | Corozal | 144.175 | 275.878.862 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10069 | Sincelejo | 452.904 | 866.631.804 |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10018 | Moñitos (Córdoba) - Pendiente de Giro | 205.038 | - |
| 29 de Septiembre de 2011 | 10067 | Municipio de Sucre | 103.208 | 197.488.508 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10053 | Municipio de La Union | 55.076 | 104.826.151 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10020 | Municipio Los Cordobas (Córdoba) | 205.038 | 390.248.825 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10037 | Municipio San Andres de Sotavento | 101.880 | 193.908.204 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10060 | Municipio San Benito Abad | 94.701 | 180.244.413 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10047 | Municipio Portuario Caimito - Pendiente de giro | 56.417 | - |
| 18 de Octubre de 2011 | 10054 | Municipio Portuario Los Palmitos | 88.656 | 168.738.965 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10034 | Municipio Portuario Puerto Libertador | 101.880 | 193.908.204 |
| 18 de Octubre de 2011 | 10042 | Municipio Portuario La Apartada | 101.880 | 193.908.204 |
| 9 de Noviembre de 2011 | 10066 | Municipio Portuario El Roble (Sucre) | 50.999 | 97.841.582 |
| 9 de Noviembre de 2011 | 10013 | Municipio Portuario San Onofre - Pendiente de giro | 272.025 | - |
| 9 de Noviembre de 2011 | 10052 | Municipio Portuario Guaranda | 66.938 | 128.420.553 |
| 9 de Noviembre de 2011 | 10070 | Municipio Portuario Buenavista (Sucre) | 51.211 | 98.248.304 |
| 28 de Noviembre de 2011 | 10064 | Municipio Portuario Since | 112.164 | 218.731.016 |
| 28 de Noviembre de 2011 | 10057 | Municipio Portuario Ovejas | 96.714 | 188.601.971 |
| 28 de Noviembre de 2011 | 10026 | Municipio Portuario Chima | 101.880 | 198.676.188 |
| 28 de Noviembre de 2011 | 10051 | Municipio Portuario Galeras | 63.579 | 123.985.408 |
| 29 de Noviembre de 2011 | 10048 | Municipio Portuario Coloso | 55.745 | 109.912.417 |
| 29 de Noviembre de 2011 | 10038 | Municipio Portuario San Carlos | 101.880 | 200.876.796 |
| 29 de Noviembre de 2011 | 10041 | Municipio Portuario Valencia | 101.880 | 200.876.796 |
| | | Totales | | 55.303.050.663 |

Fuente: ANH – Grupo regalías

4. Comercialización de regalías

En virtud de la derogatoria²⁷ de los parágrafos 2 y 4 del artículo 5º del Decreto 1760, se elimina la facultad que hasta el momento tenía Ecopetrol para recaudar y comercializar las regalías que se generaban: i) en contratos de exploración y explotación de hidrocarburos celebrados antes del 1º de enero

²⁷ Ley 1118 de 2006.

de 2004, ii) en las áreas de operación directa, y, iii) en las concesiones vigentes.

A partir de dicha derogatoria, la ANH es la entidad responsable del recaudo y comercialización de la totalidad de las regalías que se generan en el territorio Nacional, por lo que ésta ha dispuesto lo necesario para, adicionalmente, cumplir con los términos y plazos establecidos en la normatividad vigente, en lo que a giro de participaciones en regalías se refiere.

Por otra parte, el desarrollo normativo del numeral 5.10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003²⁸, consagrado en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 18 1022 de 2005, al tenor literal establece:

"ARTÍCULO 1o. *La Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, recaudará, en especie las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos bajo cualquier modalidad contractual, de acuerdo con la parte motiva de esta Resolución.*

PARÁGRAFO. *Por razones técnicas y de operatividad, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, podrá recaudar en dinero las regalías. Para el efecto, los contratistas girarán directamente a la Agencia Nacional de Hidrocarburos, no menos de los montos correspondientes a las regalías, según la liquidación que para el efecto realice el Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con la ley." (Subraya)*

Como quiera que el recaudo de las Regalías de propiedad del Estado es un asunto de interés público y con el fin de hacer más eficiente el proceso de recaudo de la totalidad de las regalías generadas por la explotación de hidrocarburos y teniendo en cuenta la experiencia de Ecopetrol S.A. en este tema, la ANH requirió la colaboración de ésta entidad para cumplir con la función de recaudo de manera eficiente.

Para la comercialización la entidad ha convenido como precio de referencia el resultante de aplicar la fórmula dispuesta en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 18 1709 de 2003 "Por la cual se dictan disposiciones en materia de precios del petróleo crudo destinado a la refinación para el abastecimiento interno". En este proceso se ha generado una diferencia neta positiva, entre el valor de la comercialización de las regalías y el giro de participaciones; partida denominada "Margen de Comercialización".

²⁸ Hace parte de las funciones de la ANH la de "Recaudar las regalías y compensaciones monetarias que correspondan al Estado por la explotación de hidrocarburos, y girar a las entidades con derecho a ellas tales recursos." (Subraya)



5. Rendimientos financieros y margen de comercialización

La ANH ha dispuesto lo necesario para dar oportuno cumplimiento a lo dispuesto en el Decreto 4923 de diciembre 26 de 2011, que en su artículo 156 establece el tratamiento que la entidad debe dar a lo correspondiente a Margen de Comercialización

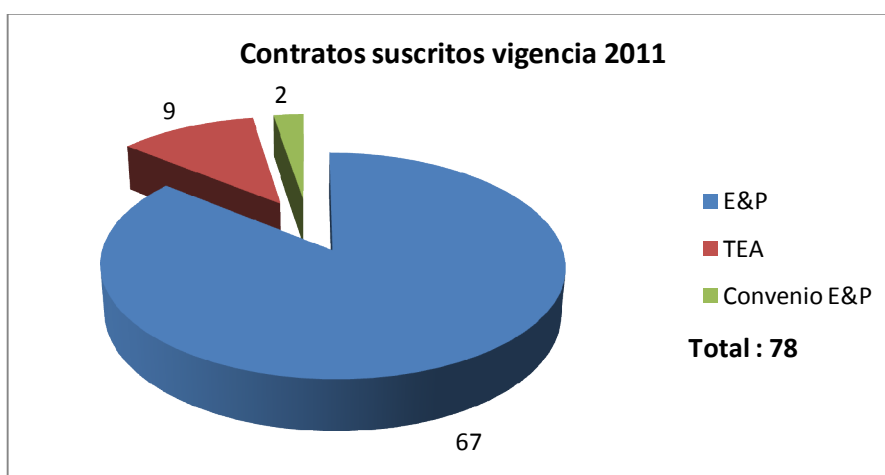
Por otra parte, la ANH se encuentra a la espera de la reglamentación de giro de los recursos de rendimientos bancarios generados por la permanencia de los recursos de regalías en el sistema financiero.

CAPÍTULO 5 – GESTIÓN ADMINISTRATIVA

5.1. Gestión Contractual

Durante la vigencia 2011, la ANH revisó las propuestas de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos y sus respectivas evaluaciones técnicas. Elaboró las minutas de setenta y ocho (78) contratos petroleros, discriminados de la siguiente manera:

| | |
|--|-----------|
| Contratos de Exploración y Producción: | 67 |
| Contrato de Evaluación Técnica: | 9 |
| Convenio E&P: | 2 |
| Total: | 78 |



5.2. Administración de Recursos Humanos

La entidad al corte 31 de diciembre de 2011 tiene una planta de personal aprobada de 64 cargos y de ellos 53 están provistos, representando el 83% del total, la discriminación de los mismos son:

Tabla No. 1 Cargos ocupados en planta con corte al 31 de diciembre de 2011.

| Cargos | Dependencias | | | | Total Cargos |
|-------------------------------|-------------------|--------------------------|--|----------------------|--------------|
| | Dirección General | Oficina Asesora Jurídica | Subdirección Administrativa Y Financiera | Subdirección Técnica | |
| Director General | 1 de 1 | 0 | 0 | 0 | 1 de 1 |
| Subdirector General | 0 | 0 | 1 de 1 | 1 de 1 | 2 de 2 |
| Jefe Oficina Asesora Jurídica | 0 | 1 de 1 | 0 | 0 | 1 de 1 |
| Asesor | 5 de 6 | 0 | 2 de 2 | 10 de 13 | 18 de 21 |
| Profesional Especializado | 2 de 2 | 5 de 5 | 5 de 5 | 3 de 4 | 15 de 16 |
| Profesional Universitario | 0 | 0 | 2 de 2 | 3 de 8 | 5 de 10 |
| Técnico Administrativo | 0 | 0 | 3 de 4 | 0 | 3 de 4 |
| Secretario Bilingüe | 0 de 1 | 0 | 0 | 0 | 0 de 1 |
| Secretario Ejecutivo | 0 | 1 de 1 | 1 de 1 | 1 de 1 | 3 de 3 |
| Auxiliar Administrativo | 0 | 0 | 2 de 2 | 0 | 2 de 2 |
| Conductor Mecánico | 1 de 1 | 0 | 1 de 1 | 1 de 1 | 3 de 3 |
| Totales | 9 de 11 | 7 de 7 | 17 de 18 | 20 de 28 | 53 de 64 |

Fuente: ANH – Grupo Administración de personal

Es de observar que de estos 64 cargos establecidos, 50 empleos corresponden a la planta global (carrera administrativa), sin embargo a la fecha sólo 34 ostentan derechos de carrera, 7 están ocupados a través de nombramiento provisional y los 9 restantes se encuentran vacantes, como se puede observar en la siguiente tabla.

Tabla No. 2 Discriminación cargos ocupados ANH según su modalidad de vinculación.

| Cargos | Carrera Administrativa | Provisionalidad | Libre Nombramiento y Remoción | Total Cargos Ocupados |
|-------------------------------|------------------------|-----------------|-------------------------------|-----------------------|
| Dirección General | 0 | 0 | 3 | 3 |
| Jefe Oficina Asesora Jurídica | 0 | 0 | 1 | 1 |
| Asesor | 12 | 1 | 5 | 18 |
| Profesional Especializado | 13 | 0 | 2 | 15 |
| Profesional Universitario | 5 | 0 | 0 | 5 |
| Técnico Administrativo | 3 | 0 | 0 | 3 |
| Secretario Ejecutivo | 1 | 2 | 0 | 3 |
| Auxiliar Administrativo | 0 | 2 | 0 | 2 |
| Conductor Mecánico | 0 | 2 | 1 | 3 |
| Total | 34 | 7 | 12 | 53 |

Fuente: ANH – Grupo Administración de personal

La Agencia a través de la utilización del sistema tipo de evaluación establecido por la Comisión nacional del Servicio Civil, ha llevado a cabo la evaluación del desempeño laboral del personal de carrera administrativa y de los colaboradores libre nombramiento y remoción. Así mismo a través de un formato diseñado para tal fin se realiza la valuación del desempeño del personal en provisionalidad. Por su parte los gerentes públicos realizan los acuerdos de gestión.

Los servidores de planta en el último trimestre de 2010 junto con los jefes inmediatos plantearon los planes de mejoramiento individual, basados en la evaluación parcial del semestre I de 2011, las observaciones incluidas en la evaluación del desempeño en firme del periodo 2010-2011 y en algunas necesidades de capacitación sentidas.

Algunas de estas actividades fueron incluidas en el Plan Institucional de Capacitación de 2011, sin embargo con el fin de establecer planes de mejoramiento individual más aterrizados y que respondan a necesidades prioritarias e institucionales, en los meses de noviembre y diciembre de 2010, se llevó a cabo la valoración de competencias laborales a través de la aplicación del instrumento ADN 360°.

La ANH ha venido realizando una serie de actividades que buscan mejorar el clima laboral y de esta forma hacer más efectiva la integración y sentido de pertenencia entre los empleados, también viene buscando el mejoramiento en la calidad de vida de sus funcionarios; dentro de dichas actividades realizadas cabe destacar:

- Vacaciones recreativas para los hijos de los funcionarios
- Campeonatos internos deportivos
- Actividades de integración
- Actividades culturales
- Actividades intervención clima
- Actividades de aprovechamiento del tiempo libre.

A su vez, desarrolló el Plan de Salud Ocupacional que se enfocó en la identificación y valoración de factores de riesgo más relevantes identificados en el panorama de riesgos (Psicosocial, Físicos y Ergonómicos).

La entidad aplicó la metodología del Modelo de Satisfacción y Gestión Humana – ARP SURA identificando y evaluando los riesgos psicolaborales, para la intervención de dicho riesgo la ANH realizó las siguientes actividades:

- Socialización resultados Riesgo Psicosocial
- Inteligencia emocional
- Comunicación líderes
- Manejo del Estrés

- Gestión de la actitud “Tú tienes el poder”
- Liberación del estrés, yoga de la risa
- Trabajo en equipo

La entidad adelantó la evaluación de condiciones osteomusculares soportado en la evaluación de los puestos de trabajo y actividades de intervención, como el desarrollo sesiones mensuales de pausas activas, y campaña de refuerzo a través del correo interno.

Teniendo en cuenta el cambio de sede, se trabajó en la estructuración del plan de emergencia, para lo cual se realizó la señalización de emergencia, la recarga de extintores, la conformación de las brigadas de emergencia y la realización de un simulacro, también se conformó el COPASO para la vigencia 2011-2013

Adicionalmente, la entidad desarrolló el Plan Institucional de Capacitación 2011 enfocándose en el tema misional para todo el personal interesado y realizando los siguientes cursos:

- Seminario Ingeniería de Petróleos para no Petroleros, nivel básico
- Diplomado en Gestión Socio Ambiental:
- Servicio al ciudadano
- Nuevo estatuto anticorrupción, entre otros.

La distribución de los cursos por dependencias es la siguiente:

| Dependencia | Servidores capacitados | Cobertura Capacitados/Total dependencia | Eventos |
|--|------------------------|---|-----------|
| Dirección General | 11 | 92% | 12 |
| Oficina Asesora Jurídica | 8 | 100% | 23 |
| Subdirección Administrativa y Financiera | 18 | 95% | 32 |
| Subdirección Técnica | 27 | 100% | 33 |
| Total | 62 | 98% | 43 |

Tabla: Resumen capacitación 2011

Fuente: ANH – Grupo Administración de personal

5.3. Administración de Recursos Físicos

Mantenimiento General Sede de la ANH

Durante 2011 las instalaciones de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se han mantenido en excelentes condiciones, por medio de contrataciones de servicio

de aseo, mantenimientos menores y mantenimiento del aire acondicionado tanto del Data center como de las oficinas.

Las instalaciones cuentan, con:

- “ Electricidad generada a partir de un sistema de cogeneración.
- “ Iluminación inteligente, con sistema de dimerización, sensores de movimiento y bombillos ahorradores de energía.
- “ Aprovechamiento de la luz natural.
- “ Baterías sanitarias ahorradoras de agua.
- “ Pinturas y recubrimientos con materiales de baja emisión de gases.

Inventarios y activos fijos

A finales de 2011, se adelantó una actualización del inventario físico de los bienes de su propiedad de la Agencia Nacional de Hidrocarburos; el comité de inventarios autorizó la baja de bienes por pérdida, daño o desuso y reclasificó bienes devolutivos a consumo controlado.

Medidas de austeridad

La Agencia durante el año 2011 continuó con una política de austeridad en el gasto. Como resultado de esta política se logró una reducción importante de los gastos generales.

Algunas medidas implementadas y de reducción en el consumo de servicios, fueron las siguientes:

- “ Llamadas telefónicas al exterior restringidas (planilla y código)
- “ Llamadas telefónicas personales restringidas
- “ Racionalización del personal de vigilancia
- “ Racionalización del personal de aseo y cafetería (autoservicio)
- “ Autoservicio de fotocopiado
- “ Control de impresión (cupó)
- “ Racionalización del servicio de taller para el parque automotor
- “ Racionalización del consumo de energía (bombillos ahorradores, restricción de trabajo en horario nocturno, sensores de movimiento).
- “ Control en el suministro de implementos de trabajo
- “ Racionalización en el suministro de implementos de aseo
- “ Cero papel
- “ Uso del papel de reciclaje
- “ Racionalización del consumo de gasolina

5.4. Administración Documental

La gestión documental de la Agencia Nacional de Hidrocarburos se definió como un proyecto estratégico en el área administrativa para la vigencia 2011.

El propósito de este proyecto era la actualización del archivo correspondiente a los expedientes de contratos de acuerdo a las políticas y lineamiento actuales; mantener al día el archivo recibido y producido; realizar el proceso de foliación a los expedientes que la Entidad estime conveniente y mantener y actualizar las tablas de retención documental. Adicionalmente mejorar el acceso a la información, la seguridad de la misma y reducir los tiempos de consulta y los desplazamientos.

Para este propósito se adelantó el proyecto para la implementación del sistema de gestión documental que contó con dos etapas, la primera incluyó la organización interna del archivo, identificando roles, tareas, procesos, procedimientos y actualización de tablas de retención documental. La segunda la implementación de una herramienta informática que permitiera el control del flujo documental, la trazabilidad de la información y garantizar la conservación de la memoria institucional.

El proyecto inició con el proceso de contratación pública el cual culminó en el mes de junio de 2011 con la contratación de las firmas "Informática Documental SAS", quien se obligó a prestar por 12 meses el servicio de administración integral de archivo y correspondencia y el grupo IYUNXI Ltda., quien en el término de cuatro meses realizaría la instalación, configuración, parametrización y puesta en producción del sistema de gestión documental y de procesos ORFEO, previa capacitación de sus funcionarios y brindando el servicio de soporte a su funcionalidad.

A 31 de diciembre de 2011 se cuenta con tablas de retención documental establecidas según la dinámica de la entidad, las cuales serán validadas en el primer mes de producción del software, se cuenta además con los procesos actualizados de gestión documental. A la fecha se ha organizado el 62% de los contratos administrativos y misionales de la vigencia 2011 y se avanza hacia la reorganización del archivo acorde con las disposiciones normativas sobre la materia.

El software ORFEO fue instalado, parametrizado y puesto en producción en ambiente de prueba por el mes de diciembre. Se espera salir en vivo el primer día hábil de mes de enero. Adicionalmente se capacitó el 100% de los usuarios y se cuenta con una mesa de ayuda permanente, donde de manera personal y telefónica se atienden oportunamente los requerimientos.



5.5. Gestión Financiera

Este informe se incorporará en febrero de 2012, una vez se hayan transmitido y aprobado los Estados Financieros ante la Contaduría General de la Nación.

CAPÍTULO 6 – EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA

6.1. Administración de Riesgos

La gestión de riesgos es un proceso dinámico basado en el conocimiento, evaluación y manejo de los riesgos y su impacto, con el único fin de tomar acciones preventivas frente a resultados no deseados que puedan ser significativos. Para el año 2011 se evaluaron los riesgos en los procesos y su impacto bajo la metodología de administración de riesgos, según el estándar australiano AS/ZN 4360 y la Norma Técnica Colombiana NTC-5254, encontrando que ningún riesgo se materializó en el último año; se encontraron además controles eficaces y se identificaron nuevos riesgos sobre los cuales se estructuraron planes de mejora buscando disminuir en lo posible la ocurrencia de estos.

La ANH gestiona sus riesgos partiendo de la base de su razón de ser y su compromiso con la comunidad por esto se tuvo en cuenta que los riesgos no son solo de carácter económico o financiero, estos también pueden afectar intereses sociales, estratégicos, ambientales y operativos.

Para la vigencia 2011 se soportó la gestión de riesgos en el software PRISM, mediante su utilización se logró de manera sistematizada integrar los procesos de identificación, clasificación y manejo de los riesgos. Adicionalmente proporcionó una visión completa de los riesgos, ya que permitió incluir causas, objetivos, controles y planes de acción.

En total se evaluaron 16 procesos, se identificaron y trataron 53 riesgos. Se destacan como riesgos críticos a pesar de los controles establecidos la disminución de los recursos para financiación de proyectos de inversión y la inadecuada planeación estratégicas, presupuestal y de inversión.

6.2. Modelo Estándar de Control Interno - MECI

Mediante Resolución 313 del 26 de octubre de 2007 se adoptó la última versión del Modelo Estándar de Control Interno y el manual de implementación del modelo estándar de control interno -MECI 1000: 2005 en la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Para el año 2010 el resultado del nivel de ejecución fue de 96,4%, los planes de mejoramiento para el mismo año fueron ejecutados en un 100%; a la fecha se encuentra en proceso la medición del nivel de ejecución para la vigencia 2011.

De otro lado es necesario destacar que se adelantaron actividades para armonizar el sistema de gestión de la calidad bajo las normas ISO 9001, NTC GP 1000 con el Modelo Estándar de Control interno - MECI, lo cual permitió obtener mayor compromiso en la autogestión y la autoevaluación del Sistema de Gestión y Control, logrando disminuir hallazgos en el último año.

6.3. Informe de la auditoría gubernamental con enfoque integral regular de la Contraloría General de la República y Plan de mejoramiento CGR

La Contraloría General de la República con fundamento en las facultades otorgadas por el artículo 267 de la Constitución Política, practicó Auditoría Gubernamental con Enfoque Integral, modalidad Regular, a la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH, a través de la evaluación de los principios de economía, eficiencia, eficacia, equidad y valoración de los costos ambientales, con que administró los recursos puestos a su disposición y los resultados de su gestión, el examen del Balance General Consolidado a 31 de diciembre del año 2010 y el Estado de Actividad Financiera, Económica y Social consolidado para el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre del 2010. Dichos estados contables consolidados fueron examinados y comparados con los del año inmediatamente anterior. La auditoría incluyó la comprobación de las operaciones financieras, administrativas y económicas, conforme a las normas legales, reglamentarias y de procedimiento aplicables. Así mismo, se evaluó el Sistema de Control Interno y el cumplimiento del Plan de Mejoramiento.

Como resultado de la auditoría adelantada, la Agencia recibió una calificación de 57,18 puntos en su gestión y resultados, debido principalmente a la necesidad de mejorar su sistema de control interno y de fortalecer la planta de personal de manera que pueda garantizar la atención eficiente de las actividades del quehacer institucional, situación que genera riesgos en el desarrollo oportuno de los procesos.

La cuenta rendida por la Agencia correspondiente al periodo 2010 no se feneció debido a que no se había acogido la recomendación de modificar el registro contable del margen de comercialización y los rendimientos generados por las regalías depositadas en cuentas bancarias.

Como resultado del seguimiento realizado a los compromisos adquiridos en el Plan de Mejoramiento para la vigencia 2010 y anteriores se pudo establecer un nivel de cumplimiento de un 95,88%.