

MEMORIAS AL CONGRESO

PERIODO 2010 - 2011



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Junio de 2011

TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN	3
CAPÍTULO 1 - PROCESOS ESTRATÉGICOS	
Gestión estratégica	6
Proceso de relaciones externas	21
CAPÍTULO 2 - PROCESOS MISIONALES	
Gestión del conocimiento	30
Promoción	61
Asignación de Áreas	70
Seguimiento a contratos de exploración	75
Producción	90
Manejo de reservas	102
Administración de regalías	110
Gestión de la información técnica	118
CAPÍTULO 3 - PROCESOS DE APOYO	
Gestión de recursos humanos	129
Administración de la información	132
Gestión jurídica	135
Gestión contractual	137
Administración de recursos físicos	138
Gestión financiera	140
CAPÍTULO 4 - PROCESO DE EVALUACIÓN	
Evaluación, seguimiento y mejora	150
Atención al ciudadano	154

PRESENTACIÓN

A través de la gestión realizada en 2010 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, se superaron las metas anuales establecidas para los indicadores estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010 y del periodo 2010-2014. En 2010, se firmaron 7 contratos de exploración y producción (E&P) y 1 de evaluación técnica (TEA), para un total de 8 contratos, y a 31 de mayo de 2011 se han firmado 64 contratos de exploración y producción (E&P) y 9 de evaluación técnica (TEA), para un total de 73 contratos en el presente año.

También se han adquirido 37.624 km de sísmica equivalente 2D (25.965 en el 2010 y 11.659 a 31 de mayo de 2011) y se han perforado 168 pozos exploratorios A3 (112 durante el 2010 y 56 a 31 de mayo de 2011).

El país registró en el 2010 una inversión extranjera directa en el sector petrolero de US\$2862 millones, información disponible a la fecha por parte del Banco de la República.

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

La ejecución de gastos de funcionamiento fue del 99% del presupuesto apropiado, y la de inversión del 92%, considerándose ambas satisfactorias. A diciembre de 2009, la ANH recaudó regalías por \$5.49 billones, de los cuales los entes territoriales percibieron \$5.18 billones, la diferencia entre lo recaudado y los giros obedece a los desahorros en aplicación de la Ley 209 de 1995 (Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP).

En relación con los servicios prestados durante el 2010 por el Banco de Información Petrolera, BIP, se destaca que fueron incorporados 38.339 km equivalentes de sísmica de proceso (35 programas sísmicos 2D y 25 programas sísmicos 3D), información de 1.095 pozos y, 8.623 documentos y mapas. A 31 de mayo de 2011 se han incorporado 18.683 km equivalentes de sísmica de proceso (20 programas sísmicos 2D y 29 programas sísmicos 3D), información de 257 pozos y, 5.227 documentos y mapas

Se suministró información de 53.698 km de sísmica 2D de campo y 17.391 km de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del BIP para el 2010, y 12.241 km de sísmica 2D de campo y 3.556 km de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del BIP para el 2011. Se atendió información de 174 pozos, se suministraron 10.088

unidades de información entre documentos y mapas y se atendieron 3 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción) para el año 2010, y se ha atendido información de 91 pozos, se han suministrado 2.657 unidades de información entre documentos y mapas y se ha atendido 1 sesión de Dataroom para el 2011. Adicional a estos volúmenes se suministró información a través del proceso competitivo Open Round Colombia 2010.

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

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

Durante el año 2010 se apoyó la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos, se dieron lineamientos y se llevaron a cabo acciones concretas que buscan la conservación ambiental, el desarrollo sostenible, la protección y el fortalecimiento de las comunidades y etnias de Colombia, y la viabilidad de las operaciones petroleras, para asegurar el desarrollo armónico del sector nacional de hidrocarburos, de la mano de las instituciones gubernamentales y nacionales que tienen injerencia en el tema.

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

Armando Zamora
Director General

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



Figura 1. Mapa de procesos

PROCESOS ESTRATÉGICOS

GESTIÓN ESTRATÉGICA

1. Sistema de gestión y control

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

Durante el 2010 y lo corrido del presente año, la ANH trabajó en el fortalecimiento del Sistema de gestión y control, para lo cual han desarrollado las siguientes actividades:

1.1. Indicadores de gestión

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

Clasificación	Cantidad
Estratégicos	55
Estadísticos	14
Proceso	56
Total	125

Tipología	Cantidad
Efectividad	41
Eficiencia	41
Eficacia	43

1.2. Documentación

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

- Actualizaciones de la normatividad

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

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

1.3. Mantenimiento de Procesos

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

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

1.4. Capacitación

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

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

2. Contrataciones del programa de tendencias globales y locales

2.1. Boletín de estadísticas

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

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

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

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

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

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

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

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

Debido a que la ANH tiene la responsabilidad de apoyar al Ministerio de Minas y Energía en la definición de los lineamientos para la política pública de explotación del Gas Metano asociado al Carbón (Coal Bed Methane o CBM) considerando los principales retos técnicos, ambientales y logísticos que

caracterizan la explotación de ese recurso; se requirió diseñar una minuta de contrato para la asignación de áreas para exploración y explotación de CBM.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.6. Consultoría especializada para el examen detallado de los subsectores de hidrocarburos

El objeto es desarrollar una consultoría especializada que emprenda el examen detallado de los subsectores de hidrocarburos y minero, el cual incluirá un diagnóstico de su actual estructura económica, la formulación de conclusiones y recomendaciones que sirvan de orientación y fundamento para ajustar la actual

propuesta de reforma institucional o elaborar, implementar y desarrollar un nuevo esquema para alcanzar los objetivos de los subsectores en el corto, mediano y largo plazo, de conformidad con las bases y lineamientos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014- Prosperidad para Todos.

Esta consultoría debe adelantar un análisis detallado de los subsectores hidrocarburífero y minero. Debe contemplar el estado actual de la estructura económica general de los subsectores de hidrocarburos y minero, e incluir componentes como el estado actual de la oferta y demanda nacional e internacional de los productos generados por estos subsectores; la valoración de las condiciones laborales generadas por estos subsectores; la determinación de las rentas generadas por los subsectores en los últimos cinco (5) años; establecer el valor de las inversiones realizadas por los subsectores en los últimos cinco (5) años; identificar los incentivos y los obstáculos existentes para generar una mayor inversión en estos subsectores en el corto, mediano y largo plazo; determinar el rol que desarrollan cada uno de los agentes públicos y privados que conforma estos subsectores; identificar y describir los aportes que ha realizado los subsectores a la economía nacional e internacional, y definir el rol del carbón en la matriz minero-energética colombiana.

Dentro del análisis económico se deben determinar los mecanismos y las estrategias por adoptar y desarrollar, con el fin de lograr los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, para los subsectores de hidrocarburos y minero, e identificar las ventajas y los obstáculos para el logro de ellos. Estos mecanismos y estrategias deben ser adoptados con base en las mejores prácticas a nivel nacional e internacional. También, se requiere presentar la estimación del potencial de los subsectores de hidrocarburos y minero, en el mediano y largo plazo, especificando por cada uno de sus componentes, así como el valor y la fuente de los recursos a invertir, para lograr los objetivos trazados.

Adicionalmente, esta consultoría debe identificar el impacto que el futuro desarrollo de los subsectores de hidrocarburos y minero puede tener sobre la economía nacional. Calcular el efecto fiscal que pueda generar la inversión a realizar en la modernización de los subsectores señalados, tanto en su desarrollo como en el nivel de las exportaciones del país y proponer las estrategias y acciones concretas orientadas a elevar la productividad, formalización, transparencia y sostenibilidad de los subsectores de hidrocarburos y minero.

Dentro del análisis institucional, con base en los análisis y estudios previos adelantados por el Ministerio de Minas y Energía y la ANH, relacionados con la reestructuración de los subsectores de hidrocarburos y minero, el consultor deberá establecer la necesidad de realizar modificaciones a la actual propuesta de reforma institucional existente en la ANH y el Ministerio de Minas de Energía,

debiendo adecuarla, actualizarla o desarrollar una nueva de acuerdo a las nuevas condiciones de los subsectores, si ello fuere necesario y procedente.

Con fundamento en las bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010 – 2014, específicamente en lo relacionado con los subsectores de hidrocarburos y minero, contenido bajo el título “Fortalecimiento Institucional”, se requiere desarrollar estrategias como analizar y proponer la reasignación de funciones de política, regulación, fiscalización y seguridad industrial de los subsectores de hidrocarburos y minero; plantear estrategias de fortalecimiento de los sistemas de información de los subsectores de hidrocarburos y minero y la creación de un sistema de información; estudiar el desarrollo, creación o adecuación de las plataformas tecnológicas (bancos de información) de forma que se integren los subsectores de hidrocarburos y minería; estudiar y analizar las ventajas y desventajas de integrar el sistema de recolección y distribución de las regalías generadas por los subsectores de hidrocarburos y minería; y, estructurar y proponer mecanismos y procedimientos para la realización de estudios geológicos que soporten y sirvan de fundamento para el logro de los objetivos y funciones de los subsectores de hidrocarburos y minería.

Para el análisis institucional, adicionalmente, se requiere proponer medidas alternativas que pueda adoptar el gobierno, frente a cambios en el contexto político y económico a nivel nacional e internacional, para garantizar el cumplimiento de los objetivos de los subsectores.

Se debe tener una estrategia de implementación de los cambios propuestos, que contemple el tiempo requerido para realizar la implementación de las soluciones planteadas por la consultoría; el valor estimado de la implementación de las soluciones propuestas; los requerimientos de personal y equipos para desarrollar el proceso de implementación de las soluciones formuladas; la identificación de los medios adecuados para la socialización y comunicación de las medidas adoptadas y el plan de identificación y manejo de los riesgos asociados al desarrollo del proceso.

3. Comunicaciones internas y externas

3.1. Comunicaciones internas

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

FASE I DE DIAGNÓSTICO

1. Estudio plan estratégico y entrevista a funcionarios.

- Se hizo un análisis de la misión, visión y valores de la ANH.

- Se definieron los públicos de interés (clientes, empleados, sociedad y accionista) y cómo se comunica la ANH con ellos.
- Se elaboró un análisis de los objetivos estratégicos de la ANH frente a contenidos en canales.
- Se hizo una ronda de entrevistas a funcionarios (se entrevistaron 6 funcionarios de áreas clave en la ANH sobre procesos de comunicación interna). Con esta información se elaboró cuestionario para la encuesta de comunicación interna, pendiente por aplicarse.

2. Auditoría proceso actual.

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

3. Encuesta

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

FASE II ESTRATEGIA

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

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

		CRONOGRAMA																											
		EN MARCHA CUMPLIDO DEMORA META																											
ETAPAS	ACTIVIDADES	FEBRERO				MARZO				ABRIL				MAYO				JUNIO				JULIO				AGOSTO			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
FASE 1. DIAGNOSTICO (MES Y MEDIO)	Estudio Plan estratégico y entrevista a líderes																												
	Auditoría proceso actual																												
	Encuesta																												
	Presentación diagnóstico																												
FASE 2. ESTRATEGIA Y PLAN (1 MES)	Definición imagen ideal																												
	Diseño nuevo proceso de comunicación																												
	Definición de mensajes claves																												
	Nuevos canales de comunicación interna																												
	Preparación talleres																												
	Cronograma de ejecución																												
FASE 3. EJECUCION Y FORMACION (4.5 MESES)	Acompañamiento y activación nuevo proceso de comunicación																												
	Realización de talleres para líderes																												
	Primera ronda de cascada y evaluación de resultados																												
	Política y manual de comunicación interna																												
	Sostenimiento-ejecución																												
	Encuesta 2																												

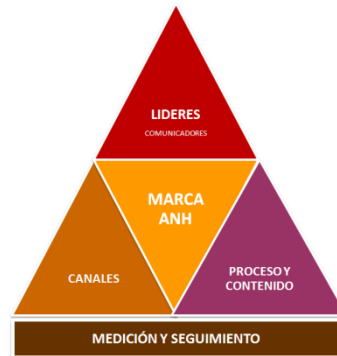
FASE III EJECUCIÓN Y FORMACIÓN

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

1. Formación
Se acordó que Compass Porter Novelli diseñe y dicte un taller especial para directivos de la ANH en habilidades en comunicación interna.
2. Ejecución
Optimización de canales: Boletín interno ‘Explorando actualidad’
Redacción y edición de artículos
Rediseño y elaboración del contenido de las Carteleras Internas

3. Optimización de canales:
Boletín interno 'Explorando actualidad'
4. Intranet:
Actualización de la información asociada al personal, formatos y noticias contenida en la intranet.
5. Campañas:
Activación de las campañas de fechas especiales, valores, Oficina sin papeles' y 'Oficina abierta'

De febrero a mayo 31 de 2011 la ANH ha implementado la **Estrategia de comunicaciones internas** a través de las siguientes tácticas que responden a 5 aspectos:



1. **Líderes comunicadores** (Movilizar a los líderes para involucrar a sus equipos en la estrategia de la ANH y consolidar una cultura).
2. **Optimización de canales** (Estructurar y optimizar los canales de comunicación interna para permitir una dinámica uniforme de comunicación, que se adapten a las realidades de las áreas y de la ANH).
3. **Procesos y contenidos** (Consolidar un proceso ágil y una línea editorial de contenidos de la ANH que garantice la coherencia de los contenidos comunes y globales de la entidad).
4. **Medición y Feedback** (Desarrollar herramientas de feedback e identificar unos indicadores para medir el avance de la estrategia de comunicación interna).
5. **Posicionamiento de marca interna** (Apoyar en el posicionamiento entre los empleados de la marca interna ANH como una buena empresa para trabajar).

1. LÍDERES COMUNICADORES

Tácticas:

- Formación a líderes: el contratista Compass Porter Novelli realizó el viernes 25 de marzo el taller '**Habilidades de comunicación para líderes**' al cual

asistieron los tres directivos de la ANH y en donde recibieron formación para desarrollar aún más sus habilidades de comunicación oral, con énfasis a públicos internos.

- Comunicación directa: se continuó este año con las Reuniones del Director; las subdirectoras se comprometieron con realizar una reunión con sus equipos de trabajo y aprovechar más los comités primarios como espacios de comunicación en doble vía, buscando escuchar más a los empleados.

Reuniones Dr. Zamora



Taller Habilidades de comunicación interna

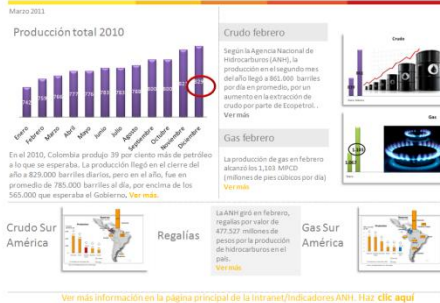


2. OPTIMIZACION DE CANALES

Tácticas:

- Boletín virtual: Se creó en marzo un Boletín de indicadores teniendo presente la importancia de las cifras que emite la ANH como producción de crudo y gas y regalías.
- Intranet: Se presentó a consideración de la ANH la propuesta de rediseño de la Intranet que incluye que la página principal se convierta en un canal de noticias que se actualice constantemente.
- Correos electrónicos: Se rediseñó la plantilla para el envío de correos electrónicos y se aumentó la frecuencia de envíos.
- Carteleras: Provisionalmente se instaló una cartelera en el segundo piso con información de actualidad interna y publicaciones en medios externos. Se retomó el rediseño de carteleras y gestión para la adquisición de las nuevas carteleras.
- Medios alternativos: Se inició el uso de los protectores de pantalla y papel tapiz con mensajes misionales internos.

Indicadores



ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Explorando información

Lunes
2 de mayo de 2011

Sobre el uso de las cafeterías:

- Las cafeterías del **segundo y tercer piso** son solo para el consumo de bebidas y snacks. **Evita que no debes calentar y consumir tu almuerzo en estos locales**, para ello está habilitada la cafetería del cuarto piso.
- En tu puesto de trabajo no debes consumir bebidas, ni alimentos.

En la cafetería del cuarto piso:

¿Cómo calentar los alimentos microondas?
 • Solo se debe calentar un almuerzo a la vez.
 • El tiempo máximo de calentamiento de los alimentos es de 2 minutos.
 • Se pueden calentar los alimentos, 20 veces seguidas y se debe dejar "descansar" el horno por 10 minutos.

Deposita tu dependencia en las casetas respectivas. No digas en las mesas, vasos, servilletas y envolturas.

Tú eres ANH. Dale un uso inteligente a nuestros bienes

3. PROCESOS Y CONTENIDOS

Tácticas:

- Se realizó una campaña interna para la elección de representantes de empleados ante el Comité de convivencia laboral. En los mensajes se trabajó reconocimiento a la labor de las secretarías en su día y a las mujeres y madres que laboran en la ANH. Se recalcó la importancia de principios y valores ANH con un protector de pantalla que incluye fotografía de empleados. (Se rotarán las imágenes).

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Jueves 28 de abril:
Día de elecciones en la ANH

Elección de representantes de los empleados ante el Comité de convivencia laboral. Invitamos a votar por los siguientes candidatos a los servidores de planta (carrera, provisionales y libre nombramiento y remoción)

Candidatos

Carlos Alberto Rey González Subdirección Técnica	Marlen Correa Romero Subdirección Técnica	Oscar Orlando Quirós Subdirección Técnica
Rodrigo Alatorre Betanc Comunicación	Carlos José Flores de la Cruz Financiera y Operativa	

Te esperamos este jueves en la sala Chocó, tercer piso de 8:00 a.m. a 5:00 p.m. Jornada continua

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Feliz Día para nuestras secretarías

Gracias por su valiosa labor

Maria Stella Surmiento Ruiz, de la Oficina Asesora Jurídica; Luz Adriana Ospina, de la Dirección General; Lisa Pardo Rodríguez de la Subdirección Administrativa y Financiera recibieron hoy de la ANH un detalle para celebrar su Día.

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Feliz día de la Madre
Te desea la ANH

ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

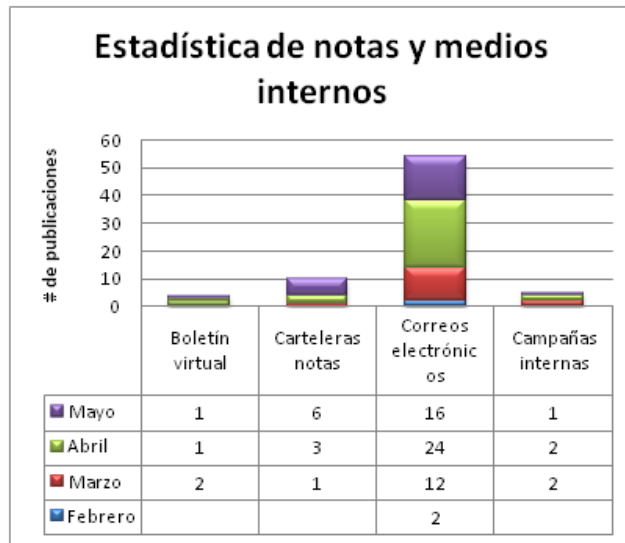
Nuestros Valores

- Honestidad y ética
- Respeto y tolerancia
- Compromiso y lealtad
- Adaptación a los cambios
- Trabajo en equipo
- Imparcialidad y equidad
- Responsabilidad social y ambiental
- Oportunidad y calidad en el servicio
- Disposición al control ciudadano
- Competividad y pro actividad

- Campañas de cultura interna: Continuamos con mensajes de consolidación de cultura interna con temas de interés general e individual con recursos Humanos (Bienestar (Torneo de tenis) (Temas de riesgo psicosocial) también con temas de convivencia como el ahorro de papel, agua y recomendaciones en el uso de los recursos de Nuestra sede.

4. MEDICION Y FEEDBACK

- Medición: De febrero a mayo 31 se han publicado 4 boletines virtuales; 10 notas en carteleras; 54 correos electrónicos y 5 campañas internas.



- Feedback: hemos impulsado la participación de los empleados (Comunicación en doble vía) con temas de interés común a través de herramientas virtuales como el Foro y la Encuesta.

Temas tratados: Los empleados sugirieron temas para los medios de comunicación interna y para las reuniones del Director; también enviaron artículos que serán publicados próximamente; uso del gimnasio; test de actualidad interna (Se rifaron boletas de la Feria del libro)



5. POSICIONAMIENTO DE MARCA INTERNA

- Se cambió el diseño de plantillas de medios como el boletín y los mensajes de cartelera, dándole más fuerza al logo ANH y buscando ser más agradables visualmente.
- **Tú eres ANH.....** Con esta frase que va en los contenidos de los diferentes mensajes buscamos que los empleados tengan más pertenencia con la entidad y se comprometían más con temas de cultura interna.



3.2. Comunicaciones externas

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

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

PROCESO DE RELACIONES EXTERNAS

Durante el año 2010-2011 el Grupo de Comunidades y Medio Ambiente, apoyó la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos a nivel nacional liderada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, dando lineamientos y llevando a cabo acciones concretas que buscaban la conservación ambiental, el desarrollo sostenible, la protección y fortalecimiento de las comunidades y etnias de Colombia, y la viabilidad de las operaciones petroleras, asegurando el desarrollo armónico del sector nacional de hidrocarburos, de la mano de las instituciones gubernamentales y nacionales que tienen injerencia en el tema.

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

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

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

Para contribuir con el mejoramiento de las condiciones de seguridad física en las actividades propias del sector de hidrocarburos, se llevó a cabo la consolidación de los estudios regionales de riesgos sociopolíticos y de seguridad, identificando la capacidad de amenazas en las diferentes zonas del país y las formas de minimización de los riesgos a través del fortalecimiento en la relación con las comunidades, por medio de un sistema que monitorea dichas condiciones en nueve regiones estratégicas para el sector de hidrocarburos en todo el territorio nacional.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo por el área en el periodo 2010-2011, 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 ANH con los diferentes operadores presentes en el territorio nacional.
- Seguimiento y acompañamiento en la planificación y ejecución de los aspectos socio-ambientales en el marco de los Proyectos Directos que adelanta la ANH, con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

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

1.1 Comunidades

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

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

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

representativas de las comunidades, en relación con los proyectos de hidrocarburos de interés de la ANH.

A partir de este esfuerzo, se terminó un Convenio con el MIJ en el 30 de noviembre de 2010 y se suscribió un nuevo Convenio en el primer trimestre de 2011, mediante el cual se ha venido fortaleciendo el Grupo de Consulta Previa del MIJ, y se ha garantizado el derecho fundamental de las comunidades étnicas a la consulta previa, en el marco de los proyectos hidrocarburíferos.

Con el mismo objetivo de fortalecer el relacionamiento con los grupos étnicos, se continuó el desarrollo de la Segunda Fase del Programa *“Fortalecimiento de la capacidad de interlocución entre Estado, grupos étnicos y demás comunidades existentes en nuestro país”* a través de un convenio con la Procuraduría General de la Nación, ECOPETROL S.A. y la FEN, proyecto que inicio actividades durante el 2008.

Durante la vigencia 2010 se adelantaron cinco (5) talleres de formación con las comunidades y etnias locales en áreas de interés del sector de hidrocarburos en las ciudades de Puerto Carreño (Vichada), Barrancabermeja (Santander), Yopal (Casanare), Leticia (Amazonas) y Tumaco (Nariño). Durante el 2011 se realizaron dos (2) talleres en Guapi (Cauca) y Bogotá D.C. En el marco de estos talleres se capacitaron 467 líderes de comunidades étnicas y funcionarios locales y regionales. Se elaboraron siete (7) Agendas Locales con las problemáticas y necesidades identificadas por las comunidades participantes.

A su vez, se realizaron las siguientes actividades:

- Difusión y Comunicación: se elaboraron una serie de programas y boletines sobre el desarrollo del Programa. Se fortaleció la página Web del Programa al interior del dominio de la PGN.
- Se realizaron dos talleres de información de resultados con las compañías del sector.
- Seguimiento Nacional: Se realizaron dos reuniones con entidades públicas nacionales concernidas en las diferentes problemáticas detectadas en los talleres regionales y locales, donde se informó acerca del avance del programa y la necesidad de implementar acciones para garantizar los derechos de los grupos étnicos y comunidades en general. La primera de estas reuniones estuvo presidida por el Procurador General de la Nación, teniendo así mismo la participación de Ministros, Viceministros y Directores de entidades públicas nacionales; la segunda reunión tuvo la participación de los encargados técnicos de la materia de cada uno de los ministerios que participaron en la primera, estableciendo acciones a adelantar para el logro de los objetivos.

- Seguimiento Regional: A partir de los talleres locales se elaboraron por parte del consultor regional diez (10) planes de acción de seguimiento con la efectiva participación de las comunidades visitadas, bajo la coordinación del Grupo de Asuntos Étnicos de la Procuraduría Delegada para la Prevención en materia de DD.HH. y Asuntos Étnicos; actualmente dichos planes de acción son objeto de seguimiento por parte del consultor y la PGN.
- Los Planes de Acción se han implementado en todos y cada uno de los lugares donde se han llevado a cabo los talleres de formación, a excepción de Guapí (Cauca), y en los cuales, a partir de la cartografía social, se han detectado y priorizado problemáticas que afectan a las comunidades y en las cuales la PGN, a través del Grupo de Asuntos Étnicos, ha implementado acciones de carácter preventiva tendientes a solucionarlas ó en su defecto mitigarlas.

Cómo parte del compromiso que tiene la ANH de ejecutar los proyectos y contratos hidrocarburíferos en el marco de los estándares socio-culturales que establece la Ley en todo el territorio nacional, en el año 2009 se celebró un convenio interadministrativo con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi –IGAC– y el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH–, el cual terminó en el mes de noviembre de 2010. A partir de la ejecución de dicho Convenio, se desarrollo un sistema de registro y consulta, mediante la sistematización y georeferenciación sobre cartografía a escala 1:100.000 de los principales sitios, colecciones arqueológicas y Áreas Arqueológicas Protegidas de Colombia, y se implementó una capa con dicha información en el Sistema de Consulta de Áreas de Reglamentación Especial, administrado por el IGAC.

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

Por otra parte, en conjunto con el Ministerio del Interior y de Justicia, la ANH adelantó un proyecto para poder desarrollar una Política Pública de los Pueblos Indígenas de la Amazonía colombiana, el cual culminó satisfactoriamente en el mes de abril de 2011. Como resultado de dicho esfuerzo se obtuvo un borrador de documento CONPES, elaborado de manera participativa, con todos los pueglos indígenas de los departamentos de Putumayo, Amazonas, Caquetá, Guainía, Guaviare y Vaupés. Este documento ayudará como insumo para la enunciación de una política pública integral para los pueblos indígenas de la amazonia colombiana y que permitirá establecer unos lineamientos concretos para el desarrollo de las actividades del sector de hidrocarburos bajo el marco del respeto, la concertación y la interlocución con las comunidades que habitan en los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y producción.

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

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

1.2 Medio Ambiente

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

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

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

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

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

Los proyectos que se han venido ejecutando durante el año 2010 y 2011 son los siguientes:

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

- e) Se esta adelantando un equipo para la evaluación expost de los procesos de licenciamiento ambiental que se han ejecutado en el departamento del Casanare en el sector de hidrocarburos.

En el primer semestre del año 2010 la ANH suscribió el convenio 01 de 2010 con el Ministerio de Minas y Energía con el objeto de, bajo su coordinación y con la colaboración operativa de FONADE (a través del Convenio 210010), adelantar el diseño y ejecución de la estrategia para la gestión nacional e internacional de la agenda ambiental del sector minero energético.

Como resultado se obtuvieron los siguientes productos: i) agendas ambientales (interministerial y sectoriales); ii) talleres de capacitación de las agendas; y iii) estrategias para resolución de pasivos ambientales del sector de hidrocarburos. El Convenio termirminó actividades en el mes de abril de 2011.

El primer semestre de 2011 se suscribió el Convenio 03 de 2011 entre la ANH y el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial –MAVDT con el objeto de aunar esfuerzos técnicos, financieros, administrativos y legales para llevar a cabo acciones de fortalecimiento institucional para el desarrollo sostenible del sector hidrocarburos, traducidos en el establecimiento de dos equipos interdisciplinarios: i) de soporte proceso de evaluación y seguimiento ambiental de proyectos del sector hidrocarburos; y ii) de soporte para evaluar el estado ambiental y social de las áreas de E&P devueltas o en proceso de devolución, y atender solicitudes de las comunidades del área de influencia del sector.

El convenio se encuentra en ejecución normal, habiéndose contratado todos los profesionales de los dos equipos interdisciplinarios.

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

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

A través del equipo de profesionales del Grupo de Comunidades y Medio Ambiente y el apoyo de la Auditoría en HSE, se realizó el seguimiento en temas de Salud Ocupacional, Seguridad Industrial y Medio Ambiente a los compromisos suscritos en las minutas de los Contratos E&P, TEAs y Convenios por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos. A su vez se acompañó y se realizó el seguimiento a los Proyectos Directos de la ANH.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos hidrocarburíferos en materia de HSE.
- Se elaboró una Hoja de Vida por cada contrato, la cual incluye el desarrollo de actividades y compromisos en materia de HSE.
- Se elaboraron 44 informes semanales de seguimiento a estos contratos.
- Se elaboraron 21 informes mensuales consolidados del estado mensual de los contratos.
- Se proyectaron los conceptos frente al cumplimiento de dichos compromisos de HSE por parte de los contratistas y operadores.
- 82 visitas HS y 7 visitas Ambientales de verificación en campo a los proyectos que lo requerían entre Junio de 2010 y Junio de 2011.

En total se realizó el seguimiento a 300 Contratos E&P, 89 TEAs, 16 Convenios E&P y 47 Convenios en Explotación, suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas que operan en el territorio nacional. Adicionalmente se realizó el seguimiento a 8 proyectos directos que desarrolla la ANH con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

2.2 Seguimiento a los compromisos Sociales

A través del equipo de profesionales del Grupo de Comunidades y Medio Ambiente y el apoyo de la Auditoría Social, se realizó el seguimiento en temas de comunidades, Consulta Previa y la inversión social del sector a los compromisos suscritos en las minutas de los Contratos E&P, TEA's, Convenios en Producción, Convenios en Exploración por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos. A su vez se acompañó y se realizó el seguimiento a los Proyectos Directos de la ANH durante el segundo semestre del 2010.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Actualización de la línea base en materia Social. para los diferentes tipos de contratos E&P, TEAs y Convenios.
- Elaboración de 48 informes semanales de seguimiento a los contratos E&P, TEAs y Convenios.
- Elaboración de 11 informes mensuales en los cuales se reporta el estado de los contratos.

- Actualización de la matriz de las líneas generales de inversión social para el Programa en Beneficio de las Comunidades propuestas por la industria del sector hidrocarburos (Contratos y convenios en exploración y producción).
- Elaboración de matriz sobre la información de comunidades reportada en el Informe Ejecutivo Semestral II, correspondiente al segundo semestre del 2010.
- Elaboración de matriz e informes para el seguimiento del cumplimiento de la circular 04 de 2010.
- Proyección de antecedentes para los diferentes contratos que han tenido inconvenientes de tipo social en el desarrollo de las actividades de Exploración y producción.
- Elaboración de la matriz de seguimiento a los derechos de petición interpuestos por las instituciones, autoridades locas y comunidad en general.
- Elaboración y actualización del cumplimiento contractual por parte de las compañía con los términos y condiciones para el desarrollo del Programa en Beneficio de las Comunidades del área de influencia de los proyectos.
- Se realizó el análisis de tiempos y la línea base de consulta previa.
- Análisis sobre los contratos con inconvenientes por orden público.
- 10 visitas de verificación en campo a los proyectos que lo han requerido.

En total se realizó el seguimiento a 452 Contratos suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas, distribuidos de la siguiente manera 300 contratos E&P, 89 TEAs, 47 Convenios en Producción y 16 en Exploración y 44 renunciado, Adicionalmente en el segundo semestre del 2010 se realizó el apoyo social a 8 proyectos directos que desarrolla la ANH.

PROCESOS MISIONALES

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

Dentro de las funciones de la ANH asignadas por el decreto 1760 de 2003 se encuentra 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 estas disposiciones fue elaborado un plan de adquisición de información con el fin de incrementar en el conocimiento geológico y geofísico del país. El plan ha sido adelantado mediante la contratación de estudios técnicos que han contribuido decididamente a replantear paradigmas exploratorios, incrementando el conocimiento en cuencas emergentes y frontera y ayudando a tomar decisiones estratégicas y alineadas con la realidad del sector.

Instituciones académicas nacionales e internacionales y firmas consultoras han apoyado la labor de la ANH, elaborando los 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.

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

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

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

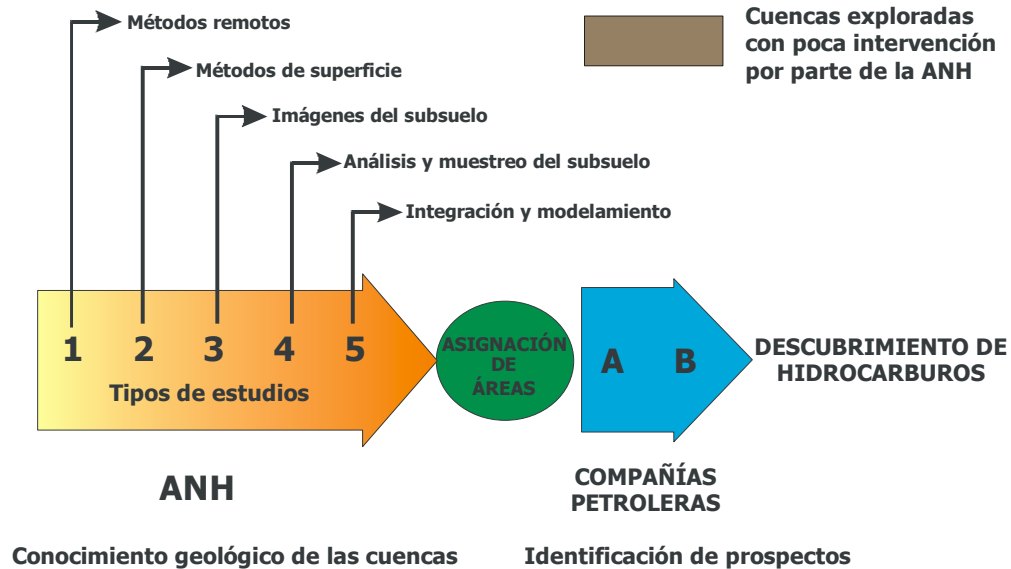


Figura 2. Gráfico que ilustra los diferentes tipos de estudios que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país.

Los estudios para adquirir información técnica han sido divididos en cinco áreas principales:

- 1. Métodos remotos:** aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con el objeto a estudiar, en este caso con la superficie terrestre o la superficie en el fondo del océano. Incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), adquisición e interpretación de imágenes satelitales ópticas (satélite y radar), fotografías aéreas y batimetría en regiones costa-afuera.
- 2. Métodos de superficie:** aquellos estudios que se realizan directamente sobre el terreno (cartografía geológica, columnas estratigráficas, transectas geológicas) o sobre el fondo marino. Incluyen además los diferentes tipos de análisis de las muestras obtenidas en estos estudios: geoquímica de rocas y crudos, bioestratigrafía, petrografía, petrofísica, historia térmica (AFTA), estratigrafía de isótopos estables y estudios radiogénicos, entre otros.
- 3. Métodos de visualización indirecta del subsuelo:** incluye los estudios que se realizan sobre la superficie terrestre o en el océano con el fin de obtener imágenes del subsuelo sin que exista contacto directo con este. Ej: Adquisición y procesamiento de sísmica 2D y 3D (*on-shore* y *off-shore*), reprocesamiento sísmico, magnetotelúrica, gravimetría y magnetometría en superficie.

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

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

Los proyectos contratados y que se encuentran en ejecución en el período 2010-2011 en cada uno de los programas fueron:

MÉTODOS REMOTOS		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
ANH-02-IP-2011	Identificar áreas prospectivas de hidrocarburos a partir de la definición de rasgos geológicos y de anomalías geoquímicas y geobotánicas (asociadas a la presencia de hidrocarburos) con base en el uso e interpretación de imágenes de sensores remotos y validación de resultados a través de muestreos en campo, sobre un sector perteneciente a las Cuencas Vaupés – Amazonas y Caguán – Putumayo	En trámite de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Estructurar e implementar un Centro de Procesamiento y Análisis de Información de aerogravimetría y aeromagnetometría para la ANH.	En estructuración de pliegos y en espera de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Operación y mantenimiento de la solución integral aerotransportada para la captura de datos aerogeofísicos y de percepción remota	En proceso de adquisición y montaje de la solución aerotransportada.

MÉTODOS DE SUPERFICIE		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
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 rípos de tres pozos perforados en el área, análisis de líneas sísmicas y análisis de muestras de superficie y del subsuelo para estudios bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos	Se ha realizado la cartografía geológica con control de campo de 3.920 km ² . Se ha realizado el levantamiento de 568 m. de columnas estratigráficas y la recolección de aproximadamente 900 muestras para los diferentes análisis bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos
GEOLOGÍA REGIONAL PROSPECCIÓN (GRP)	Y Adelantar la cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409 localizadas en la cuenca Tumaco, así como el inherente levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos	Se ha realizado la cartografía geológica con control de campo de 2.840 km ² . Se ha realizado el levantamiento de 922 m. de columnas estratigráficas y la recolección de aproximadamente 300 muestras para los diferentes análisis bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos
ANH-03-IP-2011	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	En trámite de aprobación de Vigencias Futuras
ANH-04-IP-2011	cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 393, 394, 417, 418, 436, 437, 454, 455, 456, 471, 472 y 473 localizadas en las cuencas Caguán-Putumayo y Vaupés-Amazonas, así como el levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos	En trámite de aprobación de Vigencias Futuras

VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
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 han desarrollado actividades informativas, de socialización y capacitación a los representantes de las comunidades agrupadas en las organizaciones étnico-territoriales (indígenas y afrodescendientes), las cuales han permitido generar condiciones favorables para el futuro desarrollo de los procesos de preconsulta y de las etapas de la consulta previa.
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Caracterización de los componentes ambientales y levantamiento de la línea base de biodiversidad y la elaboración del Plan de Manejo Ambiental en el área de influencia de las líneas sísmicas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte (PIISCO Ambiental).	La UNAL adelantó la revisión de la Línea Base de Biodiversidad, el Sistema de Información Geográfica Ambiental y el Plan de Manejo Ambiental Genérico, para obtener la información que será incluida en el Libro sobre la Biodiversidad del Chocó y el Plan de Manejo Ambiental Final y dio inicio a la elaboración de los planes de manejo específicos a las tres líneas sísmicas a consultar inicialmente.
PETROSEIS	Reprocesamiento e interpretación de cuatro programas sísmicos 2D adquiridos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos.	Se avanza en el proceso de migración post apilado y el procesamiento de las ondas S de algunos de los programas sísmicos
UT PERFORACIONES 2010	Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, para el programa sísmico en la cuenca Cauca-Patía 2D/09	En suscripción de acta de inicio
UT PERFORACIONES 2010	Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica para el programa sísmico Línea Transandina 4B 2D/2009	En suscripción de acta de inicio
ANH-05-IP-2011	Adquisición, procesamiento e interpretación de 4007 KM de Sísmica 2D en las Cuencas Oceánicas Colombianas del Caribe (2123 KM) y del Pacífico (1884KM)	Avanza según cronograma de invitación pública
ANH	Adquisición, procesamiento e interpretación de 1050 Km Sísmica 2D Régimen Común Con Jamaica	En espera de aprobación de Vigencias Futuras y trámite con Jamaica
ANH	Adquisición, procesamiento e interpretación de Sísmica 2D en Montes de María	Avanza según cronograma contractual
ANH	Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, para el programa sísmico en la cuenca Cauca-Patía Sur	En espera de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Adquisición, procesamiento e interpretación sísmica, para el programa sísmico en la cuenca Caguán-Putumayo	En espera de aprobación de Vigencias Futuras

MUESTREO DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER DE	Realizar la perforación de pozos someros estrechos (Tipo <i>Slim Hole</i>) en la Cuenca Cauca-Patía con recuperación de 5160m de núcleos y toma de registros de pozo de conformidad a las coordenadas presentadas en el anexo el cual forma parte integral del contrato.	Han sido perforados 4 pozos (aproximadamente 2000 metros) obteniendo muestras que actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas.
UNIVERSIDAD CALDAS DE	Estudio integrado de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros (<i>Slim Hole</i>) perforados por la ANH.	La Universidad de Caldas se encuentra describiendo los núcleos producto de la campaña de perforación de <i>Slim Hole</i> sobre la Línea Sísmica Transandina, los <i>Slim Hole</i> en la Cuenca Cauca-Patía, el <i>Slim Hole</i> del Chocó, el <i>Slim Hole</i> de Tumaco, poco profundos en la cuenca cordillera y el pozo estratigráfico del Chocó. Se han descrito 12000 metros de núcleos y se han tomado 3780 muestras para análisis.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER DE	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Ríosucio, Cuenca Chocó, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	La información está disponible en la página web de la ANH para consulta de inversionistas y académicos. Finalizado en proceso de liquidación
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER DE	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Buenaventura, Cuenca Tumaco, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	y la información está disponible en la página web de la ANH para consulta de inversionistas y académicos. Finalizado en proceso de liquidación
WEATHERFORD/HGA LTDA.	Prestación de los servicios técnicos para la perforación de un pozo angosto, somero y corazonado (tipo <i>Slim hole</i>), en Nóvita Condoto, en la Cuenca Chocó, con profundidad final programada de 1000m (3281 pies), con toma de registros de pozo y de núcleos de roca e interventoría.	Se perforaron 512 metros obteniendo muestras que actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas. El informe fue entregado a la ANH y la información está disponible en la página web de la ANH para consulta de inversionistas y académicos. Liquidado octubre 2010.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER DE	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.	En obras civiles para la perforación del pozo.
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL SANTANDER DE	Perforación del pozo estratigráfico ANH-PATÍA-1-ST-P con adquisición de: núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos si los hubiere y toma de registros de pozo.	En obras civiles para la perforación del pozo.
GPC DRILLING S.A. (FONADE)	Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca chocó (Colombia), con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros.	Se perforaron 10.000 pies obteniendo muestras que actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas. El informe fue entregado a la ANH y la información está disponible en la página web de la ANH para consulta de inversionistas y académicos

MUESTREO DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
Consortio Tumaco (FONADE) TMG	Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca Tumaco (Colombia), con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros.	Se han perforado 5567 pies y avanza la perforación y la toma de muestras, núcleos y registros según cronograma.
Universidad EAFIT	Perforación de pozos exploratorios para adelantar la valoración del potencial de Gas Metano Asociado al Carbón ("CBM") en las formaciones Amagá (Antioquia) y Guaduas (Boyacá y Cundinamarca).	Se culminó la perforación en los pozos El Cinco-01a y b, Venecia-01 sector de la cuenca Amagá. Se empezó el pozo Damasco-01, por problemas geológico-geotécnicos se decidió relocalizar el pozo. En la formación Guaduas, se empezó la perforación del pozo Guatavita-1.
ANH	Perforación de Pozo Riosucio Chocó	En elaboración de términos y en espera de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Perforación de pozos en Caguán-Putumayo, Vaupés-Amazonas y Pz de los Llanos	En reconocimiento en campo, en elaboración de términos y en espera de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Estudio integrado de los núcleos obtenidos de los pozos perforados por la ANH y de las muestras de pozo (núcleos y ripios) disponibles en la Litoteca Nacional localizados en zonas de interés para la ANH	En elaboración de términos y en espera de aprobación de Vigencias Futuras

ESTUDIOS VARIOS		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
Lithosfera Ltda	Actualización del mapa de anomalías de Bouguer y de intensidad magnética total.	Los productos finales del contrato se encuentran en el EPIS y disponible para la academia y la industria en la página web de la ANH.
RA Geología EU	Actualización de la base de datos geoquímica del País con el fin de diagramar, editar, y publicar la segunda versión del Atlas Geoquímico de Colombia en la Revista Earth Sciences Research Journal de la Universidad Nacional de Colombia.	Se realizó la compilación de la información geoquímica adquirida 2004-2009 y se actualizó el Atlas. Está disponible en la página WEB de la ANH.
Universidad EAFIT	Compilar, analizar e integrar la información geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias de Colombia (sensu ANH, 2007) que conlleven a editar y publicar el libro Petroleum Geology of Colombia.	La Universidad presentó el avance en el desarrollo de la consulta geográfica vía web sobre el banco de datos del proyecto PGC. Ha adelantado 8 talleres con los expertos por cuencas, se está haciendo énfasis en estratigrafía, sistemas petrolíferos, geometría y geología estructural de las cuencas. Se encuentran en construcción y alimentación de la base de datos.
Universidad Nacional de Colombia	Evaluación del potencial hidrocarburífero recuperable de campos no descubiertos (yet-to-find hydrocarbons") en las cuencas colombianas	Se ha adelantado en la prospectividad de Shale Gas, CBM e hidratos de gas.

ESTUDIOS VARIOS		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
COLCIENCIAS	Aunar esfuerzos con el fin de desarrollar los programas y proyectos para el fortalecimiento de la investigación en áreas de ciencia de la tierra	Se ha avanzado satisfactoriamente en el desarrollo del convenio. Se adelanto en noviembre de 2010 el primer taller de integración de la Red Nacional de Laboratorios de Geociencias y se tiene programado el segundo taller para Junio de 2011.
ANH	Evaluación del potencial de los hidrocarburos no convencionales presentes en las rocas lutíticas ("shale-gas" y "shale-oil") de las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera Oriental, Colombia.	En estudios previos, preparación de términos y en espera de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Adelantar la identificación, inventario, muestreo y caracterización geoquímica de los rezumaderos de hidrocarburos de Colombia.	En preparación de términos y en espera de aprobación de Vigencias Futuras
ANH	Evaluación del potencial de hidratos de gas en la costa Caribe y pacífico	En espera de aprobación de Vigencias Futuras

SOPORTE OPERACIONES ANH		
CONTRATISTA	PROYECTO	ESTADO
AGENCIA LOGISTICA DE LAS FUERZAS MILITARES	Convenio para adelantar las gestiones administrativas, financieras y contractuales para llevar a cabo la adquisición y suministro en su totalidad de los bienes y servicios acordados en el plan de inversión con el fin de desarrollar actividades de actividad sísmica del proyecto PIISCO.	Se encuentran realizando varios procesos de contratación de los elementos necesarios para adelantar la adquisición sísmica.

1. Métodos remotos

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

Por otro parte, para la vigencia 2010 se proyectó la adquisición de información de una zona comprendida en las cuencas Vaupés - Amazonas y Caguán - Putumayo, para lo cual se adelantó la Invitación pública ANH-03-IP-2010, la cual fue terminada anticipadamente debido a ajustes que debieron realizarse,

específicamente en asuntos relacionados con las condiciones de experiencia y con la capacidad financiera exigida. Una vez ajustados los términos se dio apertura al proceso de Invitación Pública ANH-05-IP-2010, el cual fue declarado desierto a pesar de que se presentaron tres oferentes, que no cumplieron con la totalidad de los requisitos habilitantes. En la vigencia 2011 se dio apertura al proceso de Invitación Pública ANH-02-IP-2010 que avanza según cronograma.

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

Por lo tanto y con el fin de avanzar en el desarrollo del Programa Satelital Colombiano las entidades que componen esta comisión se encuentran trabajando en la formulación de propuestas para la Vicepresidencia de la República con el fin de crear una entidad que cuente con los mecanismos administrativos y financieros que permitan la ejecución y contratación autónoma de proyectos en el marco del Programa Satelital Colombiano de Observación de la Tierra. Para los años 2010 y 2011 la ANH reconocida como miembro activo ha participado en los grupos de Observación de la Tierra e Infraestructura Colombiana de Datos Espaciales, ICDE mediante el Acuerdo 10 del 23 de julio de 2008 de la Comisión Colombiana del Espacio.

2. Métodos de superficie

Gran parte de las áreas sedimentarias de Colombia no poseen cartografía geológica con soporte de campo, dado que se encuentran en regiones que tienen dificultades de acceso y pocos afloramientos, como es el caso, de las Cuencas de Caguán-Putumayo, Chocó y Tumaco. Por esta razón se requieren 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, es una de las que menor información de campo posee, y que podría tener potencial hidrocarburífero 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 Universidad de Caldas se encuentra ejecutando la cartografía geológica escala 1:100.000 de las planchas 361 BIS, 383, 384, 407 y 408 en esta área de interés para el País. Adicionalmente, a través de un contrato de consultoría, se adelanta la cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409. Ambos trabajos contienen dentro de sus actividades el levantamiento de secciones estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos lo que permitirá contribuir enormemente al conocimiento de la estratigrafía y el sistema petrolífero de la cuenca. Adicionalmente la entidad tiene programado completar las planchas 1:100.000 del area mediante el proceso de Invitación ANH-03-IP-2011 que está en curso en espera de aprobación de vigencias futuras.

Adicionalmente se iniciará con la cartografía geológica escala 1:100.000 en la Cuenca Caguán-Putumayo, otra cuenca frontera y con escasa información cartográfica, proceso que se adelantará mediante el desarrollo de la Invitación ANH-04-IP-2011 que se encuentra curso en espera de aprobación de vigencias futuras.

3. Visualización

La adquisición y el procesamiento de datos sísmicos por parte de la ANH se basan en conceptos regionales que facilitan la definición de la geometría del basamento, el establecimiento de marcadores para apoyar la estratigrafía sísmica y el traslado de conceptos exploratorios entre diferentes cuencas. Estas ideas sustentan la adquisición de todos los programas sísmicos que ha adelantado la ANH. Para alcanzar este objetivo se llevo a cabo en el 2010 la contratación para completar el proceso y la interpretación de algunos de los programas adquiridos en las vigencias anteriores que no se habían llevado a cabo en su momento y que representan información adicional importante para obtener mayor conocimiento de las cuencas.

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

A través de FONADE, se están desarrollando dos proyectos con el objeto de adquirir información sísmica en la Cuenca Cauca-Patía y dar continuidad a la Sísmica Regional Transandina. Adicionalmente se tienen programados programas de adquisición sísmica en los Montes de María, la cuenca Caguán-Putumayo y la Cuenca Cauca-Patía en el sector Sur. Estos programas buscan

establecer modelos regionales de las cuencas, evidenciar nuevos conceptos exploratorios y brindar información sobre la estratigrafía y los estilos estructurales que permitan la identificación de trampas y sellos de hidrocarburos para validar los modelos geofísicos anteriormente planteados.

4. Muestreo del subsuelo

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 las 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.

Los métodos de muestreo del subsuelo incluyen los estudios que permiten obtener testigos de roca del subsuelo con el fin de conocer sus características físicas, químicas, paleontológicas y cronológicas. 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.

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), Tumaco, Cauca-Patía Caguán-Putumayo, Vaupés-Amazonas y Paleozoico de los Llanos Orientales que permitirán la caracterización de los componentes del sistema petrolífero.

Los estudios que se adelantan en los núcleos y muestras permiten determinar la calidad de las posibles rocas generadoras, sellos y reservorios de hidrocarburos, así como obtener elementos de juicio para datar y correlacionar las unidades con otras áreas e identificar hiatos en el registro geológico mediante el desarrollo de cuatro fases: descripción y toma de muestras, tratamiento de laboratorio, análisis e interpretación de la información e integración e interpretación de los resultados. La información obtenida de estos pozos se convertirá en sección de referencia para futuros proyectos exploratorios. Adicionalmente, la información litológica, petrográfica y petrofísica permitirá establecer niveles guía útiles en la interpretación de las secciones sísmicas ya que con ellos se pueden identificar “facies sísmicas” que ayudarán a mejorar los modelos estructurales de las cuencas en las cuales se perforen estos pozos.

También, la perforación de pozos es una herramienta útil cuando se pretende realizar la caracterización y evaluación de recursos no convencionales como el gas metano asociado al carbón, recursos que cada vez cobran mayor

importancia en el País, razón por la cual se ha iniciado su valoración técnica en la cuenca Amagá y la formación Guaduas (Boyacá-Cundinamarca) mediante un convenio con la Universidad EAFIT.

5. Estudios integrados

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

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

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

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 DeLittle, 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. 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 los cuales se incluyen petróleos o aceites livianos y pesados, gases asociados a petróleos convencionales e hidrocarburos no convencionales, utilizando metodologías comparativas que faciliten el seguimiento y revisión de los valores con el fin de refinar el modelo de prospectividad del País.

Actualmente, se está estructurando la caracterización y evaluación técnica de Shale Gas en las cuencas Valle Medio del Magdalena y Cordillera y de Hidratos de Gas en el Caribe y Pacífico Offshore, proceso que está a la espera de aprobación de vigencias futuras.

Finalmente, la ANH suscribió un convenio de cooperación con Colciencias en el 2009 con el fin de desarrollar programas y proyectos para impulsar la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación y fortalecer áreas de investigación en ciencias de la tierra, cuyo propósito principal es la creación y consolidación de capacidades en aspectos como infraestructura de laboratorios en Universidades y Entidades con funciones afines a las de la ANH que brinden servicios confiables a la ANH y a la industria; permitan el fortalecimiento de programas de pregrado y postgrado y la formación de recurso humano técnico y científico con los más altos estándares requeridos por el sector de hidrocarburos a nivel de maestría y doctorado. El convenio, está orientado a que las Universidades que cuenten con programas en Geociencias fortalezcan sus laboratorios en las áreas de Bioestratigrafía, Cronoestratigrafía, Litoestratigrafía, Cromatografía, Geoquímica del Petróleo y que entidades que desarrollan actividades afines a la ANH (IGAC e INGEOMINAS), puedan continuar con el desarrollo de Programas Estratégicos de Investigación Nuclear y Satelital respectivamente. En este escenario, en el 2009, Colciencias realizó una convocatoria para el fortalecimiento de los laboratorios y la integración de sus participantes en la Red Nacional de Laboratorios y en el transcurso del 2010 y 2011 se adelantó la consolidación institucional de todos los miembros participantes en la adecuación de los laboratorios, 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. El proyecto continúa y sus resultados están siendo puestos a disposición de la industria y la academia en la página web de la ANH.

Contribuciones adicionales en el marco de los proyectos misionales adelantados en el ANH.

TESIS DE MAESTRÍA EN DESARROLLO

- Bioestratigrafía mediante nanofósiles calcáreos para las secuencias neógenas de la bahía de Tumaco (sector Pacífico colombiano). Erika Lorena Bedoya A. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Historia térmica de la cuenca Tumaco con base en termocronología de trazas de fisión y U-TH/HE en Apatito. Implicaciones para la generación de hidrocarburos y evolución tectónica del noroccidente de sur América. Ángel Antonio Barbosa E. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Procedencia de los sedimentos neógenos de la cuenca Tumaco Onshore y Gorgona. Una contribución a la tectónica de antearco del Pacífico sur de Colombia. Jenny García G. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Estratigrafía y análisis de procedencia del intervalo Cretácico tardío - Neógeno en la cuenca Tumaco costa adentro onshore (SW de Colombia) y sus implicaciones en la tectónica. Juan Sebastián Echeverry S. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Paleobatimetría y consideraciones bioestratigráficas de los foraminíferos en los depósitos del neógeno del Valle Inferior del Magdalena (Pozos 16 y 18 de la ANH). Luis Fernando Martínez C. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Estratigrafía secuencial del Cinturón Plegado de San Jacinto (Caribe colombiano) durante el Paleógeno. Sebastián Rosero. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Interpretación estratigráfica de la sub-cuenca San Jorge (Caribe colombiano) a partir del análisis de líneas sísmicas y registros de pozos. Alejandro Arenas. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Estratigrafía y Geoquímica de la cuenca Chocó (Pacífico colombiano) con base en pozos perforados. Lina Clemencia Restrepo. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Estratigrafía de las Unidades Sedimentarias del Paleógeno Superior y Neógeno en La Alta Guajira, Colombia. Vladimir Leonardo Zapata. Universidad Nacional de Colombia.
- Identificación de facies orgánicas en la formación cansona a partir de muestras de afloramiento en la cuenca Sinú-San Jacinto. Sandra Milena Rios Maldonado. UIS.

TESIS DE PREGRADO TERMINADAS

- Mantilla, G; Pérez, E.A. 2010. Estudio y distribución de materia orgánica microscópica-palinofacies en los sedimentos recientes de la bahía de

Tumaco. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.

- Guacaneme, C. 2011. Petrografía y diagénesis del Neógeno de la cuenca San Juan (pozo anh chocó 1 st-s, Pacífico colombiano). Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Duque, A.F; Gallego, N.F; Trejos, R. 2011. Análisis petrográfico y diagenético a partir de núcleos de perforación (pozos tipo slim hole) de las rocas sedimentarias de la cuenca del Valle Inferior del Magdalena (VIM). Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Valencia Ortiz, JA. 2011. Análisis facial y caracterización de ambientes y subambientes de dos pozos estratigráficos de la cuenca Cauca-Patía, región de El Bordo, Cauca. UIS, Escuela de Geología.
- Zamora Guerra, N. 2010. Interpretación de la Sísmica 2D del Pacífico en Cercanías de la Isla Gorgona. Universidad Nacional de Colombia.
- Mojica, L. 2010. Manual para la medición de gas asociado al carbón (GMAC) mediante pruebas de desorción con el equipo canister. UPTC.
- Pedraza, SP. 2010. Determinación e interpretación de las paleogeotermas de la parte central de la Cordillera Oriental (Implicaciones en la calidad del carbón). UPTC.
- Sarmiento-Orjuela, A. 2010. Procesos diagenéticos en la Formación Arenisca Dura del Grupo Guadalupe en el sector de Tausa. Universidad Nacional de Colombia.

TESIS DE PREGRADO EN DESARROLLO

- López, P. A. 2011. Estudio palinológico de los depósitos de la llanura deltaica del río Mira (Pacífico colombiano). Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Ávila, J. 2011. Procedencia e historia de levantamiento de los Conglomerados de Tatamá (Cordillera Occidental colombiana): claves para determinar la separación de las cuencas del Cauca y Pacífico. Universidad de Caldas, Instituto de Investigaciones en Estratigrafía-IIES.
- Sanchez, M. 2011. Caracterización mineralógica, geoquímica y termodinámica de arcillas de la Formación Areniscas de Chiquinquirá (Formación Churuvita) en la región de Ráquira y Villa de Leyva. Universidad Nacional de Colombia.
- Maldonado, D. 2011. Caracterización Petrográfica de las unidades del Cretácico Superior del Area de Sutataus. Universidad Nacional de Colombia.
- Pasto, F. Reconocimiento paleontológico del Paleozoico en cercanías a Manaure y San José de Oriente, Serranía de Perijá, Cesar. Universidad Nacional de Colombia.
- Palmera, T. Estudio de la maduración termal de kerógenos tipo II y III mediante resonancia magnética nuclear (RMN). UIS.

RESUMEN PRESENTADO A GSA ANNUAL MEETING DENVER, EU, 31 OCTOBER – 3 NOVEMBER DE 2010

- The influence of aseismic ridge subduction in the shaping northern South America Pacific Margin: preliminary provenance patterns forearc basin, SW Colombia. GSA Annual Meeting Denver, EU, 31 October – 3 November de 2010. Borrero, C., Cardona, A., Pardo, A., Ibañez, M., Jaramillo, J. M.; Echeverri, S., Rosero, J. S., Jaramillo, M., Cerón, M.R., Gómez, C. (2010).

TRABAJOS PRESENTADO EN LA IX SEMANA TÉCNICA DE GEOLOGÍA E INGENIERÍA GEOLÓGICA, MANIZALES, 2010

- Pardo, A. Borrero, C.; Hincapié, G.; Jaramillo, J.M.; Cardona, A.; Ruiz, E.C.; Alvarán, M. Cerón, R.; Gómez, C. Proyectos Universidad de Caldas-Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH: hacia un conocimiento de la evolución y potencial petrolífero de las cuencas del Occidente colombiano. Manizales, agosto de 2010.
- Rosero S, Restrepo L, García A, Borrero C, Parto A, Carmona J, Jaramillo M, Cerón R, Gomez C. Estratigrafía de las unidades Neógenas del Caribe colombiano a partir del estudio de pozos someros (tipo slim holes) asociados a la Línea Sísmica Regional Transandina (ANH-TR-2006).
- Castaño, S; Castro, C; Pérez, AM. Adecuación y Mejoramiento del laboratorio de geocronología y Geología Regional: Huellas de Fisión.
- Uribe, CA. Adecuación y Mejoramiento del laboratorio de Paleomagnetismo Universidad EAFIT.

TRABAJO PRESENTADO AAPG, LOUISIANA, 2010

- Trans-Andean mega-regional seismic reflection line extending from the Caribbean coast to Cordillera Oriental of Colombia: implications for hydrocarbon exploration. Vargas C.A, Mann, P., Gómez, C., Briceño, LA, Rey C.

TRABAJO PRESENTADO AAPG, CALGARY, 2010

- Coalbed Methane Resources in Colombia, García, M.
- Abstract and Presentation shale gas potential in the eastern cordillera of Colombia, García, M.

ARTÍCULO PUBLICADO EN SCIENCE, 2010

- Effects of Rapid Global Warming at the Paleocene-Eocene Boundary on Neotropical Vegetation. Jaramillo, C. et al.

ARTÍCULO PUBLICADO EN SCIENTIAL CHROMATOGRAPHICA, 2010

- GC-MS: más de un analizador de masas, ¿para qué?. Stashenko, E y Martínez, JR.

TRABAJOS PRESENTADO EN EAGE, VIENA, 2011

- ANH's Approach to Colombian, Unconventional Hydrocarbons Resources. Briceño, LA. 2011.

TRABAJO PRESENTADO PARA REVISIÓN A LA REVISTA JOURNAL OF SOUTH AMERICAN EARTH SCIENCES

- Tectonostratigraphy of the cenozoic Tumaco forearc basin (colombian pacific) and its relationship with northern Andes orogenic build up. Borrero, C. et al (2011).

RESÚMENES QUE ESTÁN SIENDO SOMETIDOS AL XIV CONGRESO LATINOAMERICANO DE GEOLOGÍA Y XIII CONGRESO COLOMBIANO DE GEOLOGÍA.

- García, J. , Cardona, A., Borrero, C., Pardo, A., Echeverri, S., Hincapié, G. Silva, J. C. ; Castillo, H. Petrografía de las areniscas neógenas de la bahía de Tumaco: procedencia e implicaciones tectonoestratigráficas preliminares.
- Echeverri, S.; Borrero, C.; Moreno, M.; Pardo, A., Castillo, H. Nomenclatura estratigráfica para la sucesión neógena expuesta en la bahía de Tumaco (cuenca Tumaco costa adentro, SW de Colombia) - Redefinición y formalización.
- Echeverri, S., Cardona A., Borrero, C., Pardo, A., García, J, Jaramillo, M., Castillo, H. Procedencia de la areniscas oligoceno-plioceno de la cuenca de antearco de Tumaco y su relación con la evolución de la margen pacífica del norte de Suramérica.
- Pardo A, Romero M., Plata A., Ochoa D., Ramirez N., Carvajal F., Sanín D., Borrero C., Gómez C., Castillo H. Palinología del neógeno del pacifico colombiano.
- Barbosa Á., Jaramillo J.M, Borrero C., Pardo A., Silva J.C, Cardona, A, Castillo, H. Termocronología de trazas de fisión y U-Th-He en apatito en la cuenca Tumaco: implicaciones para la generación de hidrocarburos y evolución tectónica del noroccidente de Suramérica.
- Mantilla, G; Pardo, A.; Pérez, E.; Borrero, C.; Silva, J.C.; Castillo, H. Distribución de materia orgánica microscópica (palinofacies) en los sedimentos recientes de la bahía de Tumaco (pacífico colombiano).
- García, J., Cardona, A., Borrero, C., Pardo, A., Ávila, J., Echeverri, S., Hincapié, G. Castillo, H. análisis de procedencia de los conglomerados miocenos de la isla Gorgona: consideraciones tectonoestratigráficas preliminares.

- Murcia, H.F., Borrero, C.A., Jaramillo, M, Pardo, A. Depósitos volcánoclasticos en la cuenca de antearco de Tumaco: evidencia de actividad volcánica en la cordillera occidental de Colombia
- Rosero JS, Borrero C, Pardo A, Silva JC, Flores A, Navarrete R, Cardona A, Restrepo L, Arroyave C, Gómez C. Estratigrafía del sector sur del cinturón plegado de San Jacinto (NW Colombia)
- Rosero JS, Borrero C, Pardo A, Silva JC, Cardona A, Navarrete R, Restrepo L, Arroyave C, Gómez C. Estratigrafía del neógeno de la subcuenca San Jorge (Caribe colombiano) a partir del estudio de pozos someros.
- Flores A, Mejía A, Pardo A, Sierro F, Borrero C, Rosero JS, Restrepo L, Arroyave C, Gómez C. Análisis bioestratigráfico y paleoambiental a partir de las asociaciones de nanofósiles calcáreos del Oligoceno tardío-mioceno temprano del Caribe colombiano.
- Restrepo L, Rosero JS, Arroyave C, Borrero C, Pardo A, Silva JC, Gómez C. Estratigrafía del pozo CHOCO-1-ST-S: Neógeno de la cuenca Chocó (Pacífico Colombiano)
- Martinez LF, Navarrete RE, Pardo A, Gómez C. Aproximación a una reconstrucción paleobatimétrica mediante foraminíferos bentónicos del intervalo Oligoceno Superior-Mioceno Inferior (sector SW del Valle Inferior del Magdalena, Colombia).
- Guacaneme C, Guzman C, Pardo A, Borrero C, Cardona A, Silva JC, Gomez C. Petrología y diagénesis de los depósitos neógenos del sector N del Pacífico Colombiano (Pozo ANH CHOCÓ 1 ST-S, Sub-cuenca San Juan)
- Pardo A, Avila, J, Cardona A, Borrero C, Barbosa A, Silva JC, Gomez C. Procedencia e historia de levantamiento de los conglomerados de Tatama (Cordillera Occidental Colombiana): claves para determinar la separación de las cuencas del Cauca y Pacífico.

TRABAJOS ACEPTADOS PARA PRESENTAR EN EL WORL PETROLEUM CONGRES, QATAR, 2011

- Aguilera, R; Sotelo, V; Burgos, C; Arce, C; Gomez, C; Mojica, J; Castillo, H; Jimenez, D; Osorno, J. Organic Geochemistry Atlas of Colombia: an exploration tool for mature and frontier basins.
- Cuartas, C; Arce, C; Gomez, C; Bermudez, H; Mojica, J; Briceño, L; Peñafort, C. Exploring frontier basins to understand the Colombian Pacific Petroleum Systems.

Portafolio de opciones exploratorias

Las opciones exploratorias corresponden a las áreas con la denominación de “reservadas” del mapa de tierras que se encuentran sujetas a los procesos competitivos de la ANH.

TIERRAS_ID	BLOQUE	CUENCA	AREA_Ha
3001	CAT 1	CAT	215785,4096
3006	COR 16	COR	285529,5295
3021	CPO 15	LLA	77079,4563
3030	GUA 1	GUA	106265,062
3031	GUA 2	GUA	125807,5775
3032	GUA 3	GUA	86690,3012
3033	GUA 4	GUA	50320,7122
3035	SN 2	SIN SJ	244138,6407
3039	SN 6	SIN SJ	202322,7029
3041	VIM 3	VIM	122636,1394
3054	LLA 3	LLA	37083,3909
3086	LLA 35	LLA	39333,4808
3102	VMM 5	VMM	51750,7534
3105	VMM 8	VMM	29764,1969
3107	VMM 10	VMM	29679,1172
3116	COR 1	COR	70153,4761
3117	VMM 20	VMM	65696,8044
3118	COR 2	COR	70941,9067
3119	VSM 2	VSM	71522,0998
3120	COR 3	COR	34455,2846
3122	COR 5	COR	49229,9012
3126	COR 7	COR	51867,4866
3129	VSM 6	VSM	50316,2764
3130	COR 9	COR	74676,0714
3131	COR 10	COR	45477,4853
3132	VSM 7	VSM	67614,551
3133	VSM 8	VSM	47228,5912
3137	VSM 11	VSM	78744,511
3147	VSM 18	VSM	64122,6539
3149	VSM 17	VSM	42725,1091
3150	CAT 2	CAT	31403,12
3160	COR 31	COR	44957,0269
3161	CHICUACO	LLA	7649,2243
3162	CAPORAL	LLA	44325,3229

TIERRAS_ID	BLOQUE	CUENCA	AREA_Ha
3163	RESERVADA POR AMAE LA MACARENA	LLA	82323,1661
3164	GUASIMO	VSM	8375,0728
3165	PUT 11	CAG PUT	20194,2724
3166	COR 13	COR	43177,585
3167	VMM 9	VMM	72609,0878
3168	AZAR	CAG PUT	1786,1028
3169	PECHUI	COR	31992,3718
3170	MORICHE	LLA	8142,2203
3172	BICUDA	CAG PUT	967257,834
3174	GABAN	LLA	17411,8363
3175	PITAL	CAG PUT	50742,4011
3176	AREA RESERVADA CR	CR	3027,6642
3177	VMM 24	VMM	36340,2528
3178	VMM 36	VMM	23898,2007
3180	AREA RESERVADA COSTA	OFF	4662762,954
3181	AREA RESERVADA VMM	VMM	2710,6049
3182	OROPENDOLA	LLA	270,4406
3183	CATGUAS	CAT	1541,2729
3184	AMA 2	VAU AMA	1739170,083
3185	AMA 3	VAU AMA	1606892,035
3186	PLATANILLO	CAG PUT	3861,0767
3187	AMA 1	VAU AMA	883140,1238
3188	CAG 3	CAG PUT	1569966,98
3189	QUEBRADALARGA	VMM	24736,6952
3191	URA 1	URA	220693,1149
3192	SIN OFF 1	SIN OFF	81857,9609
3194	GUA OFF 2	GUA OFF	926551,4763
3195	GUA OFF 1	GUA OFF	300609,7395
3196	CAUCA 1	CAU PAT	277114,5176
3197	CAUCA 2	CAU PAT	270986,93
3198	CAUCA 3	CAU PAT	196492,3625
3199	CAUCA 4	CAU PAT	280085,1898
3200	CAUCA 5	CAU PAT	203155,2753
3204	CAYOS 10	CAY	1126212,3
3205	CAYOS 11	CAY	1217096,761
3206	CAYOS 12	COL	1415376,314
3207	CAYOS 13	CAY	1416951,979
3208	CAYOS 14	COL	1221553,301
3209	CAYOS 2	CAY	1145914,781

TIERRAS_ID	BLOQUE	CUENCA	AREA_Ha
3210	CAYOS 3	CAY	1355588,646
3211	CAYOS 4	CAY	500062,3952
3213	CAYOS 6	CAY	1200651,151
3214	CAYOS 7	CAY	1207932,57
3215	CAYOS 8	CAY	1204900,223
3216	CAYOS 9	COL	1235518,18
3217	URA 2	URA	444197,7667
3218	CHO N 1	CHO	715365,3958
3219	CHO N 3	CHO	536734,3262
3220	CHO N 4	CHO	434379,3785
3221	CHO OFF 1	CHO OFF	996110,1167
3222	CHO OFF 2	CHO OFF	872273,7993
3223	CHO S 1	CHO	260017,9135
3226	CHO S 2	CHO	255464,923
3227	CHO S 3	CHO	333208,9168
3228	CHO S 4	CHO	255817,2741
3230	CHO S 5	CHO	405557,4096
3232	CHO S 6	CHO	358953,6113
3233	COR 22	COR	321880,4091
3234	COR 17	COR	270048,7629
3235	COR 18	COR	236826,9112
3236	COR 19	COR	249196,2118
3237	COR 20	COR	247846,0421
3239	GUA 5	GUA	345070,9483
3240	CHO OFF 3	CHO OFF	753833,8544
3241	CHO OFF 4	CHO OFF	1194454,855
3243	TUM OFF 4	TUM OFF	257856,3896
3244	TUM OFF 5	TUM OFF	333063,7353
3246	VIM 9	VIM	228515,5232
3247	SSJS 11	SIN SJ	464988,0399
3248	VIM 10	VIM	305144,7592
3249	VIM 4	VIM	192480,179
3250	SSJS 2	SIN SJ	304495,4985
3253	VMM 19	VMM	259535,7731
3254	COR 27	COR	58201,624
3255	COR 32	COR	55374,4536
3256	VIM 7	VIM	304254,6768
3257	SSJS 7	SIN SJ	478332,4212
3258	VIM 8	VIM	304752,9447
3259	TUM 1	TUM	313783,8554

TIERRAS_ID	BLOQUE	CUENCA	AREA_Ha
3260	TUM 2	TUM	554604,5566
3261	TUM 3	TUM	873669,8345
3262	EGORO	TUM OFF	731832,3075
3263	TUM OFF 1	TUM OFF	1042810,488
3264	TUM OFF 2	TUM OFF	652557,625
3265	MERAYANA	CHO OFF	658111,0743
3266	VMM 25	VMM	40097,5921
3267	COR 26	COR	153619,6971
3268	AREA RESERVADA VMM	VMM	898,0186
3269	CAMPOS TELLO Y LA JAGUA	VSM	7519,2977
3271	VMM 22	VMM	27580,5005
3273	LLA 46	LLA	23462,2766
3274	VMM 23	VMM	47252,4938
3275	FOMEQUE	COR	162363,7836
3276	LLA 44	LLA	17040,1898
3277	LOWER VILLETA	COR	354967,4872
3278	EL QUESO	VSM	141985,7769
3279	GUADUAL	COR	44568,8166
3281	CARIBE OFFSHORE	SIN OFF	17470,3515
3282	CAUCA 15	CAU PAT	410,9552
3283	CAÑO_SUR-AGUILA-MACARENAS	LLA	15603,0622
3284	RC-13	GUA OFF	117316,4137
3285	AREA RESERVADA VMM	VMM	10888,6685
3287	CP 3	LLA	343100,9453
3289	LLA 77	LLA	8011,7736
3291	SIN OFF 2	SIN OFF	63386,744
3292	COR 28	COR	63686,1074
3293	COR 29	COR	57482,0721
3294	COR 30	COR	70255,3994
3295	VSM 4	VSM	38403,1829
3296	VSM 5	VSM	29202,5879
3298	LLA 43	LLA	57288,782
3306	SIERRA	VMM	13020,5621
3307	TACACHO	CAG PUT	3206,6951
3308	BOGOTA	COR	207756,6944
3309	COR 42	COR	66345,0583
3310	COR 43	COR	48959,5716
3311	VMM 33	VMM	77666,1075
3312	LA MONA	VIM	47562,6488

TIERRAS_ID	BLOQUE	CUENCA	AREA_Ha
3319	LLA 49	LLA	53158,6317
3321	LLA 51	LLA	33481,013
3324	LLA 54	LLA	38301,9729
3328	VSM 19	VSM	39618,4341
3329	PACARANA	CAG PUT	469434,2945
3330	LOS PICACHOS	CAG PUT	34913,3806
3332	PUT 13	CAG PUT	53494,4368
3334	PUT 15	CAG PUT	19242,9388
3335	CAG 1	CAG PUT	17952,073
3337	VSM 21	VSM	97250,2912
3338	VSM 20	VSM	31372,7169
3340	COR 35	COR	72316,8789
3341	COR 36	COR	77204,837
3342	COR 37	COR	57451,612
3343	COR 38	COR	64731,5641
3344	VMM 30	VMM	49807,2552
3345	VMM 31	VMM	57394,4125
3346	VMM 29	VMM	67576,8528
3349	COR 34	COR	136727,7654
3351	LLA 60	LLA	34590,3461
3352	LLA 72	LLA	823,6645
3353	COR 40	COR	70818,4817
3354	COR 41	COR	36477,8023
3355	LLA 76	LLA	3453,4109
3356	LLA 75	LLA	2414,9257
3357	LLA 73	LLA	1604,8058
3358	LLA 63	LLA	1698,6219
3359	LLA 67	LLA	317,7227
3360	LLA 65	LLA	4046,0271
3361	LLA 66	LLA	12547,3748
3362	LLA 64	LLA	6561,2704
3363	LLA 74	LLA	1289,0271
3365	VSM 23	VSM	12749,9447
3366	VMM 34	VMM	3607,1271
3367	VIM 11	VIM	18330,7381
3368	VIM 12	VIM	9437,7992
3369	YDND	LLA	1537,9405
3372	LLA 70	LLA	792,3643
3373	LLA 69	LLA	196,2387
3374	LLA 68	LLA	1457,8

TIERRAS_ID	BLOQUE	CUENCA	AREA_Ha
3375	CR 5	CES RAN	13527,8947
3376	VIM 13	VIM	11013,2469
3377	COR 44	COR	73985,2188
3378	VSM 33	VSM	64757,886
3379	VSM 35	VSM	61819,742
3380	VSM 34	VSM	46876,3539
3381	AREA RESERVADA PUT	CAG PUT	19617,8238
3382	AREA RESERVADA VMM 1	VMM	9227,1798
3383	LA CRECIENTE	VIM	12566,2206
3384	VMM 14	VMM	43416,411
3385	MONACO	CAG PUT	742047,9108

Relación de estudios geológicos realizados de las vigencias 2009-2010 y 2011 que se encuentran en desarrollo o en procesos precontractuales.

Vigencia	Tipo	No	Contratista	Objeto del Contrato
2009	Contrato	2093398	FONADE - GPC Drilling	Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca Chocó (Colombia), con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros
2010	Contrato	2100066	FONADE- Hidrología Geología Ambiental Limitada (HGA)	Interventoría técnica, administrativa, legal y financiera al proceso de perforación del Pozo profundo (Condoto) Chocó
2009	Convenio	13	Colciencias (Convenio 176)	Aunar esfuerzos con el fin de desarrollar los programas y proyectos para el fortalecimiento de la investigación en áreas de ciencia de la tierra
2009	Convenio	26	Universidad Industrial de Santander - UIS	Realizar la perforación de pozos someros estrechos (tipo slim hole) en la Cuenca Cauca-Patía con recuperación de 5.160 m de núcleos y toma de registros de pozo de conformidad a las coordenadas presentadas en el anexo el cual forma parte integral del convenio
2009	Convenio	27	Universidad Nacional de Bogotá	Diagnóstico sobre sensibilidad, vulnerabilidad y riesgo sociocultural de las etnias localizadas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte
2009	Convenio	32	Agencia Logística de las Fuerzas Militares	Adelantar las gestiones administrativas, financieras y contractuales necesarias para llevar a cabo la adquisición y suministro en su totalidad de los bienes y servicios acordados en el plan de inversión con el fin de desarrollar actividades de actividad sísmica
2009	Convenio	35	Universidad Nacional de Bogotá	Caracterización de los componentes ambientales y levantamiento de la línea base de biodiversidad y la elaboración del Plan de Manejo Ambiental en el área de influencia de las líneas sísmicas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte

Vigencia	Tipo	No	Contratista	Objeto del Contrato
2009	Contrato	92	Universidad de Caldas - UC	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
2009	Contrato	93	Universidad de Caldas - UC	Estudio integrado de núcleos y registros obtenidos de los pozos someros (slim holes) perforados por la ANH
2010	Convenio	5	Universidad EAFIT	Compilar, analizar e integrar la información geológica y geofísica de las cuencas sedimentarias de Colombia (sensu ANH, 2007) que conlleven a editar y publicar el libro Petroleum Geology of Colombia
2010	Contrato	6	Universidad Industrial de Santander - 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
2010	Contrato	7	Universidad Industrial de Santander - UIS	Se compromete a obtener muestras del subsuelo. Esto es, núcleos, muestras de zanja seca y húmeda, muestras de fluidos de hidrocarburos, si los hubiere, y toma de registros de pozo, para lo cual deberá efectuar la perforación de un pozo estratigráfico profundo en la Cuenca Tumaco y en el área definida en el Anexo 1.
2010	Contrato	10	Universidad de Caldas - UC	Interventoría técnica, administrativa, legal y financiera para llevar a cabo el control, seguimiento y verificación de la ejecución del proyecto de cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409 localizadas en la Cuenca Tumaco
2010	Convenio	11	Universidad Nacional de Bogotá	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

Vigencia	Tipo	No	Contratista	Objeto del Contrato
2010	Convenio	14	Universidad 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)
2010	Contrato	60	Soluciones Ambientales y Sociales Ltda	Realizar la Interventoría externa de los convenios N° 027 de 2009 "Estudio y caracterización de las comunidades..." y 035 de 2009 "Caracterización de los componentes ambientales..." suscritos con la Universidad Nacional de Colombia
2010	Contrato	84	Geología Regional y Prospección Ltda - GRP Ltda	Cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 340, 362, 385 y 409 localizadas en la Cuenca Tumaco
2010	Contrato	85	Arce Rojas Consultores & Cia	Asesoría legal para la elaboración de diagnóstico jurídico catastral y la gestión inmobiliaria en los casos requeridos por la agencia de acuerdo con las necesidades de la Subdirección Técnica
2010	Contrato	95	Petroseis Ltda	Adelantar el reprocesamiento e interpretación de cuatro programas sísmicos 2D adquiridos por la ANH
2010	Contrato	2101705	FONADE - Consorcio TMG Tumaco	Perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca Tumaco (Colombia), con recuperación de muestras (Rocas y Fluidos) y toma de registros
2010	Contrato	2102012	FONADE- Hidrología Geología Ambiental Limitada (HGA)	Realizar la interventoría técnica, administrativa, HSE, Social y de Control Presupuestal a la perforación de un pozo estratigráfico en la cuenca Tumaco (Colombia) con recuperación de muestras (Rocas y Fluidos) y toma de registros

Vigencia	Tipo	No	Contratista	Objeto del Contrato
2011	Convenio	4	Ministerio de Defensa Nacional - Fuerzas Militares de Colombia	Aunar esfuerzos para que las partes, a partir de sus propias capacidades y experticia técnica, desarrollen actividades ligadas a la exploración sísmica en zonas geográficas consideradas con afectación del orden público y acrecentar los estimados de los recursos renovables y no renovables, con miras a garantizar un desarrollo sostenible que incluya áreas afectadas por la presencia de grupos al margen de la ley, conllevando de esta forma, la consolidación de la seguridad y confianza en dichas zonas del país
2010	Contrato		FONADE	Proyecto de solución integrada para la adquisición, levantamiento y captura de datos geofísicos y sensores remotos
2010	Contrato	2110665/interventoria	FONADE	Sísmica Valle del Cauca e interventoría
2010	Contrato	2110666/interventoria	FONADE	Sísmica Regional Transandina e interventoría
2011	Proyecto	ANH-02-IP-2011		Identificar áreas prospectivas de hidrocarburos a partir de la definición de rasgos geológicos y de las anomalías geoquímicas y geobotánicas (asociadas a la presencia de hidrocarburos) con base en el uso de la interpretación de imágenes de sensores remotos y validación de resultados a través de muestreos en campo, sobre un sector perteneciente a las Cuencas Vaupés - Amazonas y Caguán - Putumayo
2011	Proyecto	ANH-05-IP-2011		Contratar la adquisición, procesamiento e interpretación de 4007 km de sísmica 2D en las Cuencas Oceánicas Colombianas del Caribe (2123 km) y del Pacífico (1884 km)
2011	Proyecto			La ANH está interesada en contratar la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 2D de 523,75 Km en la cuenca Cauca Patía Sur, en los departamentos del Valle del Cauca, Cauca y Nariño.

Vigencia	Tipo	No	Contratista	Objeto del Contrato
2011	Proyecto			La ANH está interesada en contratar la adquisición, procesamiento e interpretación sísmica 2D de 1.057,9 Km en las cuencas Caguán-Putumayo, en los departamentos del Amazonas, Caquetá, Guaviare, Meta y Putumayo
2011	Proyecto			La ANH está interesada en contratar la identificación, inventario, muestreo y caracterización geoquímica de los rezumaderos de hidrocarburos de Colombia
2011	Proyecto			La ANH está interesada en contratar el estudio integrado de los núcleos obtenidos de los pozos perforados por la ANH y de las muestras de pozo (núcleos y ripios) disponibles en la Litoteca Nacional localizados en zonas de interés para la ANH
2011	Proyecto	ANH-04-IP-2011.		Contratar "La cartografía geológica a escala 1:100.000 de las planchas 393, 394, 417, 418, 436, 437, 454, 455, 456, 471, 472 y 473 localizadas en las cuencas Caguán-Putumayo y Vaupés-Amazonas, así como el levantamiento de columnas estratigráficas y muestreo litológico para los análisis petrográficos, bioestratigráficos, geoquímicos, petrofísicos y radiométricos".
2011	Proyecto	ANH-03-IP-2011.		Contratar "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".
2011	Proyecto			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.

Vigencia	Tipo	No	Contratista	Objeto del Contrato
2011	Proyecto			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 de cinco (5) pozos estratigráficos en diferentes cuencas sedimentarias del país (Caguán-Putumayo, Vaupés-Amazonas y Llanos). (ANH-Llanos-1-ST-P, ANH-Vaupes-1-ST-P, ANH-Caguan-1-ST-P, ANH-Caguan-2-ST-P y ANH-Caguan-3-ST-P)
2011	Proyecto	ANH-06-IP-2011		Interventoría técnica, jurídica, administrativa, HSE, social y de control presupuestal a la perforación de los pozos estratigráficos ANH-PATIA-1-ST-P y ANH-BVTURA-1-ST-P en las cuencas Cauca-Patía y Tumaco respectivamente, con recuperación de muestras (rocas y fluidos) y toma de registros de pozo
2011	Proyecto	En firmas		Editar y publicar tomos con información de la agencia nacional de hidrocarburos en la revista EARTH SCIENCES RESEARCH JOURNAL
2011	Proyecto			La ANH está interesada en Contratar "La gerencia y coordinación de la adquisición, procesamiento, interpretación y el control de calidad de 228,75 km de líneas sísmicas 2D en la cuenca Sinú San Jacinto - Montes de María de acuerdo a las coordenadas suministradas por la ANH y demás labores geo-científicas, sociales, ambientales y logísticas propias del desarrollo de un programa sísmico

Número de áreas prospectivas generales de los estudios y potencial de cada una.

El último estudio de potencial para el País lo adelantó el profesor Carlos Vargas y fue publicado en la Revista Ciencias de la Tierra de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas Físicas y Naturales en el Volumen XXXIII, Número 126-Marzo de 2009 bajo el nombre de Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia (se anexa documento) y fue adoptado por la ANH para sus actividades promocionales en el proceso competitivo Ronda Colombia 2010.

Actualmente la Universidad Nacional de Colombia se encuentra adelantando el proyecto que tiene como objeto 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) mediante la suscripción del Convenio 11 de 2010.

1. Objetivo

La ANH ha desarrollado la planeación de los proyectos para la vigencia 2011 a partir de los objetivos estratégicos, mapa estratégico y el sistema de gestión y control.

En este sentido se han diseñado por un lado, los planes tendientes al logro de los objetivos estratégicos de la Agencia en el largo y mediano plazo. Por otra parte, se ha dado origen a los programas entendiéndose como la agrupación de proyectos con objetivos, actividades y productos similares.

En el marco de los escenarios de producción de hidrocarburos definidos en la Mega 2020, así como las actividades descritas en el Plan Estratégico de la ANH, se ha dado origen a los proyectos a desarrollar durante el 2010 y 2011, como complemento a las actividades encaminadas a aumentar el nivel de cobertura de conocimiento geológico de las cuencas colombianas.

En el 2010 y 2011, se destacan los siguientes proyectos estratégicos:

1. Sectoriales

- S1.** Mantener empresas actuales y atraer nuevas a Colombia: Desarrollar actividades para atraer a Colombia nuevas compañías que inviertan en actividades de exploración y producción y lograr que las empresas que ya se encuentran desarrollando actividad en el país expandan sus niveles de inversión a través de la promoción de las oportunidades identificadas.
- S2.** Cumplir con las expectativas de los clientes: determinar la generación de valor mediante el servicio, la promoción, la autoridad y la calidad que presta la ANH al gobierno, a la industria y a la comunidad.

2. Misionales

- M1.** Promocionar el país para inversiones óptimas: Mejorar la imagen del país y posicionar a Colombia en el mercado mundial petrolero mediante el logro de inversión de capital de riesgo, el suministro continuo de información acerca de los avances en las condiciones económicas y de seguridad al igual que en la prospectividad hidrocarburífera del país.

2. Objetivos Específicos.

Dando cumplimiento a las funciones, la ANH desarrolló el plan de “Divulgación y Promoción de los Recursos Hidrocarburíferos Colombianos”, el cual requiere la implementación de estrategias a corto, mediano y largo plazo tendientes a:

- Motivar la decisión de invertir en exploración y producción de hidrocarburos en Colombia a través de la promoción de las oportunidades de inversión y las ventajas comparativas del país por medio de estrategias de comunicación, dirigidas al personal que influye en la toma de decisiones.
- Dar a conocer y posicionar en el mercado nacional e internacional los nuevos modelos contractuales desarrollados por la ANH y las ventajas competitivas que dichos contratos ofrecen.
- Difundir los estudios realizados por la institución que mejoran el conocimiento geológico del país. Igualmente, ofrecer y promocionar en el mercado nacional e internacional, los prospectos identificados por la ANH.

De igual manera para el cumplimiento del plan de “Comercialización”, se cual requiere la implementación de estrategias a corto, mediano y largo plazo tendientes a:

- Mejorar y consolidar la imagen del país haciéndolo más competitivo dentro del mercado internacional y posicionándolo como objetivo de inversión de capital de riesgo mediante la continua información al sector petrolero, de las condiciones económicas y de seguridad en Colombia así como de la prospectividad hidrocarburífera.
- Atraer nuevas compañías que inviertan en actividades de exploración y lograr que las compañías que ya se encuentran desarrollando actividad en el país expandan sus niveles de inversión en exploración.
- Desarrollar la imagen institucional y posicionar nacional e internacionalmente a la ANH como el interlocutor de Colombia frente a la industria petrolera.

3. Descripción.

Este proyecto cuenta con 5 fases claramente identificadas:

3.1. Suscripciones y divulgación.

Dentro del plan de promoción de la ANH se ha establecido una fase de divulgación que ha sido diseñada con el objetivo de posicionar a Colombia como destino de inversión ante la opinión pública internacional; de igual forma

posicionar a la Agencia a nivel nacional e internacional como Ente encargado de promocionar los recursos hidrocarburíferos colombianos.

Lo anterior se ve fortalecido en una estrategia de promoción encaminada a la actividad exploratoria a través de rondas licitatorias, la atracción de empresas de servicio que permitan cubrir el déficit existente en la oferta de productos y servicios que se encuentra disponible, así como el apoyo al mantenimiento de los flujos de inversión en el país.

Por lo expuesto, la ANH establece un plan de comunicaciones con el fin de divulgar la información inherente a los Recursos Hidrocarburíferos Colombianos en los diferentes medios de información relacionados con el sector de hidrocarburos a nivel internacional.

En particular la principal estrategia de la ANH es pautar en medios que por su audiencia e impacto permiten llegar al público objetivo de la Agencia, principalmente los ejecutivos de nivel decisorio de compañías E&P. Dentro de este público se incluyen los ejecutivos de nivel decisorio de compañías que prestan servicios en la industria de gas y petróleo.

Con el fin de dar continuidad a la estrategia de divulgación e imagen de marca es necesario el diseño, elaboración y consecución de elementos que permitan transmitir información asociada con la ANH, que de igual forma que estos elementos motiven la decisión de invertir en exploración y producción de hidrocarburos en Colombia, para lo cual se elaboraran brochures, tutoriales, volantes, diseños multimedia (videos, animaciones 2D y 3D).

Aviso institucional



Aviso Ronda 2010



Afiches

COLOMBIA:
The perfect environment for Hydrocarbons
exploration and production.

Razones para invertir
en Colombia



- 1 Economía estable en crecimiento**
De acuerdo con el CINEC, Comisión Económica para América Latina y el Caribe, en el 2007 el crecimiento promedio para América Latina fue del 6,5%, mientras que el de Colombia fue del 7%.
De acuerdo al último informe, América Latina ha tenido un crecimiento de cerca del 6%, mientras que Colombia ha alcanzado el 7%.
- 2 Aumento de la inversión**
El índice de inversión en Colombia ha crecido de manera estable durante los últimos años. El último año alcanzó el 20,7% del PIB por encima del promedio latinoamericano de 20,2%.
Inversión PIB (CUI en LAD)
- 3 Solidez del sistema financiero y el mercado de capitales**
Los índices del sector financiero crecieron un 10,2% entre noviembre de 2007 y noviembre de 2008. De acuerdo con el informe del IBCF, Banco Interamericano de Desarrollo, Colombia está mejor pagando que muchos otros países por ende atrae inversión extranjera directa y a los inversionistas locales, nacionales e internacionales interesados en el sector hidrocarburo.
- 4 Exitosa política de seguridad democrática**
Los avances en seguridad han sido fundamentales para lograr atraer inversión competitiva y de inversión extranjera.
De acuerdo al período comprendido entre 2007 y 2008, los homicidios se redujeron un 47%, el secuestro un 60%, el robo de autos un 40%, el secuestro de niños, el acto de terrorismo un 70% y el caso de paramilitarismo un 90%.
- 5 Gobierno abierto y progresista**
El último informe del Instituto de Desarrollo Económico y Social es un estudio que calificó al gobierno de Colombia como uno de los que más crecimiento de competitividad del país en el 2007, tanto de países como Canadá con un 10% y Chile con el 10%, así como con una competitividad mejorada de un 10%.

El último informe Doing Business del Banco Mundial, Colombia ocupó el primer lugar de los 10 países más abiertos.

Source: www.anh.gov.co

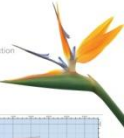
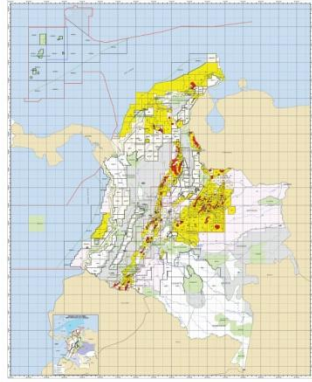
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Calle 10 de Agosto No. 87-110 Calle 107 No. 87-110 Bogotá Colombia
www.anh.gov.co

ANH
The people to speak to

Mapa de Tierras

COLOMBIA:
The perfect environment for Hydrocarbons
exploration and production.

Mapa de tierras

ANH
The people to speak to

www.anh.gov.co

Dentro del plan de promoción de la ANH se ha establecido una fase de divulgación que ha sido diseñada con el objetivo de posicionar a Colombia como destino de inversión ante la opinión pública internacional; de igual forma posicionar a la Agencia a nivel nacional e internacional como Ente encargado de promocionar los recursos hidrocarbúferos colombianos.

Lo anterior se ve fortalecido con una estrategia de promoción encaminada a la actividad exploratoria a través de rondas licitatorias, la atracción de empresas de servicio que permitan cubrir el déficit existente en la oferta de productos y servicios que se encuentra disponible, así como el apoyo al mantenimiento de los flujos de inversión en el país.

Por lo expuesto, la ANH estableció un plan de comunicaciones con el fin de divulgar la información inherente a los Recursos Hidrocarbúferos Colombianos en los diferentes medios de información relacionados con el sector de hidrocarburos a nivel internacional, enfocados en el logro de este objetivo del 2011, se efectuaron publicaciones en los siguientes medios:

- Casa editorial el tiempo S.A.
- Comunican S.A.
- Editorial el globo S.A.
- Foro internacional de energía (IEF)
- International Energy Forum

Mensualmente se efectúa una revisión de las publicaciones emitidas por los diferentes medios de comunicaciones a nivel nacional e internacional asociadas con el sector de hidrocarburos.

3.2. Promoción y asistencia al inversionista.

Para que la ANH, pueda lograr su meta de mejorar la eficiencia de sus servicios a los inversionistas y enfocar la continuidad de la implementación, actualización, mantenimiento de todas aquellas actividades asociadas a esta meta, orientada a la generación de nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos y con el fin de colocar en marcha un plan de mejoras con respecto a la investigación de percepción del cliente realizada durante el 2009 y 2010, debe realizar un esfuerzo dividido en dos fases.

Los resultados del diagnóstico llevaron a la definición de la estrategia de mercadeo con sus objetivos y correspondientes lineamientos. Estos lineamientos llevaron a la definición de los elementos básicos que debe tener el modelo de atención al inversionista para poder cerrar las brechas encontradas y poder dar una mejor atención a los inversionistas. Esto con el fin de cumplir las funciones designadas a la ANH por Decreto 1760 de 2003.

La primera fase consta de la preparación de los elementos básicos del modelo que incluye: la contratación de un punto de contacto, implementación del CRM y la contratación de los ejecutivos de cuenta. Dado que para poder implementar los procesos es necesario contar con las personas que lo van a ejecutar, los ejecutivos de cuenta y el punto de contacto. La primera parte de la implementación debe ser la contratación de estos elementos y la preparación de las herramientas básicas del modelo.

La segunda fase está orientada en poner en marcha el modelo que permitirá mejorar la atención a los inversionistas prestando un servicio más personalizado y enfocado a sus necesidades.

Asociado y complementario a la estrategia de atención al inversionista están las actividades y medios utilizados para generar recordación y posicionamiento de la imagen institucional entre los inversionistas actuales y potenciales, para ello se hace necesaria la elaboración, diseño y consecución de elementos promocionales que permitan captar su atención.

3.3. Asistencia y divulgación en eventos nacionales e internacionales.

Como Apoyo a la participación en los eventos de Gas y Petróleo tanto técnicos (Ingeniería y Geología), como financieros y de negocios a nivel internacional y nacional, se requiere la asistencia del personal técnico y profesional, que coadyuve en actividades como las siguientes:

Dirigir y supervisar las actividades de los contratistas encargados del montaje de los stands, data rooms y apoyo logístico en general, además de la información estratégica que maneja la ANH para promocionar la actividad exploratoria en el país.

Apoya y coordina la detección de inversionistas potenciales y consecución de reuniones uno a uno de vital importancia para cumplimiento de las metas estratégicas de la Dirección General.

Evaluar continuamente las compañías homólogas a nivel internacional, con el fin de analizar sus planes de promoción y divulgación y lograr con esto consolidar la estrategia de posicionamiento de Colombia en el Exterior.

Propiciar el acercamiento con los organizadores de los eventos hidrocarburíferos, con el fin de buscar espacios estratégicos donde la Dirección General presente los procesos competitivos y las buenas prácticas del mercado nacional.

Durante el 2010 y 2011 se asistió a eventos de Gas y Petróleo tanto técnicos (Ingeniería y Geología), como financieros y de negocios a nivel internacional y nacional. Se requirió la asistencia del personal técnico y profesional, el cual coadyuvo en estas actividades, enfocadas por los encargados del montaje de stand, data rooms y apoyo logístico en general, además de la información estratégica que maneja la ANH para promocionar la actividad exploratoria en el país, al igual que el apoyo y coordinación de la detección de inversionistas potenciales y consecución de reuniones uno a uno de vital importancia para cumplimiento de las metas estratégicas de la Dirección General.

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

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

- Junio 22-26, "IV OIL & INVESTMENT CONFERENCE – WPC REGIONAL".
- Septiembre 22 al 24, XI EXPO Conference Ecuador
- Septiembre 12 al 15 de de 2010 AAPG ICE; Calgary Canadá
- Septiembre 13, Conferencia de Raymond James 'Investing in Colombia', Toronto.
- Septiembre 20 al 23 Pacesetters energy conference - IHS Herold Connecticut.
- Septiembre 1 al 3, Seguimiento del Acuerdo en Materia de Intercambio de Información y Exploración en el ARC; Kingston, Jamaica.
- Septiembre 15 al 24, Campaña Promoción WPC 2014 en ESCANDINAVIA".
- Octubre Del 13 al 15, gira por la India promocionando la candidatura al World Petroleum Conference –WPC-.
- Octubre 19 al 22, asistencia a la cumbre del Consejo Mundial de Petróleo en Beijing donde se llevo a cabo la votación de la sede para el mundial del 2014.
- Noviembre 30 al 02 de diciembre, asistencia a la Feria Energética Centroamericana en Guatemala.
- Diciembre 03 al 05, sesión del IEF en Arabia Saudita, donde se preparó la sesión ministerial a realizarse en febrero del 2011.

Durante el 2011, la entidad asistió a 12 eventos tanto internacionales como nacionales del sector, participando a través de stands, patrocinios y conferencias dependiendo del perfil de cada uno de ellos, así:

Eventos Internacionales

FECHA	EVENTO	CIUDAD	STAND - PATROCINIO - CONFERENCIA	PERFIL EVENTO	ORGANIZA
Febrero 22	IEF	Arabia Saudita	CONFERENCIA	Gobierno	International Energy Forum
Marzo 15 al 18	National Data Repository 10 - NDR-	Rio de Janeiro	CONFERENCIA	Sistemas	ANP
Marzo 16 y 17	Unconventional Gas	Londres	NA	Geología	SMI
Marzo 21 al 25	Regional Seminar On Petroleum Data Management	Quito	CONFERENCIA	Sistemas	PETRAD
Abril 6 al 8	ECE Expert Group on Resource Classification	Suiza	NA	Negocios	United Nations Economic Commission for Europe
Abril 10 al 13	AAPG Annual Convention & Exhibition	Houston	STAND 36M2	Geología	International Pavilion
Mayo 23 al 26	EAGE	Austria	STAND 36M2	Geología	European Association of Geoscientists & Engineers-EAGE

Eventos Nacionales

FECHA	EVENTO	CIUDAD	STAND - PATROCINIO - CONFERENCIA	PERFIL EVENTO	ORGANIZA
Marzo 20 al 22	VI Latin American Forum	Cartagena	NA	Geología	Universidad de Texas
Marzo 31	Colombia Forum 2011	Bogotá	PATROCINIO	Otros	The Economist
Abril 5 al 7	Colombia Oil & Gas Summit and Exhibition	Cartagena	STAND 24 M2	Negocios	Group CWC
Abril 13 y 14	Expoestatal 2011	Bogotá	PATROCINIO	Otros	Corferias - Esse Consultores
Mayo 18 al 20	VII Congreso Internacional de Minería, Petróleo y Energía	Cartagena	PATROCINIO Presencia Institucional	Ingeniería	ACP, Analdex y la Cámara Colombiana de Minería

3.4. Asesorías en comunicaciones integrales de marketing.

Dentro de las principales funciones de la ANH se encuentra “administrar las áreas hidrocarburíferas de la Nación y asignarlas para su exploración y explotación. Diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en los términos del artículo 76 de la Ley 80 de 1993 y las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen”.

Con el fin de dar cumplimiento a las estrategias de marketing asociadas a la promoción, divulgación y posicionamiento de la ANH, la Agencia planea contratar asesorías de servicios profesionales en Comunicaciones Integrales de Marketing, Relaciones Públicas, Organización Logística y Estrategias de Marketing. Teniendo en cuenta la importancia y la magnitud de estos procesos, se hace necesario el acompañamiento por parte de firmas o personas naturales consolidadas en el mercado, que tenga la experiencia en el sector y las herramientas necesarias para realización de estas actividades.

3.5. Ferias y eventos nacionales, internacionales y comercialización y posicionamiento de rondas licitatorias.

Debido al extraordinario aumento en la actividad exploratoria en el país, Colombia se ha visto enfrentada a un déficit de servicios petroleros. Por este motivo la estrategia de comercialización de la ANH se ha encaminado a la motivación de las empresas nacionales y extranjeras que prestan servicios en la industria petrolera, con el fin de atraer tecnologías de punta que ayuden a ampliar la oferta de productos y servicios actualmente disponibles.

Por lo anterior, se hace necesario que la Agencia participe y patrocine eventos y ferias internacionales de la industria de gas y petróleo, con el fin de incentivar la inversión extranjera y nacional en la misma. Manteniendo constante el esfuerzo realizado por la ANH desde el 2005, estableciendo contactos con compañías del sector, en especial las de servicios, que permitan mejorar el desarrollo de la actividad exploratoria del país, es primordial que la Agencia comercialice la actividad exploratoria del país a través de la organización de rondas licitatorias.

Por lo anterior, es necesario mantener los flujos de inversión en el país por lo que la Agencia, dentro de su estrategia de comercialización, ha considerado como plaza los eventos de Gas y Petróleo que se dividen en Eventos Técnicos (Ingeniería y Geología) y Eventos financieros y de Negocios a nivel internacional y nacional.

La mejor alternativa para la ANH es asistir a los eventos y ferias organizados en Colombia y en el Exterior que por su enfoque, tamaño, audiencia y tradición se constituyan en los escenarios más propicios para posicionar a la Agencia a nivel internacional, presentar los nuevos modelos contractuales y sus ventajas competitivas, difundir los estudios realizados que mejoran el conocimiento geológico del país e informar a las empresas del sector de petróleo y gas las condiciones económicas, jurídicas y de seguridad que ofrece el país.

La estrategia de comercialización de la ANH se ha encaminado a la motivación de las empresas nacionales y extranjeras que prestan servicios en la industria petrolera.

Según lo anterior, se hizo necesario que la Agencia participe y patrocine eventos y ferias internacionales de la industria de gas y petróleo, con el fin de incentivar la inversión extranjera y nacional en la misma. La estrategia de comercialización, ha considerado como plaza, los eventos de Gas y Petróleo que se dividen en eventos técnicos (Ingeniería y Geología) y eventos financieros y de negocios a nivel internacional y nacional.

Se ha asistido a eventos y ferias organizados en Colombia y en el Exterior para lo cual se recibieron productos y servicios de las empresas European Association of Geoscientis, Gema Tours S.A., International Pavilion LLC, la Universidad de Texas en Austin, Mosquera Tours S.A.S, Sanint Asociados LTDA, Smi Group, Society of Exploration Geophysicists.

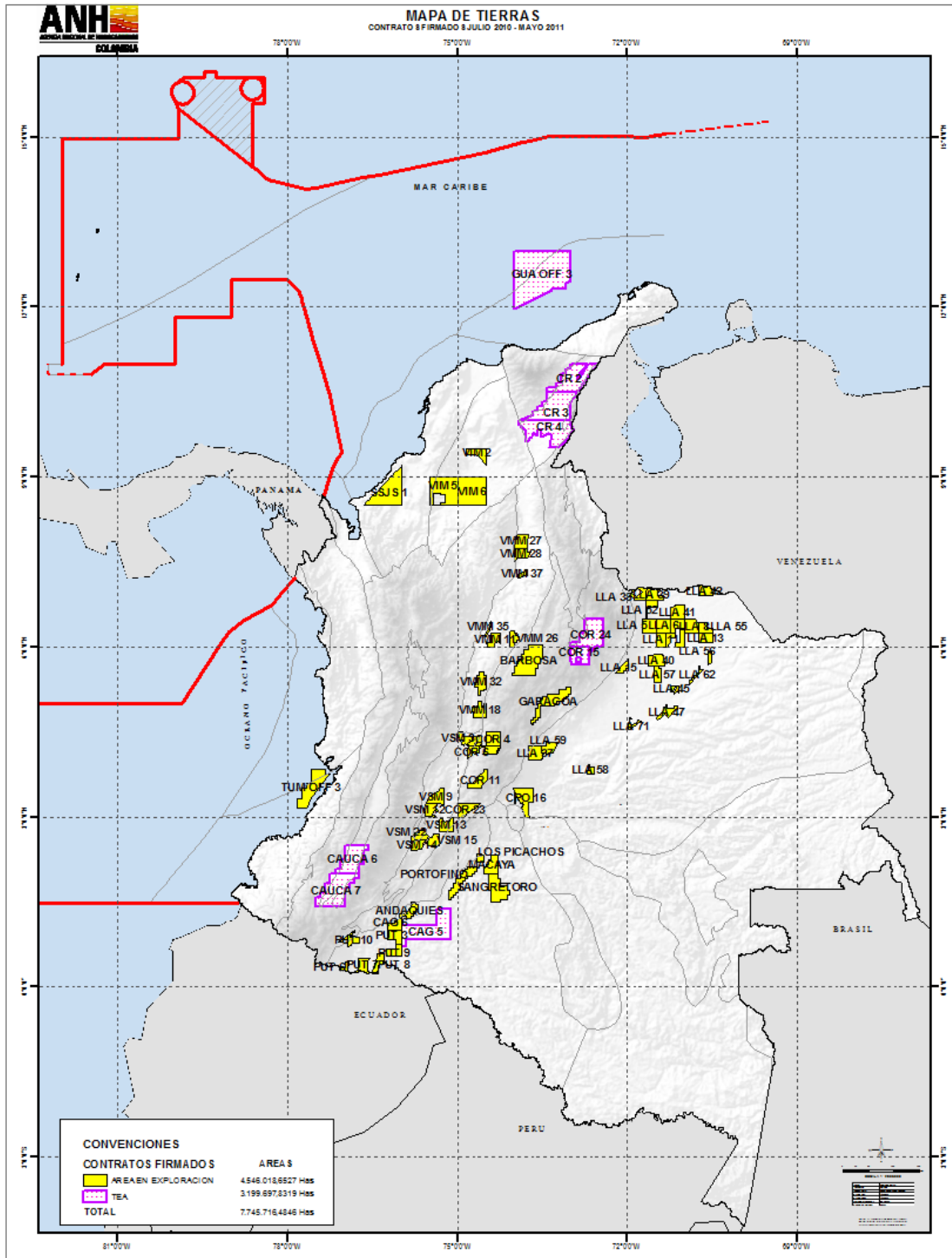
ASIGNACIÓN DE ÁREAS

Durante el periodo comprendido entre el 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011, se orientaron los esfuerzos de asignación de áreas al desarrollo del proceso competitivo Ronda Colombia 2010 con el objeto de adjudicar 229 bloques ubicados en todas las cuencas del país.

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

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

Este proceso competitivo se lanzó el 15 de Octubre de 2009, y como resultado del mismo, el 8 de noviembre de 2010 se adjudicaron 78 bloques para la exploración y producción y evaluación técnica de hidrocarburos, de los cuales al 31 de mayo de 2011 se suscribieron un total de 68 contratos: 59 de Exploración y Producción de Hidrocarburos y 9 de Evaluación Técnica de Hidrocarburos.



Áreas contratadas durante el periodo 21 de julio de 2011 - 31 de mayo de 2011

1. Propuestas de contratación directa

En el periodo objeto del presente informe se firmaron siete 7 contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos mediante el procedimiento de asignación directa de áreas, que desarrollan actividades de exploración y evaluación: adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios y trabajos de evaluación técnica, de acuerdo con los requerimientos de cada área, entre otras.

Estos contratos son: Portofino, Andaquíes, Sangretoro, Los Picachos, Macaya, Barbosa y Garagoa.

Adicionalmente, se presentaron para consideración del Consejo Directivo de la ANH otras 2 propuestas de contratos para exploración y producción en ejercicio del derecho de conversión del contrato de Evaluación Técnica Samichay, las cuales fueron aprobadas por dicho órgano y corresponden a los bloques Samichay A y Samichay B.

En el lapso comprendido entre el 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011 se firmaron 10 actas de conformidad. El tiempo promedio transcurrido entre la recepción de las propuestas y la firma del acta de conformidad fue de 156 días.

En ese mismo periodo se recibieron 22 propuestas de contratación directa de las cuales 10 fueron para contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P), 6 por conversión de contratos de Evaluación Técnica a Exploración y Producción y 6 para contratos de Evaluación Técnica (TEA).

PROPUESTAS RECIBIDAS				
No.	Fecha de recibo	Sector	Tipo de Contrato	Cuenca
1	06-ago-10	Samichay_A	E&P/TEA	Caguán-Putumayo
2	06-ago-10	Samichay_B	E&P/TEA	Caguán-Putumayo
3	11-ago-10	Danta	TEA	Valle Superior del Magdalena
4	13-ago-10	Danta	TEA	Valle Superior del Magdalena
5	25-ago-10	Sangretoro	E&P/TEA	Caguán-Putumayo
6	25-ago-10	Achapo	E&P	Caguán-Putumayo
7	03-sep-10	Barbosa	E&P/TEA	Cordillera Oriental
8	03-sep-10	Garagoa	E&P/TEA	Cordillera Oriental
9	07-sep-10	Cardon	E&P	Caguán-Putumayo
10	13-sep-10	Nogal	E&P	Caguán-Putumayo
11	13-sep-10	Olivo	TEA	Caguán-Putumayo
12	14-sep-10	Manzano	E&P	Caguán-Putumayo

PROPUESTAS RECIBIDAS				
13	17-sep-10	Ottawa	E&P	Caguán-Putumayo
14	17-sep-10	Niágara	E&P	Caguán-Putumayo
15	29-sep-10	Olivo	TEA	Caguán-Putumayo
16	14-oct-10	Yacare	TEA	Valle Superior del Magdalena
17	19-oct-10	Mantagua	E&P	Valle Superior del Magdalena
18	05-nov-10	Toruno	E&P	Llanos
19	11-nov-10	CP-3	TEA	Llanos
20	12-nov-10	Yuruyaco	E&P	Caguán Putumayo
21	23-nov-10	Nogal	E&P	Putumayo
22	01-abr-11	CPE-6	E&P/TEA	Llanos

El estado de las propuestas al 31 de mayo de 2011 es el siguiente:

Estado de las propuestas	E&P	E&P/TEA	TEA	Total
Contrato firmado	2*	5**	0	7
Por firmar (aprobada CD)	0	2	0	2
Conforme	4***	0	0	4
Admitida	0	0	0	0
Recibida	2	1	0	3
Suspendidas	0	0	1	1
SUBTOTAL	8	8	1	17
No Aprobada CD	0	0	0	0
No Conforme	0	0	0	0
No Admitida	4	0	4	8
Devuelta	0	0	1	1
Desistida	1	0	0	1
TOTAL	13	8	6	27

* Las propuestas correspondientes a los contratos E&P Portofino y Andaquíes fueron recibidas antes del 21 de julio de 2010.

** Las propuestas E&P/TEA Los Picachos y Macaya se recibieron antes del 21 de julio de 2010.

*** El acta de conformidad de la propuesta E&P Gasaca fue suscrita antes del 21 de julio de 2010.

2. Relación inversión versus contratos

Los contratos E&P suscritos, incluidos 5 contratos E&P sobre TEA, correspondientes a contratación directa, cuentan con un promedio de inversión por hectárea en la primera fase de USD49/Ha, encontrándose el E&P Los Picachos de la cuenca Caguán Putumayo con el más alto nivel de inversión por hectárea en la primera fase equivalente a USD245/Ha.

De los contratos E&P correspondientes a contratación Ronda Colombia 2010, se presentó un promedio de inversión por hectárea en la primera fase de USD

204/Ha, encontrándose el E&P LLA-58 de la cuenca Llanos con el más alto nivel de inversión por hectárea en la primera fase equivalente a USD1002/Ha.

En los contratos TEA suscritos como resultado del proceso Ronda Colombia 2010, el nivel promedio de inversión fue de USD 69/Ha, presentando el TEA CAG-5 de la cuenca Caguán Putumayo el más alto nivel de inversión por hectárea correspondiente a USD218/Ha.

3. Área total asignada

En el periodo comprendido entre el 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011, se contrataron cerca de 7'745.716,4846 Has, como resultado del proceso Ronda Colombia 2010 y del procedimiento de asignación directa de áreas.

SEGUIMIENTO A CONTRATOS DE EXPLORACIÓN

De conformidad con lo dispuesto en el Decreto 1760 de 2003, mediante el cual se creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-, corresponde a esta entidad “Diseñar, promover, negociar, celebrar, hacer seguimiento, y administrar los nuevos contratos de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la Nación, en los términos del artículo 76 de la Ley 80 de 1993 y las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen”. En desarrollo de esta función, la ANH ha establecido 2 modalidades contractuales, Contratos Exploración y Producción (E&P) y Contratos de Evaluación Técnica (TEA).

En los contratos E&P se otorga exclusivamente a los contratistas el derecho a explorar el área contratada, y a producir los hidrocarburos convencionales de propiedad del estado que se descubran dentro de dicha área, en los términos establecidos en el mismo.

En los contratos TEA se otorga al evaluador el derecho exclusivo a realizar operaciones de evaluación técnica a su costo y riesgo, tendientes a evaluar el potencial hidrocarburífero de su subsuelo, con el propósito de identificar las zonas de mayor interés prospectivo en la misma área con el objeto de suscribir uno o más contratos de exploración y producción dentro de dicha área.

Adicionalmente, existen otras modalidades contractuales vigentes en etapa exploratoria, como son los Convenios de Exploración y Producción, suscritos con Ecopetrol en las antiguas áreas de operación directa, que se encontraban en su etapa exploratoria en el momento de la creación de la ANH. De igual manera, continúan vigentes algunos contratos de Asociación en etapa exploratoria.

A continuación se describe el estado de cada una de las modalidades contractuales descritas:

1. Contratos Exploración y Producción - E&P

Desde su creación en el año 2003 hasta el 31 de mayo de 2011 la ANH ha suscrito 300 contratos E&P, de los cuales 248 se encuentran vigentes en etapa exploratoria, 8 contratos finalizaron su periodo exploratorio y se encuentran solo en etapa de evaluación y/o explotación y 44 han finalizado, ya sea por renuncia al periodo exploratorio ó por alguna de las causales establecidas contractualmente para su terminación.

De estos 44 contratos, 4 E&P finalizaron durante el periodo comprendido entre el 21 de julio de 2010 y el 31 de mayo de 2011: dos (2) por renuncia, uno (1) por incumplimiento y uno (1) por mutuo acuerdo entre las partes.

En cuanto al desarrollo de la actividad exploratoria se tiene que de 112 pozos exploratorios del tipo A3 y A2 perforados durante el año 2010, 87 se ejecutaron en áreas de contratos E&P. De igual manera, del total de sísmica adquirida en ese año, estimada en 25.964,7 km de sísmica 2D equivalente, 23.821,55 Km. se llevaron a cabo en cumplimiento de los compromisos adquiridos en estos contratos.

En el periodo comprendido entre el 21 de julio de 2010 y el 31 de mayo de 2011 fueron perforados, en el marco de los contratos de exploración y producción (E&P), 81 pozos exploratorios (A3 y A2) y adquirido 12.003,86 km de sísmica 2D equivalente.

Las inversiones en exploración, ejecutadas en cumplimiento de los compromisos contractuales pactados, se estimaron en US\$1.500 Millones para el año 2010. Esta cifra corresponde a la inversión considerada en los programas exploratorios mínimos de los E&P y los TEA suscritos por la ANH.

2. Contratos de Evaluación Técnica - TEA

Desde su creación en el año 2003, la ANH ha suscrito 89 contratos de Evaluación Técnica (TEA), 19 de los cuales se encuentran vigentes. Es importante anotar que ocho (8) de estos contratos fueron asignados en el proceso competitivo de crudos pesados este (CPE) y nueve (9) en el proceso competitivo Ronda Colombia 2010.

En desarrollo de estos contratos, en 2010 se ejecutaron 1.391,45 km. de sísmica 2D equivalente y en el periodo comprendido entre el 21 de julio de 2010 y el 31 de mayo de 2011 se ejecutaron 2.192,29 km.

3. Convenios de Exploración y Producción -Convenios E&P-

Actualmente se encuentran vigentes 6 convenios de exploración y producción suscritos con Ecopetrol en las antiguas áreas de operación directa en exploración.

En el marco de estos convenios se perforaron tres (3) pozos exploratorios A3 en el año 2010 y tres (3) pozos exploratorios A3 en el período del 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011.

4. Asociación en exploración y explotación con Ecopetrol

Actualmente se encuentran vigentes 6 contratos de asociación en etapa exploratoria.

En desarrollo de estos contratos, en el año 2010 se perforaron 16 pozos exploratorios del tipo (A3) y nueve (9) pozos exploratorios A3 en el período del 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011.

5. Derechos Económicos por uso del subsuelo en áreas en exploración – contratos E&P y TEA

Los contratos E&P y TEA contemplan en su clausulado, que EL CONTRATISTA reconocerá y pagará a LA ANH por cada fase durante el período de exploración, un derecho cuyo valor será, en dólares de los Estados Unidos de América, el que resulte de multiplicar el número de hectáreas y fracción de hectárea del área contratada, excluidas las áreas de producción, por un factor establecido en cada contrato, que depende del tamaño del bloque, su ubicación y la duración de la respectiva fase.

Para el período comprendido del 21 de julio de 2010 al 31 de mayo de 2011, se liquidaron los siguientes valores:

DERECHOS ECONÓMICOS POR USO DEL SUBSUELO	Periodo comprendido entre el 21 de julio de 2010 y el 31 de mayo de 2011 (US\$)
CONTRATOS E&P	5.045.236,37
CONTRATOS TEA	1.595.703,02
Total	6.640.939,39

Listado de Contratos Vigentes

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
Contrato de Evaluación Técnica		
BERRIO	En Período Exploratorio	OMIMEX OIL & GAS LTD SUCURSAL COLOMBIANA
CAG-5	En Período Exploratorio	CONSORCIO META - TCOG CAG-5
CAUCA-6	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
CAUCA-7	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
COR-15	En Período Exploratorio	MAUREL&PROM COLOMBIA BV
COR-24	En Período Exploratorio	CONSORCIO META - PSE COR-24
CPE-01	En Período Exploratorio	META PETROLEUM CORP
CPE-02	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH SUCURSAL COLOMBIA Y ECOPETROL SA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
CPE-03	En Período Exploratorio	EXXON MOBIL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA VICHADA LIMITED
CPE-04	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH SUCURSAL COLOMBIA Y ECOPETROL SA
CPE-05	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL BHP BILLITON PETROLEUM COLOMBIA CORPORATIO SUCURSAL COLOMBIA Y SK ENERGY CO LTD
CPE-06	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL META PETROLEUM CORP Y TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD
CPE-07	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PLUSPETROL - KNOC Y CNPC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA
CPE-08	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD Y ECOPETROL SA
CR-2	En Período Exploratorio	OGX PETROLEO E GAS LTDA
CR-3	En Período Exploratorio	OGX PETROLEO E GAS LTDA
CR-4	En Período Exploratorio	OGX PETROLEO E GAS LTDA
GUA OFF-3	En Período Exploratorio	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH
MACAYA	En Período Exploratorio	HUPECOL OPERATING CO LLC
Contrato E&P		
ALEA-1846-D	En Período Exploratorio	VETRA COLOMBIA SERVICIOS INTEGRALES
ALEA-1848-A	En Período Exploratorio	CONSORCIO NCT P&G - VETRA
ALEA-1947-C	En Período Exploratorio	CONSORCIO SOUTHEAST - VETRA
ALTAIR	En Período Exploratorio	INTEROIL COLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION
ANDAQUIES	En Período Exploratorio	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA
ANTARES	En Período Exploratorio	PETROLEOS DEL MAR
ANTORCHA	En Período Exploratorio	PAN ANDEAN COLOMBIA
ARAUCA	En Período Exploratorio	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
ARRENDAJO	En Período Exploratorio	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
AZAR	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
BALAY	En Período Exploratorio	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, CEPESA COLOMBIA SA - CEPCOLSA, SORGENIA E&P COLOMBIA BV, PETROAMERICA INTERNATIONAL CORP
BARBOSA	En Período Exploratorio	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED
BOROJO NORTH	En Período Exploratorio	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC Y ECOPETROL SA
BOROJO SOUTH	En Período Exploratorio	RELIANCE EXPLORATION & PRODUCTION DMCC Y ECOPETROL SA
BOSQUES	En Período Exploratorio	MAXIM WELL SERVICES LTDA MWS Y GLENCORE E&P COLOMBIA LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA
BUENAVISTA	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL OMEGA ENERGY
CABIONA	En Programa Exploratorio Posterior	HUPECOL DOROTEA AND CABIONA LLC
CABRESTERO	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
CACHICAMO	En Período Exploratorio	RAMSHORN HOLDINGS LIMITED Y GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
CAG-6	En Período Exploratorio	CONSORCIO META - TCOG CAG-6
CAMPOS TELLO Y LA JAGUA	En Producción	ECOPETROL SA
CANAGUARO	En Producción	CONSORCIO CANAGUARO
CAÑO LOS TOTUMOS	En Período Exploratorio	ADVANTAGE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
CAÑO SUR	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
CARBONERA	En Período Exploratorio	WELL LOGGING LTDA
CASANARE ESTE	En Programa Exploratorio Posterior	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
CASIMENA	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
CASTOR	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
CATGUAS	En Período Exploratorio	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LIMITED
CEBUCAN	En Período Exploratorio	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, REPSOL EXPLORACION COLOMBIA SA Y CEPASA COLOMBIA SA - CEPCOLSA
CEDRELA	En Período Exploratorio	RANCHO HERMOSO SA
CEIBA	En Período Exploratorio	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA
CERRERO	En Período Exploratorio	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED Y SORGENIA E&P COLOMBIA BV
CHAZA	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
CHIGUIRO ESTE	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
CHIGUIRO OESTE	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
CHIQUINQUIRA	En Período Exploratorio	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED
CLARINERO	En Período Exploratorio	HOCOL SA
COATI	En Período Exploratorio	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA
COCLI	En Período Exploratorio	HOCOL SA
COR-04	En Período Exploratorio	AUSTRALIAN DRILLING ASSOCIATES PTY LTD SUCURSAL COLOMBIA
COR-06	En Período Exploratorio	INTEROIL COLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION
COR-11	En Período Exploratorio	RANCHO HERMOSO SA
COR-12	En Período Exploratorio	PETROLERA MONTERRICO SA
COR-14	En Período Exploratorio	OPERACIONES PETROLERAS ANDINAS SA
COR-23	En Período Exploratorio	KINETEX SUCURSAL COLOMBIA
COR-33	En Período Exploratorio	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
COR-39	En Período Exploratorio	RANCHO HERMOSO SA
CORCEL	En Programa Exploratorio Posterior	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
CPO-01	En Período Exploratorio	META PETROLEUM CORP
CPO-02	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PLUSPETROL COLOMBIA CORPORATION, KOREA NATIONAL OIL CORPORATION Y CNPC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
CPO-03	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PLUSPETROL COLOMBIA CORPORATION, KOREA NATIONAL OIL CORPORATION Y CNPC INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA
CPO-04	En Período Exploratorio	SK INNOVATION CO LTD Y HOUSTON AMERICAN ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA
CPO-05	En Período Exploratorio	ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA Y PETRODORADO SOUTH AMERICA SA SUCURSAL COLOMBIA
CPO-06	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL TECPECOL SA E INEPETROL COLOMBIA INC SUCURSAL COLOMBIANA
CPO-07	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL TECPECOL SA E INEPETROL COLOMBIA INC SUCURSAL COLOMBIANA
CPO-08	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
CPO-09	En Período Exploratorio	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD Y ECOPETROL SA
CPO-10	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
CPO-11	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
CPO-12	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL METAPETROLEUM CORP, CEPESA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD
CPO-13	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL TECPECOL SA E INEPETROL COLOMBIA INC SUCURSAL COLOMBIANA
CPO-14	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL METAPETROLEUM CORP Y CEPESA COLOMBIA SA - CEPCOLSA
CPO-16	En Período Exploratorio	HOCOL SA
CPO-17	En Período Exploratorio	HOCOL SA Y MAUREL&PROM COLOMBIA BV
CR-01	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP Y PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
CRAVOVIEJO	En Programa Exploratorio Posterior	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA
CUBIRO	En Programa Exploratorio Posterior	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
DOROTEA	En Programa Exploratorio Posterior	HUPECOL DOROTEA AND CABIONA LLC
DURILLO	En Producción	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA
EL EDEN	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD
EL PORTON	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD
EL REMANSO	En Período Exploratorio	COMPAÑIA DE TRATAMIENTO DE LODOS SA – COMTROL
EL SANCY	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA
EL TRIUNFO	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL EL TRIUNFO
ESPERANZA	En Programa Exploratorio Posterior	GEOPRODUCTION OIL AND GAS COMPANY LLC
FENIX	En Período Exploratorio	FENIX OIL & GAS SA Y CHACO EXPLORACION COLOMBIA
FUERTE NORTE	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
FUERTE SUR	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
GARAGOA	En Período Exploratorio	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
GARIBAY	En Período Exploratorio	SOLANA PETROLEUM EXPLORATION COLOMBIA LIMITED Y CEP SA COLOMBIA SA - CEP COLSA
GUACHIRIA SUR	En Período Exploratorio	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC
GUAMA	En Período Exploratorio	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
GUARROJO	En Período Exploratorio	HOCOL SA
GUASIMO	En Producción	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
GUATIQUIA	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
JAGUAR	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
JAGUEYES 3432-A	En Período Exploratorio	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA Y WINCHESTER OIL AND GAS SA
JAGUEYES 3432-B	En Período Exploratorio	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
JOROPO	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
LA CRECIENTE	En Programa Exploratorio Posterior	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
LA CUERVA	En Período Exploratorio	HUPECOL CARACARA LLC
LA LOMA	En Período Exploratorio	DRUMMOND LTD
LA MAYE	En Período Exploratorio	NEW HORIZON EXPLORATION INC Y PETRO VISTA ENERGY COLOMBIA BARBADOS CORP
LA MONA	En Período Exploratorio	AZABACHE ENERGY INC SUSCURSAL COLOMBIA
LA PALOMA	En Programa Exploratorio Posterior	UNION TEMPORAL PETROCARIBE
LAS AGUILAS	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
LAS GARZAS	En Período Exploratorio	HUPECOL LLANOS LLC
LEONA	En Período Exploratorio	HUPECOL LLANOS LLC
LLA-04	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-05	En Período Exploratorio	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA SA
LLA-06	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-07	En Período Exploratorio	META PETROLEUM CORP
LLA-08	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-09	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-10	En Período Exploratorio	PETROLERA MONTERRICO SA
LLA-11	En Período Exploratorio	STETSON OIL AND GAS LTD
LLA-13	En Período Exploratorio	HOCOL SA
LLA-14	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-15	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
LLA-16	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL Y COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
LLA-17	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL LLANOS 17
LLA-18	En Período Exploratorio	LOH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
LLA-19	En Período Exploratorio	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA
LLA-20	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL Y COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
LLA-21	En Período Exploratorio	OMEGA ENERGY COLOMBIA
LLA-22	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA
LLA-23	En Período Exploratorio	PETROLERA MONTERRICO SA
LLA-24	En Período Exploratorio	BD PRODUCTION CO INC
LLA-25	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
LLA-26	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA
LLA-27	En Período Exploratorio	NCT ENERGY GROUP CA COLOMBIA
LLA-29	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL Y COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
LLA-30	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL Y COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
LLA-31	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
LLA-32	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL LLANOS 32
LLA-34	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL LLANOS 34
LLA-36	En Período Exploratorio	MONTECZ SA
LLA-37	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-38	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-39	En Período Exploratorio	HOCOL SA
LLA-40	En Período Exploratorio	CONSORCIO RAMSHORN - APCO
LLA-41	En Período Exploratorio	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
LLA-42	En Período Exploratorio	TELPICO LLC
LLA-45	En Período Exploratorio	PERENCO COLOMBIA LIMITED
LLA-47	En Período Exploratorio	INTEROIL COLOMBIA EXPLORACION Y PRODUCCION
LLA-48	En Período Exploratorio	SERVIOJEDA COMPAÑIA ANÓNIMA
LLA-52	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
LLA-55	En Período Exploratorio	META PETROLEUM CORP
LLA-56	En Período Exploratorio	TABASCO OIL COMPANY
LLA-57	En Período Exploratorio	PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD SUCURSAL
LLA-58	En Período Exploratorio	HUPECOL OPERATING CO LLC
LLA-59	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
LLA-61	En Período Exploratorio	SUELOPETROL CA SA CA
LLA-62	En Período Exploratorio	HUPECOL OPERATING CO LLC
LLA-71	En Período Exploratorio	GEO TECHNOLOGY LA CA
LOS HATOS	En Producción	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO
LOS OCARROS	En Período Exploratorio	TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD Y CEPSA COLOMBIA SA - CEPOLSA
LOS PICACHOS	En Período Exploratorio	HUPECOL OPERATING CO LLC
MACAYA	En Período Exploratorio	HUPECOL OPERATING CO LLC
MAGDALENA	En Período Exploratorio	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED
MAPACHE	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
MARANTA	En Programa Exploratorio Posterior	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA
MARIA CONCHITA	En Período Exploratorio	CONSORCIO TPIC - MULTISERVICIOS SA
MECAYA	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD, MECAYA OIL&GAS SUCURSAL COLOMBIA Y PETEX OFFSHORE INC COLOMBIA
MERECURE	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
MIDAS	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL MIDAS
MORICHE	En Producción	UNION TEMPORAL MORICHE
MORICHITO	En Período Exploratorio	PETROPULI LTDA
MUISCA	En Período Exploratorio	MAUREL&PROM COLOMBIA BV
NASHIRA	En Período Exploratorio	SOGOMI ENERGY CORP
NISCOTA	En Período Exploratorio	UNION TEMORAL TEPMA, TALISMAN COLOMBIA OIL & GAS LTD y HOCOL SA
ODISEA	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
OMBU	En Período Exploratorio	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA Y CANACOL ENERGY INC SUCURSAL COLOMBIA
OROPENDOLA	En Programa Exploratorio Posterior	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
PAJARO PINTO	En Período Exploratorio	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA
PALMA	En Período Exploratorio	ERAZO VALENCIA & CIA S EN C
PERDICES	En Período Exploratorio	HOCOL SA
PLATANILLO	En Producción	AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA
PORTOFINO	En Período Exploratorio	PETROLERA MONTERRICO SA SUCURSAL COLOMBIA
PUNTERO	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
PUT-03	En Período Exploratorio	VAST EXPLORATION INC
PUT-06	En Período Exploratorio	PETROCARIBBEAN RESOURCES LTD
PUT-07	En Período Exploratorio	PETROCARIBBEAN RESOURCES LTD
PUT-08	En Período Exploratorio	CONSORCIO VETRA - C&C
PUT-09	En Período Exploratorio	META-TCOG PUT-9
PUT-1	En Período Exploratorio	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC
PUT-10	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
PUT-2	En Período Exploratorio	PETRONOVA COLOMBIA
PUT-4	En Período Exploratorio	PETROLEOS DEL NORTE SA
PUTUMAYO PIEDEMONT NORTE	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
PUTUMAYO PIEDEMONT SUR	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
RC-04	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL BP EXPLORATION COMPANY COLOMBIA LIMITED, ECOPETROL SA Y PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
RC-05	En Período Exploratorio	BP EXPLORATION COMPANY COLOMBIA LIMITED Y ECOPETROL SA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
RC-06	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, ECOPEPETROL SA Y HESS COLOMBIA LIMITED
RC-07	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, ECOPEPETROL SA Y HESS COLOMBIA LIMITED
RC-08	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, ECOPEPETROL SA Y ONGC VIDESH LIMITED
RC-09	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL ECOPEPETROL SA Y ONGC VIDESH LIMITED
RC-10	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL ECOPEPETROL SA Y ONGC VIDESH LIMITED
RC-11	En Período Exploratorio	ECOPEPETROL SA
RC-12	En Período Exploratorio	ECOPEPETROL SA
RIO ARIARI	En Período Exploratorio	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA
RIO VERDE	En Producción	COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO
ROSABLANCA	En Período Exploratorio	GOLD OIL PLC SUCURSAL COLOMBIA
RUMIYACO	En Período Exploratorio	GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD
SABANERO	En Período Exploratorio	MAUREL&PROM COLOMBIA BV
SALTARIN	En Período Exploratorio	HOCOL SA
SAMAN	En Período Exploratorio	HOCOL SA Y PERENCO COLOMBIA LIMITED
SAN ANTONIO	En Período Exploratorio	THORNELOE ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
SANGRETORO	En Período Exploratorio	CANACOL ENERGY INC SUCURSAL COLOMBIA
SANTA ISABEL	En Período Exploratorio	GREEN POWER SUCURSAL COLOMBIA
SANTACRUZ	En Período Exploratorio	MOMPOS OIL COMPANY INC
SERRANIA	En Período Exploratorio	SHONA ENERGY COLOMBIA LIMITED, HUPECOL OPERATING CO LLC Y HOUSTON AMERICA ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA
SIERRA NEVADA	En Período Exploratorio	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED
SILVESTRE	En Período Exploratorio	ECOPEPETROL SA
SSJN-1	En Período Exploratorio	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC Y HOCOL SA
SSJN-3	En Período Exploratorio	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
SSJN-4	En Período Exploratorio	ECOPEPETROL SA
SSJN-5	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL SK ENERGY CO LTD Y PETROPULI LTDA
SSJN-7	En Período Exploratorio	UNION TEMPORAL PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP Y ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA
SSJN-9	En Período Exploratorio	HOCOL SA Y MAUREL&PROM COLOMBIA BV
SSJS-1	En Período Exploratorio	CONSORCIO SK INNOVATION - ECOPEPETROL
SUEVA	En Período Exploratorio	NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED
SURIMENA	En Período Exploratorio	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC
TACACHO	En Período Exploratorio	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP Y PETRODORADO SOUTH AMERICA SA SUCURSAL COLOMBIA
TALORA	En Programa Exploratorio Posterior	PETROSOUTH ENERGY CORPORATION
TAMARIN	En Período Exploratorio	RANCHO HERMOSO SA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
TAYRONA	En Período Exploratorio	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED, ECOPETROL SA
TERECAY	En Período Exploratorio	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP
TIBURON	En Período Exploratorio	OMIMEX OIL & GAS LTD
TINIGUA	En Período Exploratorio	PETRONOVA COLOMBIA
TIPLE	En Período Exploratorio	CEPSA COLOMBIA SA - CEPCOLSA Y PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
TOPOYACO	En Período Exploratorio	TRAYECTORIA OIL & GAS SUCURSAL COLOMBIA
TUM OFF -3	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
TURPIAL	En Período Exploratorio	PETROLIFERA PETROLEUM COLOMBIA LIMITED Y APCO PROPERTIES LTD SUCURSAL COLOMBIA
URIBANTE	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
VILLARRICA NORTE	En Período Exploratorio	PETROBRAS COLOMBIA LIMITED Y NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED
VIM-02	En Período Exploratorio	SK INNOVATION CO LTD
VIM-05	En Período Exploratorio	OGX PETROLEO E GAS LTDA
VIM-06	En Período Exploratorio	HOCOL SA
VMM-01	En Período Exploratorio	LEWIS ENERGY COLOMBIA INC
VMM-02	En Período Exploratorio	VETRA EXPLORACION Y PRODUCCION COLOMBIA SA
VMM-03	En Período Exploratorio	INTEGRAL DE SERVICIOS TECNICOS SA
VMM-04	En Período Exploratorio	LOH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
VMM-06	En Período Exploratorio	ECOPETROL SA
VMM-11	En Período Exploratorio	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
VMM-12	En Período Exploratorio	INGENIERIA CONSTRUCCIONES Y EQUIPOS CONEQUIPOS ING LTDA
VMM-13	En Período Exploratorio	PETROPULI LTDA
VMM-15	En Período Exploratorio	LOH ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
VMM-17	En Período Exploratorio	MORICHAL PETROLEO Y GAS CA
VMM-18	En Período Exploratorio	MONTAJES JM LTD
VMM-26	En Período Exploratorio	OGX PETROLEO E GAS LTDA
VMM-27	En Período Exploratorio	SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION COLOMBIA CAÑO SUR GMBH
VMM-28	En Período Exploratorio	PETROLEOS DEL NORTE SA
VMM-32	En Período Exploratorio	CONSORCIO CPVEN - ECOPETROL
VMM-35	En Período Exploratorio	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
VMM-37	En Período Exploratorio	PATRIOT ENERGY SUCURSAL COLOMBIA
VSM-03	En Período Exploratorio	TELPICO LLC
VSM-09	En Período Exploratorio	HOCOL SA
VSM-10	En Período Exploratorio	HOCOL SA
VSM-12	En Período Exploratorio	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
VSM-13	En Período Exploratorio	ALANGE ENERGY CORP COLOMBIA
VSM-14	En Período Exploratorio	TÉCNICA VIAL S EN CA
VSM-15	En Período Exploratorio	FLAMINGO OIL SA

TIPO CONTRATO / CONTRATO	DETALLE ESTADO	CONTRATISTA ACTUAL
VSM-22	En Período Exploratorio	TELPICO LLC
VSM-32	En Período Exploratorio	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA
YAMU	En Programa Exploratorio Posterior	WINCHESTER OIL AND GAS SA

Actividad Exploratoria del 21-jul-2010 al 31 de mayo de 2011 Sísmica

TIPO/CONTRATO	TIPO SISMICA	EJECUTADA EQUIVALENTE Mayo 2011
Contrato de Evaluación Técnica		2192,285
CPE-02	Sísmica 2D	796,125
CPE-05	Sísmica 2D	621,36
CPE-07	Sísmica 2D	530
CPE-08	Sísmica 2D	244,8
Contrato E&P		12003,8565
ALEA-1846-D	Sísmica 3D	139,689
ALEA-1848-A	Sísmica 3D	245,905
ANDAQUIES	Sísmica 2D	200,46
ARREDAJO	Sísmica 3D	221,425
BOROJO NORTH	Sísmica 3D	1376,1415
BOROJO SOUTH	Sísmica 3D	1513,187
CABIONA	Sísmica 3D	205,666
CARBONERA	Sísmica 3D	83,98
CASANARE ESTE	Sísmica 3D	197,2
CEDRELA	Sísmica 2D	187,15
CERRERO	Sísmica 3D	391
CHAZA	Sísmica 2D	47,5
CHAZA	Sísmica 3D	163,132
CHIGUIRO ESTE	Sísmica 3D	144,568
CHIGUIRO OESTE	Sísmica 3D	183,804
CLARINERO	Sísmica 3D	495,465
COCLI	Sísmica 3D	340
CPO-05	Sísmica 2D	262
CPO-05	Sísmica 3D	1105
EL REMANSO	Sísmica 3D	76,5
ESPERANZA	Sísmica 3D	204
GUACHIRIA SUR	Sísmica 3D	544,204
GUATIQUIA	Sísmica 3D	251,583
LLA-14	Sísmica 2D	110,7
LLA-17	Sísmica 3D	263,5
LLA-21	Sísmica 3D	140,76
LLA-29	Sísmica 3D	326,536

TIPO/CONTRATO	TIPO SISMICA	EJECUTADA EQUIVALENTE Mayo 2011
LLA-36	Sísmica 3D	164,356
MARIA CONCHITA	Sísmica 3D	205,581
SALTARIN	Sísmica 3D	60
SANTA ISABEL	Sísmica 3D	112,931
SSJN-1	Sísmica 3D	38,862
SSJN-3	Sísmica 2D	110
SSJN-4	Sísmica 2D	535,5
SSJN-5	Sísmica 3D	850
TAMARIN	Sísmica 2D	50
VMM-02	Sísmica 3D	205,071
VMM-06	Sísmica 2D	242
VMM-17	Sísmica 2D	8,5
Total		14196,1415

Pozos Perforados

TIPO/CONTRATO	POZO	CLASIFICACIÓN	CUENTA
Contrato de Asociación			9
ABANICO	Gecko-1	A3	1
BUGANVILES	Tuqueque-1X ST	A3	1
	Visure-1X	A3	1
COROCORA	Corocora Sur-1	A2c	1
COSECHA	Caracol-1	A3	1
DOIMA	Mantarraya-1ST	A3	1
RIO RANCHERIA	Carretalito-1	A3	1
	Carretalito-8	A3	1
RONDON	Calamaro-1	A3	1
Contrato E&P			81
ANTORCHA	Antorcha-1	A3	1
BALAY	Balay-2DST	A2b	1
BUENAVISTA	Corrales-1D	A3	1
	Santander-1	A3	1
CAÑO SUR	Mito-1	A3	1
	Pinocho-1	A3	1
	Puertos-1	A3	1
	Serrana-1	A3	1
CASIMENA	Mantis-1	A3	1
	Yenac 3	A2a	1
	Yenac-2	A2b	1
CASTOR	Capybara-2	A2b	1
CHAZA	Canangucho-1	A3	1
	Pacayaco-1	A3	1

TIPO/CONTRATO	POZO	CLASIFICACIÓN	CUENTA
CHIGUIRO ESTE	Azulejo-1	A3	1
CHIGUIRO OESTE	Avellana-1	A3	1
CLARINERO	Clarinero Sur 1	A3	1
CORCEL	Arion-1	A3	1
	Cardenal-1	A3	1
	Caruto-1	A3	1
	Celeste-1	A3	1
	Guatin-1	A3	1
	Macapay-1	A3	1
CPO-09	Akacias-1	A3	1
CRAVOVIEJO	Bastidas Sur 3 ST 1	A2c	1
	Cucaracha-1	A3	1
	Heredia-1	A3	1
	Zopilote-1	A3	1
CUBIRO	Careto Sur-1ST	A2c	1
DURILLO	Durillo A1	A3	1
EL PORTON	Calatea-1 ST1	A3	1
ESPERANZA	Nelson-2	A3	1
GUAMA	Pedernalito-1X	A3	1
GUARROJO	Cunaguaro-1	A3	1
	Maracayá-1	A3	1
GUATIQUEIA	Azalea-1	A3	1
	Candelilla-4	A2a	1
	Candelilla-5	A2a	1
	Yatay-1	A3	1
JAGUEYES 3432-A	Aster-1ST1	A3	1
JAGUEYES 3432-B	Vara Blanca- ST1	A3	1
LA CRECIENTE	Apamate-1X	A3	1
LA CUERVA	Cuerva 13	A3	1
	Cuerva 3	A2c	1
	Cuerva-10A	A3	1
	Cuerva-11	A2c	1
	Cuerva-12	A3	1
	Cuerva-2	A3	1
	Cuerva-9	A3	1
LA LOMA	Canario-1	A3	1
LLA-16	Goroka-1	A3	1
	Kona-2A	A3	1
	Kona-3	A2b	1
	Kona-4	A2a	1
	Kona-6	A2b	1
	Kopi-1	A3	1

TIPO/CONTRATO	POZO	CLASIFICACIÓN	CUENTA
	Supremo-1	A3	1
LLA-20	Conoto-1	A3	1
	Zocay-1	A3	1
MAGDALENA	San Angel-1001X	A3	1
MAPACHE	Disa-1	A3	1
MORICHITO	Morichito-5B	A2b	1
NASHIRA	Alape	A3	1
PAJARO PINTO	Asmodeo 1ST	A3	1
PERDICES	Granate 1	A3	1
PUTUMAYO PIEDEMONTE SUR	Taruka-1	A3	1
RIO ARIARI	Acanto-1	A3	1
	Anturio-1	A3	1
	Asarina-1	A3	1
	Borugo-1	A3	1
	Mochelo-1	A3	1
ROSABLANCA	Rosablanca-2	A3	1
SABANERO	Sabanero SE-2	A3	1
	Sabanero-SE1	A3	1
TALORA	Verdal-1	A3	1
TIPLE	Jilguero Sur-1	A3	1
TOPOYACO	Topoyaco-1X	A3	1
	Topoyaco-2X	A3	1
YAMU	Carupana-7	A2b	1
	Picure-1	A3	1
	Yamu-2	A2b	1
Convenio E&P			3
CUISINDE	Nunda-1	A3	1
RIO HORTA	Baco-1	A3	1
SAN GABRIEL	Kaxan Norte-1	A3	1
Total general			93

PRODUCCIÓN

1. Contratos de exploración y producción - E&P

En el marco de los contratos de exploración y producción - E&P a mayo de 2011, se encontraban en producción 110 campos pertenecientes a 61 contratos E&P, es decir 46 campos más que los existentes a 31 de diciembre de 2009, situación que contribuyó con el incremento de la participación de los contratos E&P en el balance de producción nacional de hidrocarburos que en lo relacionado con la producción de crudo pasó del 8%, cifra alcanzada en el año 2009, al 11% a 31 de mayo 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.

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

Para la vigencia 2011 se tiene presupuestado a la fecha un valor de costos, gastos de operación e inversión de aproximadamente USD 604,2 millones, con una inversión cercana a USD 221, 8 millones, de los cuales USD 123.9 millones corresponden a perforación y completamiento de pozos, USD 75,2 a optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, y USD 12 millones a trabajos de reacondicionamiento de pozos.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de mayo de 2011, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 328 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios, de desarrollo y de avanzada, de los cuales 123 finalizaron perforación entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011.

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 mayo de 2011 alcanzó la cifra de 95 kbpd¹, significando un incremento del 71% respecto a la producción promedio diaria anual obtenida al 31 de diciembre de 2009. En lo que tiene que ver con la producción de gas, se obtuvo un promedio diario anual de 64 Mpcd², correspondiente a un incremento del 30% respecto al año 2009.

A continuación se muestra el estado de los contratos de exploración y producción -E&P en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011, tomando como base las diferentes etapas de producción a que se hizo referencia en los párrafos anteriores.

Durante el año 2010 se presentaron 37 avisos de descubrimiento de pozos exploratorios pertenecientes a 18 contratos y en lo corrido de la vigencia 2011 se han presentado 20 avisos de descubrimiento. El detalle se muestra en la siguiente tabla:

Avisos de Descubrimiento presentados entre el 1-ene-2010 y el 31-may-2011

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha de presentación del aviso de descubrimiento
1	ALTAIR	Altair	Altair-1	13-ago-10
2	BALAY	Balay	Balay-1	25-may-10
3	BUENAVISTA	Corrales	Corrales-1D	24-feb-11
4	BUENAVISTA	Santander	Santander-1	23-mar-11
5	CACHICAMO	Andarrios	Andarrios-1	18-jun-10
6	CACHICAMO	Guacharaca	Guacharaca-1	14-abr-11
7	CACHICAMO	Hoatzin Norte	Hoatzin Norte-1	30-ago-10
8	CACHICAMO	IVF	IVF-1	22-sep-10
9	CANAGUARO	Canaguay	Canaguay-1	03-dic-10
10	CARBONERA	Paramito	Paramito-1	01-feb-10
11	CASANARE ESTE	Cerillo	Cerillo-1	19-ago-10
12	CASIMENA	Mantis	Mantis-1	01-abr-11
13	CASIMENA	Yenac	Yenac-1	26-may-10
14	CASTOR	Capybara	Capybara-1	16-jul-10
15	CHAZA	Moqueta	Moqueta-1	27-sep-10
16	CHIGUIRO OESTE	Avellana	Avellana-1	22-dic-10
17	CORCEL	Amarillo	Amarillo-1	18-nov-10
18	CORCEL	Cardenal	Cardenal-1	10-may-11
19	CORCEL	Caruto	Caruto-1	22-dic-10
20	CPO-9	Akacias	Akacias-1	07-feb-11

¹ kbpd: miles de barriles de petróleo por día.

² Mpcd: millones de pies cúbicos por día.

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha de presentación del aviso de descubrimiento
21	CRAVO VIEJO	Zopilote	Zopilote-1	20-may-11
22	CUBIRO	Barranquero	Barranquero-1	21-may-10
23	CUBIRO	Copa	Copa-1	27-jul-10
24	DURILLO	Durillo	Durillo-1	13-abr-11
25	EL EDEN	Chiriguaro	Chiriguaro-1	10-jun-10
26	ESPERANZA	Nelson	Nelson-2	12-ene-11
27	FENIX	Fenix	Iguasa-1	07-may-10
28	GARIBAY	Jilguero	Jilguero-1	08-sep-10
29	GUACHIRÍA SUR	Tulipán	Tulipán-1	04-jun-10
30	GUAMA	Pederalito	Pederalito-1X	08-feb-11
31	GUATIKUÍA	Candelilla	Candelilla-1	15-ene-10
32	GUATIKUÍA	Percherón	Percherón-1	26-feb-10
33	GUATIKUÍA	Yatay	Yatay-1	15-abr-11
34	LA CUERVA	Cuerva 10A	Cuerva-10A	18-may-11
35	LA CUERVA	Cuerva Suroeste	Cuerva-9	28-feb-11
36	LA LOMA	Paujil	Paujil-1	29-mar-10
37	LAS GARZAS	Las Garzas B Oeste	Las Garzas Doradas-B5	18-jun-10
38	LEONA	Leona A Sur	Leona-A3	24-feb-10
39	LEONA	Leona B Sur	Leona-B3	23-mar-10
40	LLA-16	Kona	Kona-1	15-oct-10
41	LLA-16	Supremo	Supremo-1	01-abr-11
42	MAPACHE	Manzanillo	Manzanillo-1	25-oct-10
43	MECAYÁ	Mecayá	Mecayá-1	29-oct-10
44	MIDAS	Zoe	Zoe-1	28-abr-10
45	MORICHE	Mauritía Este	Mauritía Este-1	20-abr-10
46	MORICHITO	Morichito-5	Morichito-5	15-jul-10
47	RÍO ARIARI	Mochelo	Mochelo-1	18-mar-11
48	RÍO ARIARI	Río Ariari	Río Ariari-1	15-ene-10
49	RÍO ARIARI	Borugo	Borugo-1	19-abr-11
50	RÍO ARIARI	Anturio	Anturio-1	30-may-11
51	SABANERO	Sabanero	Sabanero-1	30-mar-11
52	SIERRA	Recio	Recio-1	09-abr-10
53	SIERRA NEVADA	Brillante	Brillante SE 1X	11-oct-10
54	TÁLORA	Verdal	Verdal-1	17-ene-11
55	TIPLE	Cubarro	Cubarro-1	08-sep-10
56	TOPOYACO	Topoyaco	Topoyaco-2X	09-feb-11
57	URIBANTE	Oripaya	Oripaya-1 ST-1	20-dic-10

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011, entraron en etapa de evaluación 19 contratos con un total de 45 campos de producción, 15 de estos campos iniciaron su evaluación durante el año 2011. El detalle se muestra en la siguiente tabla.

Campos que iniciaron evaluación entre el 1-ene-2010 y el 31-may-2011

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha de inicio programa de evaluación
1	ALTAIR	Altair	Altair-1	08-jul-10
2	BALAY	Balay	Balay-1	04-ago-10
3	BUENAVISTA	Corrales	Corrales-1D	30-may-11
4	BUENAVISTA	Santander	Santander-1	10-may-11
5	CACHICAMO	Andarrios	Andarrios-1	26-ago-10
6	CACHICAMO	Hoatzin Norte	Hoatzin Norte-1	29-oct-10
7	CACHICAMO	IVF	IVF-1	22-nov-10
8	CANAGUARO	Canaguay	Canaguay-1	04-feb-11
9	CARBONERA	Paramito	Paramito-1	01-abr-10
10	CASANARE ESTE	Cerillo	Cerillo-1	18-oct-10
11	CASIMENA	Yenac	Yenac-1	18-abr-10
12	CASTOR	Capybara	Capybara-1	19-sep-10
13	CHAZA	Moqueta	Moqueta-1	28-nov-10
14	CHIGUIRO OESTE	Avellana	Avellana-1	17-feb-11
15	CORCEL	Amarillo	Amarillo-1	26-ene-11
16	CORCEL	Boa	Boa-1	24-ene-10
17	CORCEL	Cardenal	Cardenal-1	04-abr-11
18	CORCEL	Caruto	Caruto-1	04-dic-10
19	CPO-9	Akacias	Akacias-1	14-abr-11
20	CRAVO VIEJO	Zopilote	Zopilote-1	18-may-11
21	CUBIRO	Barranquero	Barranquero-1	18-feb-10
22	CUBIRO	Copa	Copa-1	18-jun-10
23	EL EDEN	Chiriguaro	Chiriguaro-1	11-ago-10
24	ESPERANZA	Nelson	Nelson-2	21-ene-11
25	FENIX	Fenix	Iguasa-1	07-may-10
26	GARIBAY	Jilguero	Jilguero-1	11-nov-10
27	GUACHIRÍA SUR	Tulipán	Tulipán-1	10-sep-10
28	GUAMA	Pederalito	Pederalito-1X	08-abr-11
29	GUATIKUÍA	Candelilla	Candelilla-1	22-ene-10
30	LA CUERVA	Cuerva Suroeste	Cuerva-9	15-nov-10
31	LAS GARZAS	Las Garzas B Oeste	Las Garzas Doradas-B5	16-ago-10
32	LLA-16	Kona	Kona-1	17-dic-10
33	MAPACHE	Manzanillo	Manzanillo-1	08-nov-10
34	MARANTÁ	Mirto	Mirto-1	20-ene-10
35	MIDAS	Zoe	Zoe-1	28-jun-10
36	MORICHE	Mauritía Este	Mauritía Este-1	08-jun-10
37	MORICHITO	Morichito-5	Morichito-5	02-sep-10
38	RÍO ARIARI	Mochelo	Mochelo-1	17-may-11
39	SABANERO	Sabanero	Sabanero-1	22-dic-10
40	SIERRA NEVADA	Brillante	Brillante SE 1X	02-oct-10

No.	Contrato	Campo	Pozo	Fecha de inicio programa de evaluación
41	SIERRA NEVADA	La Pinta	La Pinta-1	03-abr-11
42	TÁLORA	Verdal	Verdal-1	25-feb-11
43	TIPLE	Cubarro	Cubarro-1	11-sep-10
44	TOPOYACO	Topoyaco	Topoyaco-2X	07-abr-11
45	URIBANTE	Oripaya	Oripaya-1 ST-1	18-feb-11

Así mismo, presentaron declaración de comercialidad 26 campos, los cuales, con excepción del campo Cuerva Oriental, corresponden a la totalidad de los descubrimientos que tenían plazo de presentar declaratoria de comercialidad entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011. A continuación se relacionan los 25 campos que dieron inicio al periodo de explotación de hidrocarburos durante este periodo:

Campos que iniciaron periodo de explotación entre el 1-ene-2010 y el 31-may-2011

No.	Contrato	Campo	Fecha de inicio periodo explotación
1	CACHICAMO	Cirigüelo	11-ene-11
2	CACHICAMO	Hoatzin	03-dic-10
3	CORCEL	Boa	20-abr-11
4	CORCEL	Corcel D	05-feb-10
5	CORCEL	Corcel E	31-ene-11
6	CRAVO VIEJO	Carrizales	12-mar-10
7	CRAVO VIEJO	Matemarrano	18-feb-10
8	DOROTEA	Dorotea A	13-ene-11
9	ESPERANZA	Cañaflecha	29-abr-10
10	ESPERANZA	Katana	30-mar-10
11	GUASIMO	Lisa	27-abr-10
12	GUATIQÚÍA	Candelilla	20-abr-11
13	LA PALOMA	Colón	14-oct-10
14	LAS GARZAS	Las Garzas B	07-ene-11
15	LEONA	Leona A	20-ene-10
16	LEONA	Leona A Sur	30-ene-11
17	LEONA	Leona B	14-dic-10
18	LEONA	Leona B Sur	01-mar-11
19	MAPACHE	Mapache Norte	11-ene-11
20	MIDAS	Chuirá	25-mar-11
21	NASHIRA	Nashira Norte	28-abr-10
22	OMBÚ	Capella	28-abr-11
23	OROPÉNDOLA	Oropendola	17-ago-10
24	RÍO VERDE	Boral	01-feb-10
25	YAMÚ	Yamú	28-jun-10

El plan de explotación inicial fue presentado para 13 campos durante el año 2010 y para 9 campos durante lo que va corrido de la vigencia 2011, los cuales se relacionan a continuación:

Plan de explotación inicial presentado entre el 1-ene-10 y el 31-may-11

No.	Contrato	Campo	Fecha de presentación del plan de explotación inicial
1	CACHICAMO	Cirigüelo	08-abr-11
2	CACHICAMO	Hoatzin	02-mar-11
3	CORCEL	Corcel C	14-ene-10
4	CORCEL	Corcel D	21-may-10
5	CORCEL	Corcel E	18-may-11
6	CRAVO VIEJO	Bastidas	12-mar-10
7	CRAVO VIEJO	Carrizales	15-jun-10
8	CRAVO VIEJO	Matemarrano	16-may-10
9	DOROTEA	Dorotea A	15-abr-11
10	DOROTEA	Dorotea B	04-mar-10
11	ESPERANZA	Cañaflacha	30-jul-10
12	ESPERANZA	Katana	30-jun-10
13	GUASIMO	Lisa	21-ene-11
14	LA PALOMA	Colón	17-ene-11
15	LAS GARZAS	Las Garzas B	11-abr-11
16	LEONA	Leona A	19-abr-10
17	LEONA	Leona A Sur	02-may-11
18	LEONA	Leona B	16-mar-11
19	NASHIRA	Nashira Norte	28-jul-10
20	OROPÉNDOLA	Oropendola	16-nov-10
21	RÍO VERDE	Boral	30-abr-10
22	YAMÚ	Yamú	29-sep-10

2. Convenios de explotación

Al 31 de mayo 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.

Durante el 1 de enero de 2010 y 31 de mayo de 2011, se han presentado dos descubrimientos, el primero de ellos en abril de 2010, en el convenio Pijao – Potrerillo con el pozo Tempranillo Norte -1 y el segundo 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 2010 la suma de USD 1.711,7 millones por concepto de costos, gastos de operación e inversión, de los cuales USD 1.095,6 millones se proyectaron para desarrollar actividades de perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección.

Así mismo, para la vigencia 2011 se tiene presupuestado por concepto de costos, gastos de operación e inversión un valor de USD 2.392,1 millones, de los cuales USD 1.312,5 millones corresponden a perforación y completamiento de pozos.

3. Convenios de exploración y explotación

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2010 y el 31 de mayo de 2011, los convenios de exploración y explotación Sirirí, Río Horta, González y Cuisinde se encontraban en etapa de producción. En desarrollo de los convenios González y Cuisinde, se llevaron a cabo dos nuevos descubrimientos con el pozo Río Zulia West – 3, en el mes de abril de 2010, y con el pozo Nunda-1, en el mes de abril de 2011, respectivamente.

4. Derechos económicos por producción

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

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

Derechos Económicos por uso del subsuelo - áreas de evaluación y de explotación, causados en el 2010

No.	Contrato	Derechos Económicos (USD)
1	ALTAIR	3.089
2	BALAY	15.657
3	BUENAVISTA	3.269
4	CABIONA	44.949
5	CACHICAMO	38.009
6	CARBONERA	3.187
7	CASIMENA	40.196
8	CHAZA	687.748
9	CORCEL	380.435
10	CRAVOVIEJO	230.440
11	CUBIRO	150.314
12	DOROTEA	181.434
13	EL EDEN	1.270
14	ESPERANZA	11.457

No.	Contrato	Derechos Económicos (USD)
15	FENIX	605
16	GUACHIRIA SUR	12.980
17	GUARROJO	577.126
18	GUATIQUEIA	789.604
19	LA CRECIENTE	250.547
20	LA CUERVA	37.686
21	LA PALOMA	21.112
22	LAS GARZAS	25.412
23	LEONA	31.937
24	LLA-16	3.105
25	LOS HATOS	3.901
26	MAPACHE	8.351
27	MARANTÁ	2.699
28	MIDAS	1.397
29	MORICHE	6.899
30	NASHIRA	25.456
31	OMBÚ	24.482
32	OROPENDOLA	48.959
33	PAJARO PINTO	28
34	PLATANILLO	17.270
35	RIO ARIARI	1.764
36	RIO VERDE	23.257
37	YAMU	43.412
Total		3.749.440

En cumplimiento de lo establecido en la cláusula 16, numeral 16.2, de los contratos de exploración y producción - E&P, durante el año 2010 se causaron derechos económicos por precios altos a la producción de hidrocarburos líquidos correspondiente a las áreas de explotación de los contratos Chaza, Corcel, Guarrojo y Guatiquía. El monto causado por este concepto desde enero de 2010 hasta febrero de 2011 fue de USD 256,4 millones aproximadamente, el cual se discrimina por contrato en la siguiente tabla:

Derechos económicos por precios altos causados entre ene-2010 y feb-2011

No.	Contrato	Derechos económicos (millones USD)
1	Chaza	92,0
2	Corcel	44,7
3	Guarrojo	62,9
4	Guatiquia	56,7
Total		256,4

Igualmente, por concepto de Transferencia de Tecnología de las Áreas de Explotación, numeral 23.5 de la cláusula 23 de los contratos de exploración y producción - E&P, se causó en la vigencia 2010 un valor aproximado de USD 246.112, el detalle de aporte de las mencionadas áreas se muestra en la siguiente tabla:

Transferencia de Tecnología Áreas de Explotación causada en 2010

No.	Contrato	Transferencia de tecnología causada (USD)
1	BUENAVISTA	327
2	CABIONA	4.495
3	CACHICAMO	58
4	CARBONERA	319
5	CHAZA	68.775
6	CORCEL	26.894
7	CRAVOVIEJO	20.955
8	CUBIRO	10.235
9	DOROTEA	18.096
10	ESPERANZA	992
11	GUARROJO	57.713
12	LA CRECIENTE	25.055
13	LA PALOMA	220
14	LEONA	257
15	LOS HATOS	390
16	MORICHE	115
17	NASHIRA	1.659
18	OROPÉNDOLA	1.326
19	PLATANILLO	1.727
20	RIO VERDE	2.326
21	YAMU	4.180
Total		246.112

En noviembre del año 2010 se inició la causación de los derechos económicos por participación adicional en la producción para los contratos de exploración y producción - E&P CPO - 9 y LLA – 16. Este porcentaje fue el ofrecido en el marco de los procesos competitivos, el cual corresponde, después de regalías, al 17% y 1% de la producción, respectivamente.

5. Reporte nacional de producción diaria y mensual

En el año 2010 el promedio de producción nacional diaria anual de crudo fue de 785 kbpd³, valor que superó en un 17% la cifra alcanzada en el año anterior, la cual fue de 671 kbpd.

La comercialización nacional diaria de gas natural durante la vigencia 2010 alcanzó el valor de 1090 Mpcd⁴, cifra que rebasó los 1016 Mpcd comercializados en el 2009 en aproximadamente el 7%.

Es así como, las cifras de producción nacional alcanzadas tanto para producción de crudo como para la comercialización de gas fueron superiores a las metas establecidas por el Gobierno Nacional para la vigencia 2010.

Producción promedio de crudo 2010 (kbpd)

	2010												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	666	670	672	680	685	701	700	713	719	715	736	738	785
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	76	89	94	97	91	82	83	75	81	85	85	91	
Producción crudo total (kbpd)	742	759	766	777	776	783	783	788	800	800	821	829	
Proyección Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB													565

Comercialización promedio de gas 2010 (Mpcd)

	2010												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	1057	1075	1056	1097	1046	979	942	996	1067	991	1008	1015	1090
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	62	63	64	63	64	63	63	60	59	65	64	65	
Comercialización gas total (Mpcd)	1119	1138	1120	1160	1110	1042	1005	1056	1126	1056	1072	1080	
Proyección comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													850

A diciembre de 2010 la producción promedio diario anual de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la ANH fue de 86 kbpd, proveniente de las cuencas Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo, Cordillera Oriental, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, y el gas

³ kbpd: miles de barriles de petróleo por día.

⁴ Mpcd: millones de pies cúbicos por día.

comercializado fue de 63 Mpcd, perteneciente a las cuencas Valle Inferior del Magdalena y Catatumbo.

Así mismo, durante los primeros cinco (5) meses del año 2011 se ha incrementado el promedio nacional diario anual de producción de crudo. La comercialización de gas natural presenta una ligera tendencia decreciente.

Producción promedio de crudo 2011 (kbpd)

	2011					Promedio diario anual
	Ene	Feb	Mar	Abr (P)	May (P)	
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	751	771	786	805	820	884
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	89	91	100	97	107	
Producción crudo total (kbpd)	840	862	886	902	927	

(P) datos provisionales

Comercialización promedio de gas 2011 (Mpcd)

	2011					Promedio diario anual
	Ene	Feb	Mar	Abr (P)	May (P)	
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	1.003	904	924	922	933	1.002
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	64	62	64	66	63	
Comercialización gas total (Mpcd)	1.067	966	988	988	996	

(P) datos provisionales

Es así como, en lo que va corrido del año 2011, el promedio diario anual de producción de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la ANH alcanzó los 95 kbpd y el promedio diario anual de gas comercializado alcanzó los 64 Mpcd.

6. Campos Tello-La Jagua

Durante el año 2010 fueron ejecutadas actividades operativas cuyo objetivo principal fue la optimización de la producción. Estas actividades consistieron principalmente en estimulaciones orgánico - acidas en pozos productores e inyectores, cañoneo de nuevas zonas en tres pozos y fracturamiento hidráulico en tres pozos. No obstante el esfuerzo técnico, se ha presentado una disminución en la producción de los campos Tello y La Jagua debido principalmente a la alta declinación de la producción incremental en los pozos con tecnología de bombeo electrosumergible y al incremento en el corte de agua de pozos de alto potencial de crudo.

La producción promedio diario de los campos Tello y La Jagua durante el año 2010 fue de 6.008 bpd:

Producción diaria de petróleo en los campos Tello y La Jagua en 2010 (bpd)

Mes	Producción de petróleo (bpd)
Enero	6.813
Febrero	6.821
Marzo	6.730
Abril	5.887
Mayo	5.524
Junio	5.888
Julio	6.363
Agosto	6.551
Septiembre	5.827
Octubre	5.311
Noviembre	5.166
Diciembre	5.219
Promedio	6.008

Durante el año 2011 la producción promedio diaria de petróleo de los campos Tello y La Jagua asciende a 5.146 bpd.

Producción diaria de petróleo en los campos Tello y La Jagua en 2011 (bpd)

Mes	Producción de petróleo (bpd)
Enero	5.238
Febrero	5.230
Marzo	5.065
Abril (P)	5.004
Mayo (P)	5.193
Promedio	5.146

MANEJO DE RESERVAS

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

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

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

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

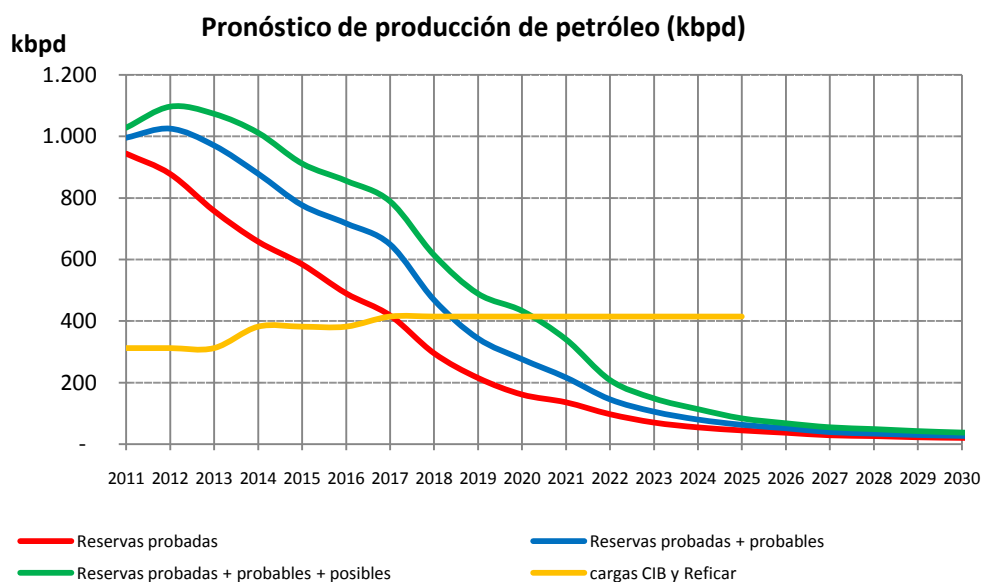
1. Reservas de crudo y gas

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

Reservas probadas de crudo

Reservas a 31 diciembre de 2009 (Mbbl)	1.998
Producción año 2010 (Mbbl)	287
Reservas a 31 diciembre de 2010 (Mbbl)	2.058
Incorporación año 2010 (Mbbl)	357
Relación R/P (años)	7.2

Esta relación R/P (que representa un índice de reemplazo de producción del 20%) de referencia se valida con el pronóstico de producción de las reservas probadas y el pronóstico de cargue a la refinería, como se muestra en la siguiente gráfica:



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

En relación con las reservas de gas, de las reservas totales a 31 de diciembre de 2010 que alcanzan 7.014 Giga pies cúbicos (Gpc), 5.381 corresponden a reservas probadas. Considerando los 398 Gpc producidos en el año 2010, se tiene que las reservas disminuyeron en 1.048 Gpc (ver siguiente tabla).

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

Reservas probadas, probables y posibles de gas

Reservas totales ⁵ a 31 diciembre de 2009 (Gpc) ⁶	8.460
Producción año 2010 (Gpc)	398
Reservas totales a 31 diciembre de 2010 (Gpc)	7.014
Incorporación 2010 (Gpc)	-1.048
Relación R/P (años)	17.6

No obstante reportarse una caída de reservas en términos de reservas totales, es preciso aclarar que si se consideran solamente las reservas probadas⁷, el balance sería:

Reservas probadas de gas

Reservas probadas ⁸ a 31 diciembre de 2009 (Gpc) ⁹	4.737
Producción año 2010 (Gpc)	398
Reservas probadas a 31 diciembre de 2010 (Gpc)	5.381
Incorporación 2010 (Gpc)	1.042
Relación R/P (años)	13.5

Veamos esta proyección¹⁰ en términos del escenario de demanda variable creciente. Como lo muestra la siguiente gráfica, habría déficit de producción a partir del año 2021 en términos de las reservas totales y a partir del año 2018 si se consideran solamente las reservas probadas.

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

⁵ Incluye probadas, probables y posibles

⁶ Giga pies cúbicos;

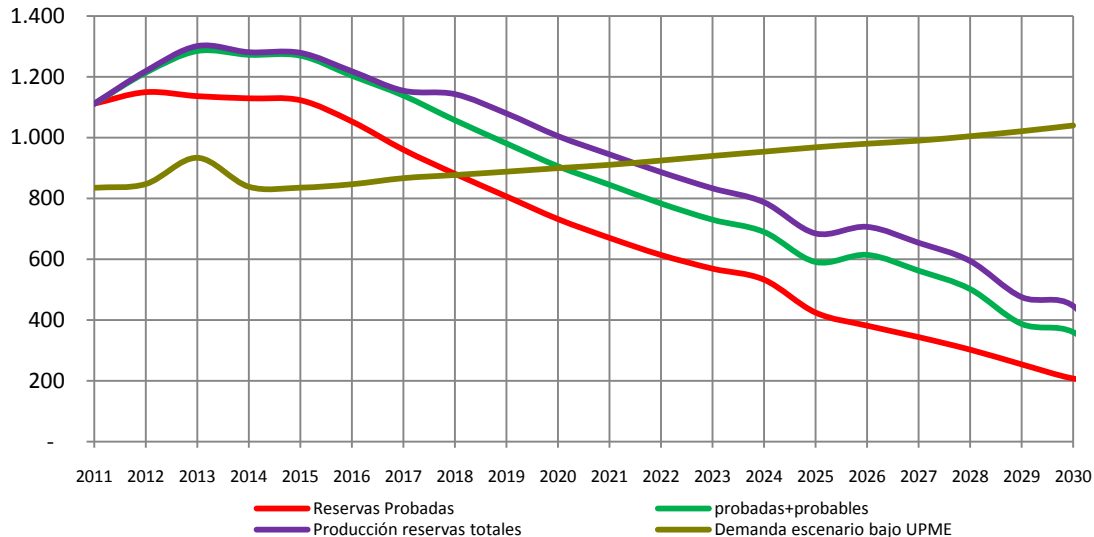
⁷ El descuento de la producción sólo aplica para las reservas probadas produciendo. En todo caso, en términos generales, las reservas probadas no deben disminuir; básicamente se mantienen ó deben aumentar.

⁸ Incluye probadas, probables y posibles

⁹ Giga pies cúbicos;

¹⁰ Upme- Unidad de Planeación Minero Energética. Proyección de Demanda de Combustibles Líquidos y GNV en Colombia [Revisión Octubre de 2010]. Proyección de Demanda de Gas Natural en Colombia [Revisión Julio de 2010]. Incluye 150 millones de pies cúbicos de exportación hasta el año 2013.

Pronóstico de producción de gas (Mpcd)



2. Incorporación de reservas

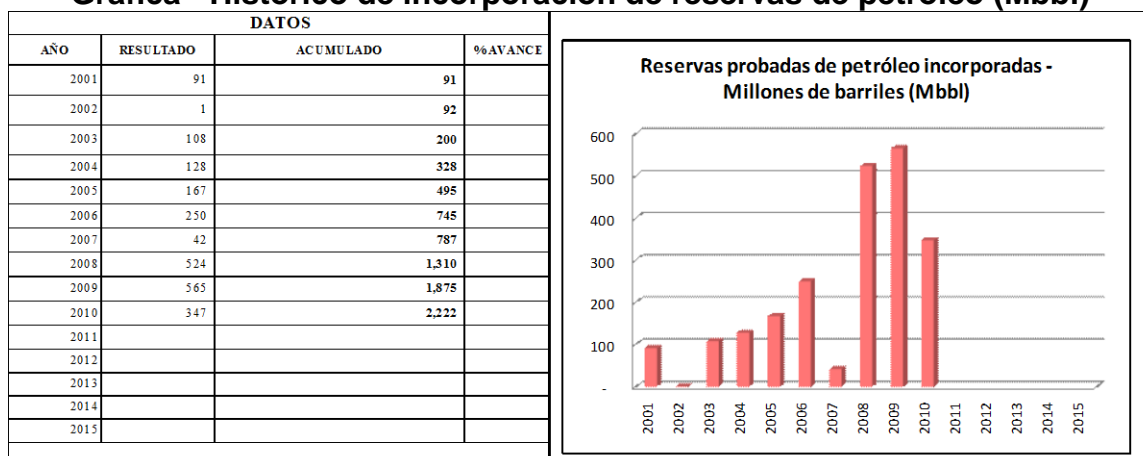
Dentro de sus metas de mediano plazo, la ANH se ha planteado el objetivo de incorporar 1.000 millones de barriles equivalentes, lo cual permitiría mantener el nivel de producción necesario para cargar las refinerías y mantener el nivel de divisas, regalías e impuestos para el país, generadas por las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

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

La incorporación de reservas probadas de petróleo durante el año 2010 (347 millones de barriles –Mbbbl) obedecen a nuevas reservas (41 Mbbbl) y al continuo desarrollo de proyectos como La Cira-infantas, Rubiales y Castilla, además a la reclasificación de reservas, para un total por estos rubros de 306 Mbbbl.

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

Gráfica - Histórico de incorporación de reservas de petróleo (Mbb)l

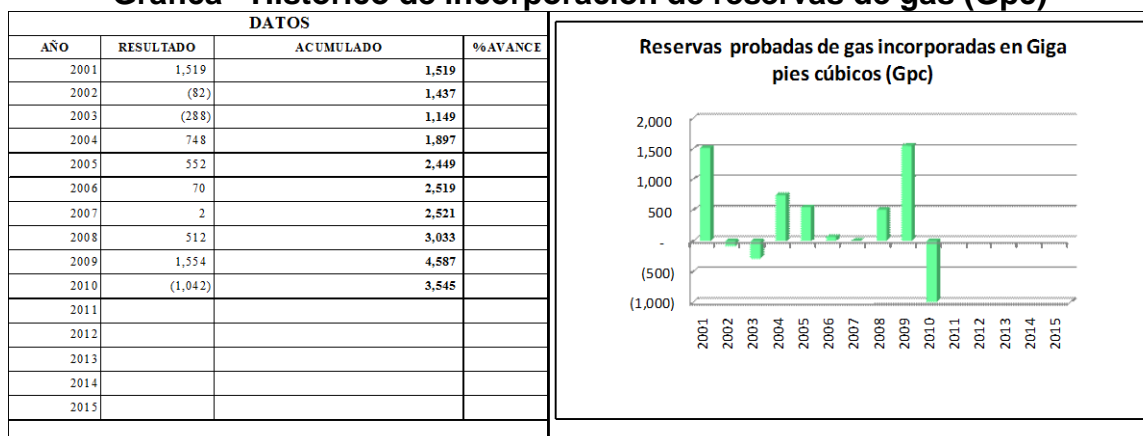


En relación con las reservas probadas de gas, el balance es positivo para el año 2010 por cuanto se tiene una incorporación a las reservas probadas de 1042 Gpc, por concepto de reevaluaciones, tomando en cuenta la producción del año 2010 de 398 Gpc. El balance incluye el nuevo descubrimiento Nelson del contrato E&P Esperanza.

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

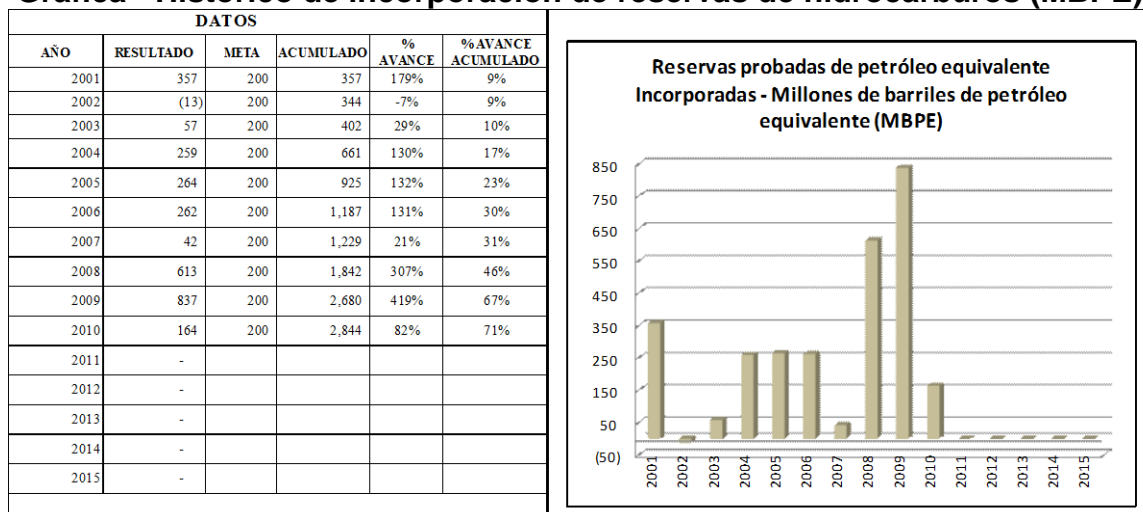
El siguiente cuadro muestra la incorporación histórica de reservas de gas

Gráfica - Histórico de incorporación de reservas de gas (Gpc)



Por otro lado, la siguiente tabla muestra la incorporación de reservas de hidrocarburos en MBPE. En millones de barriles equivalentes de petróleo, las reservas incorporadas en el año 2010 alcanzan los 164 MBPE¹¹, aún cuando se considera el balance total de las reservas de gas.

Gráfica - Histórico de incorporación de reservas de hidrocarburos (MBPE)



3. Recursos Prospectivos

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

“Las acumulaciones potenciales se evalúan según su probabilidad de descubrimiento y, suponiendo un descubrimiento, se estima que las cantidades se podrían recuperar con proyectos de desarrollo definidos. Se reconoce que el desarrollo de programas tendrá significativamente menos detalle y dependerá más fuertemente de desarrollos análogos en las primeras fases de exploración.”¹²

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

¹¹ Un barril de petróleo equivalente (BPE) es igual a 5700 pies cúbicos de gas. Se consideran todas reservas de gas (probadas, probables y posibles)

¹² Sistema Gerencial para el Manejo de los Recursos Petroleros. Traducción ANH.

Los volúmenes prospectivos de petróleo¹³ alcanzan los 3.272 Mbbl de petróleo y 10.494 Gpc de gas para un total de 5.113 MBPE; este valor resulta de sumar la prospectividad reportada en los informes de finalización de los TEAs y, en algunos casos, de los informes técnico anuales de los contratos E&P¹⁴.

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

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

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

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

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

¹³ Ver archivo Auditorias Reservas/Prospectividad/Prospectividad_26-jul-2010.xlsx.

¹⁴ La información debe ser actualizada, eliminando aquellos prospectos que ya han sido perforados. Si resulta productor, se mueve a exploración en la Jerarquía Merak y si no, se abandona.

Prospectividad de petróleo por cuenca (Mbbbl)

CUENCA	Suma de P-50 Prospectividad (Mbbbl)
COR-VSM	134
LLANOS ORIENTALES	2.117
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	407
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	159
VALLE SUPERIOR DEL MAGDALENA	167
CAGUÁN - PUTUMAYO	26
SINÚ - SAN JACINTO	262
Total general	3.272

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

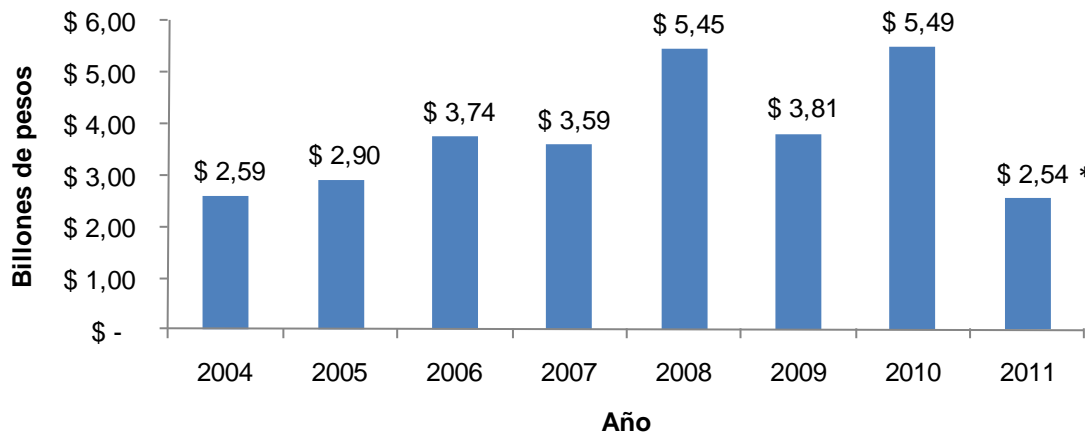
Prospectividad de gas por cuenca (Gpc)

CUENCA	Suma de P-50 Prospectividad Gpc
CORDILLERA ORIENTAL	40
GUAJIRA	6.570
VALLE INFERIOR DEL MAGDALENA	3.828
VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	56
Total general	10.494

ADMINISTRACIÓN DE REGALÍAS

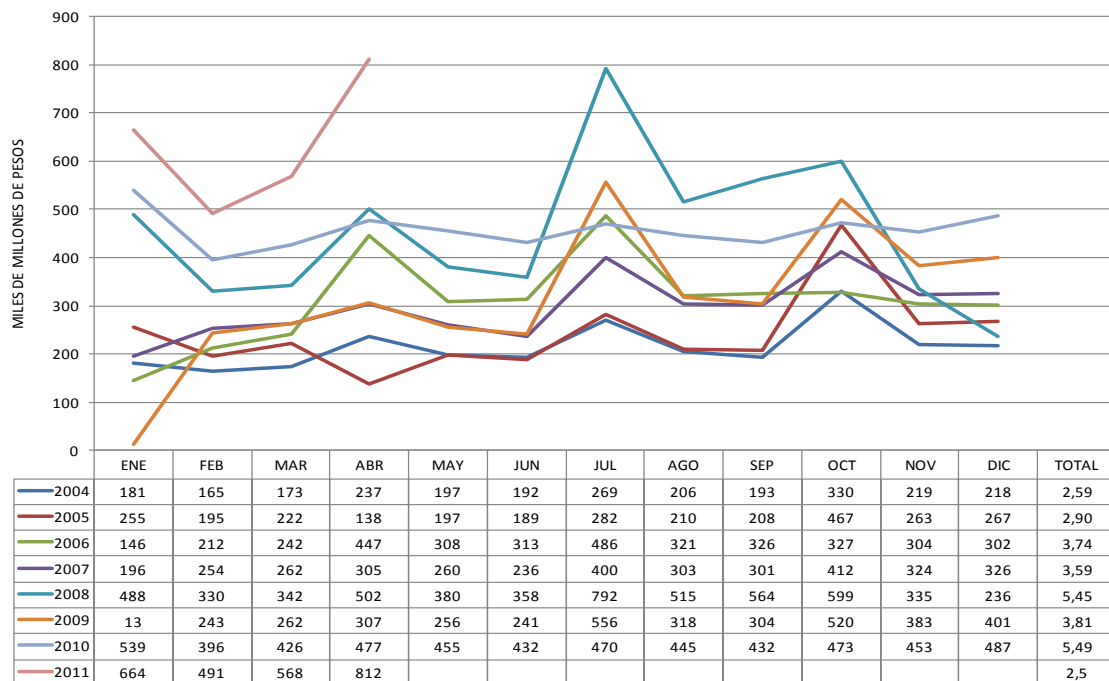
1. Recaudo de regalías

En el siguiente gráfico se presenta el comportamiento de las regalías por concepto de explotación de hidrocarburos en el país, que han sido recaudadas por la ANH, desde el 2004 hasta mayo 31 de 2011:



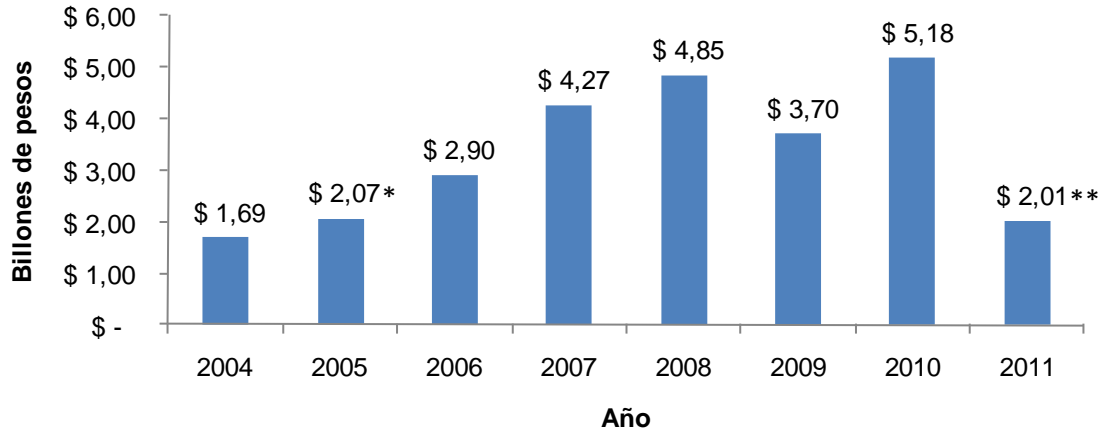
* Incluye hasta la liquidación definitiva I trimestre y provisional abril 2011

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



2. Giro de regalías

En el gráfico presentado a continuación se observa el comportamiento de las regalías giradas desde 2004 hasta mayo 31 de 2011:



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

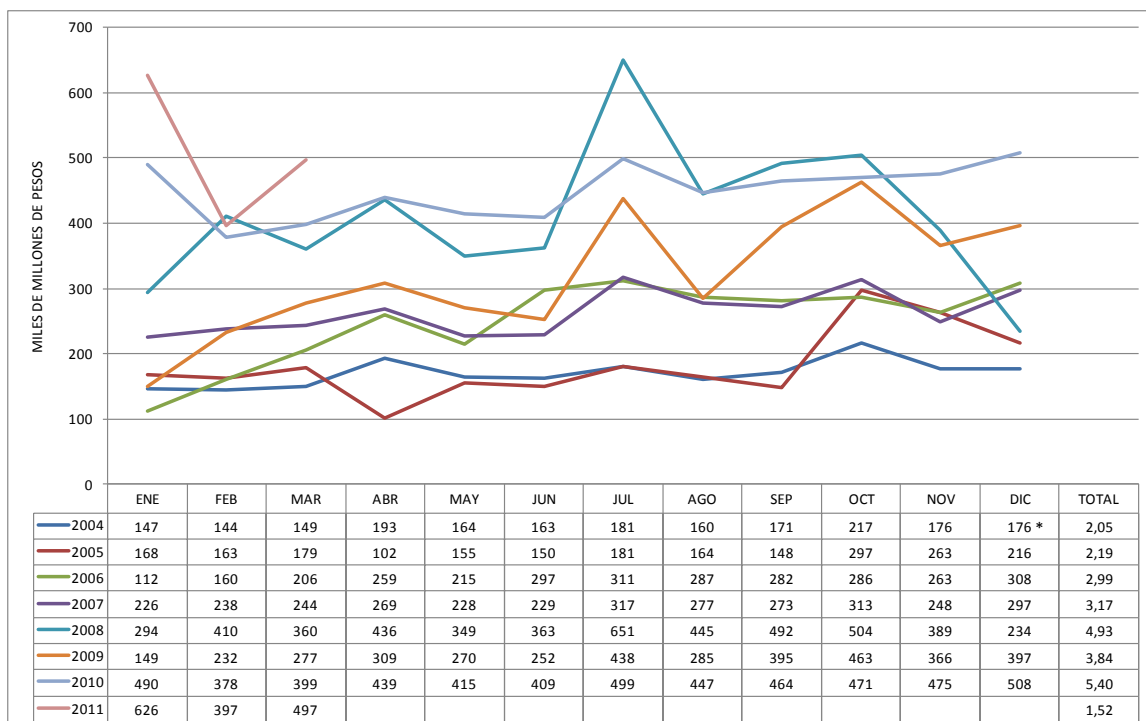
** Incluye hasta la liquidación provisional marzo de 2011

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

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

Concepto	A diciembre 31 de 2010	A mayo 31 de 2011
Novedades de cuenta	72	11
Suspensión de giros	31	19
Levantamiento de suspensión	40	19

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:



*No incluye traslado de los recursos con destino al FONPET (\$1.075.816.137.185) en el 2005

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

Beneficiario	Valor Retenido
ARAUCA	\$ 32.514.410.007
BOLIVAR	\$ 52.174.639.456
CASANARE	\$123.152.840.700
HUILA	\$ 5.114.388.272
META	\$ 14.083.913.130
NORTE DE SANTANDER	\$ 1.304.058.754
PUTUMAYO	\$ 2.154.682.399
TOLIMA	\$ 151.576.487
DEPARTAMENTO NN *	\$ 1.253.148.787
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	\$ 10.904.401.830
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	\$ 21.069.021.206
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	\$ 2.239.881.643
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	\$ 2.283.335.686
TOTAL	\$ 268.400.298.357

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

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

Por otra parte, durante el año 2010 se incluyó como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Santa Rosalía en el departamento de Vichada, Sitio Nuevo como puerto de carga–descarga y cabotaje y 24 municipios no productores del departamento del Meta, quienes vienen siendo beneficiados a través de la figura de escalonamiento y los municipios de Coello y Flandes en el Tolima.

De igual forma, en lo corrido del presente año se ha incluido como beneficiario el Patrimonio Autónomo FIA a quién si 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, así como el municipio de Bolivar en Santander.

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
BOYACÁ	115.951.692.948
CASANARE	791.428.924.408
CAUCA	5.055.408.016
CESAR	32.666.277.767
CÓRDOBA	370.118.936
CUNDINAMARCA	6.488.247.957
GUAJIRA	196.171.229.091
HUILA	267.392.626.945
META	1.005.009.819.493
NARIÑO	6.149.218.159
NORTE DE SANTANDER	28.423.132.642
PUTUMAYO	133.894.603.046
SANTANDER	252.904.190.338
SUCRE	10.027.984.986
TOLIMA	130.486.626.410
VICHADA	1.215.739.849
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	134.330.422.344
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	124.824.113.354
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	89.804.478.893
FNR. ESCALONAMIENTO	6.878.420.526
COMISIÓN NAL. REGALÍAS 1% LEY 756	38.568.193.348
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	590.378.518.843
FONPET	785.152.611.922
TOTAL	5.179.822.461.961

En el siguiente cuadro se observa el acumulado de regalías pagadas hasta el 31 de mayo del año 2011, por departamento y puertos:

REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
PERIODO COMPRENDIDO ENTRE
EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE MAYO DE 2011
 Pesos moneda legal

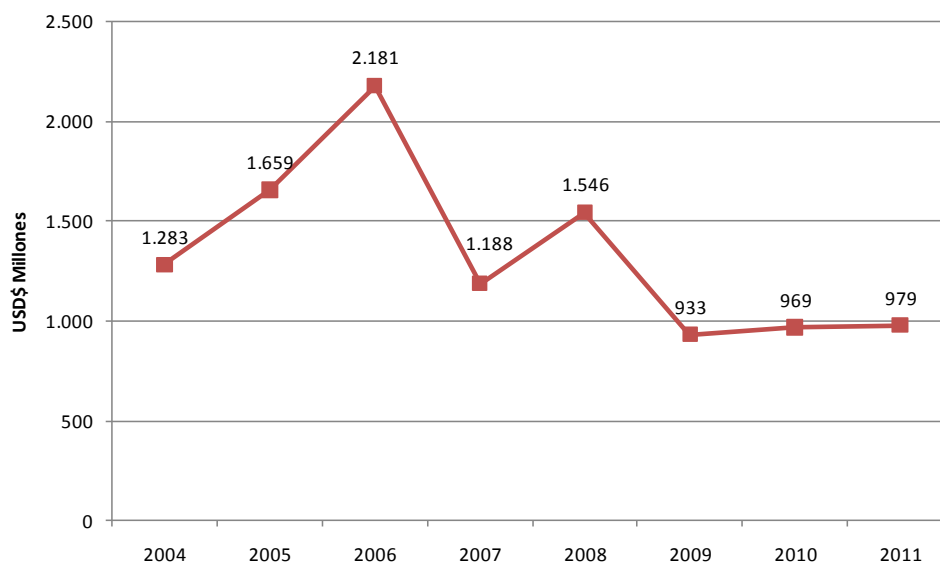
BENEFICIARIO	2010
ANTIOQUIA	40.276.102.873
ARAUCA	115.586.336.443
BOLIVAR	17.778.023.076
BOYACÁ	54.385.374.271
CASANARE	291.648.707.041
CAUCA	2.030.995.341
CESAR	18.841.057.557
CÓRDOBA	89.454.754
CUNDINAMARCA	2.788.857.382
GUAJIRA	87.345.978.546
HUILA	116.130.903.627
META	451.115.688.283
NARIÑO	3.809.070.272
NORTE DE SANTANDER	10.149.874.955
PUTUMAYO	62.557.018.734
SANTANDER	124.947.372.923
SUCRE	4.297.186.334
TOLIMA	57.720.994.435
VICHADA	124.670.632
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	83.471.411.511
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	82.499.865.251
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	42.821.981.799
FNR. ESCALONAMIENTO	26.178.695.351
COMISIÓN NAL. REGALÍAS 1% LEY 756	11.082.418.881
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	338.266.700.619
FONPET	389.377.515.077
PATRIMONIO AUTÓNOMO - FIA	70.890.887.646
TOTAL	2.506.213.143.614

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

Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: *“Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades partícipes con destino al Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, hacer los giros y reintegros en los términos establecidos en la Ley 209 de 1995 o en las normas que la sustituyan, modifiquen o adicionen.”*¹⁵

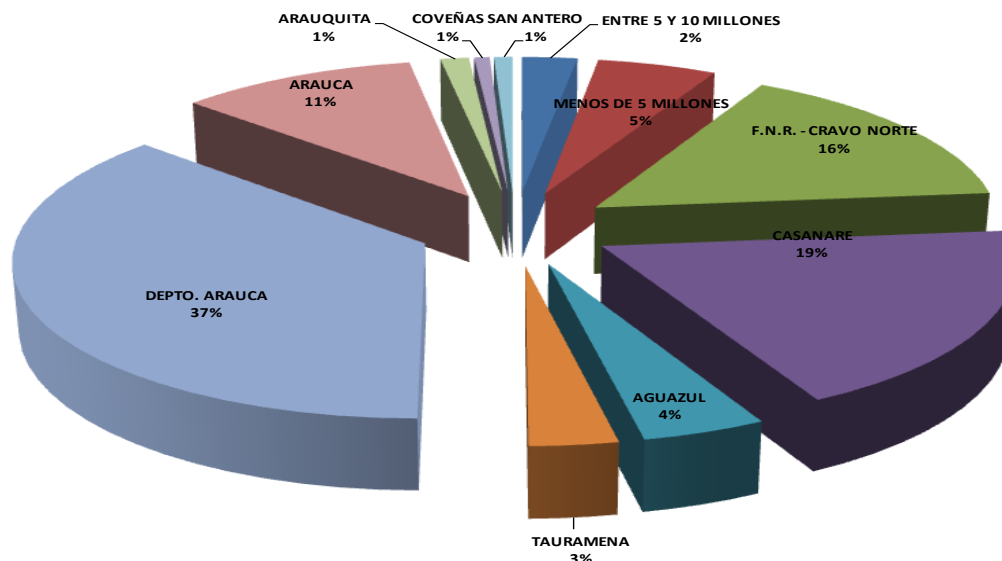
En atención a estas disposiciones legales, a 31 de mayo de 2010, el saldo acumulado en el FAEP asciende a US\$979 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía.

A continuación se presenta el comportamiento del saldo del FAEP de los últimos 7 años y hasta mayo 31 de 2011, así:



¹⁵ Numeral 5.11, artículo 5 Decreto 1760 de 2003

Distribución del saldo del FAEP



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 en cuantía de USD\$ 56.477.920,47, a cargo del partícipe Fondo Nacional de Regalías. La transferencia en pesos asciende a la suma de \$90.328.970.000.

2.2. Giro directo al Patrimonio Autónomo FIA

De conformidad con lo previsto en el artículo 118 de la Ley 1151 de 2007 y decretos reglamentarios, la Agencia Nacional de Hidrocarburos procedió en el 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 15 entidades territoriales, así:

GIRO DIRECTO RECURSOS FIA 2011

Mes	Valor
Enero	\$ 14.111.426.274
Febrero	\$ 14.102.661.593
Marzo	\$ 14.211.444.593
Abril	\$ 14.211.444.593
Total pagos FIA	\$ 56.636.977.053

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

1. Contratos de Concesión del EPIS

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

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

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

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

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

En el desarrollo del nuevo modelo de operación del EPIS se incluyó la adquisición de una nueva plataforma tecnológica de software a través de un proceso de selección independiente de la operación básica y del manejo del centro de cómputo principal y alterno.

A través de un contrato celebrado con la compañía noruega Kadme AS, se creó el modelo de arquitectura abierta para soportar la interfaz de usuario o “front-

end”; se integró y desarrolló el software para esta interfaz y se realizó la correspondiente instalación y puesta en operación de la misma. De igual forma se realizó el desarrollo e implementación del software de “back-end” del EPIS, cuya funcionalidad reside en la recepción de información, registro, descargue y capacidades de control de calidad. Desde el punto de vista tecnológico, esta ha sido una solución innovadora que ofrece posibilidades permanentes de actualización y adaptación del sistema a las necesidades puntuales de la ANH y del país.

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

Actualmente se está estructurando el nuevo proceso para la contratación de la concesión, en la cual se está buscando que el modelo genere beneficios importantes para la ANH y el sector petrolero.

1.1. Información cargada en el EPIS durante 2010 y 2011 (corte mayo 31)

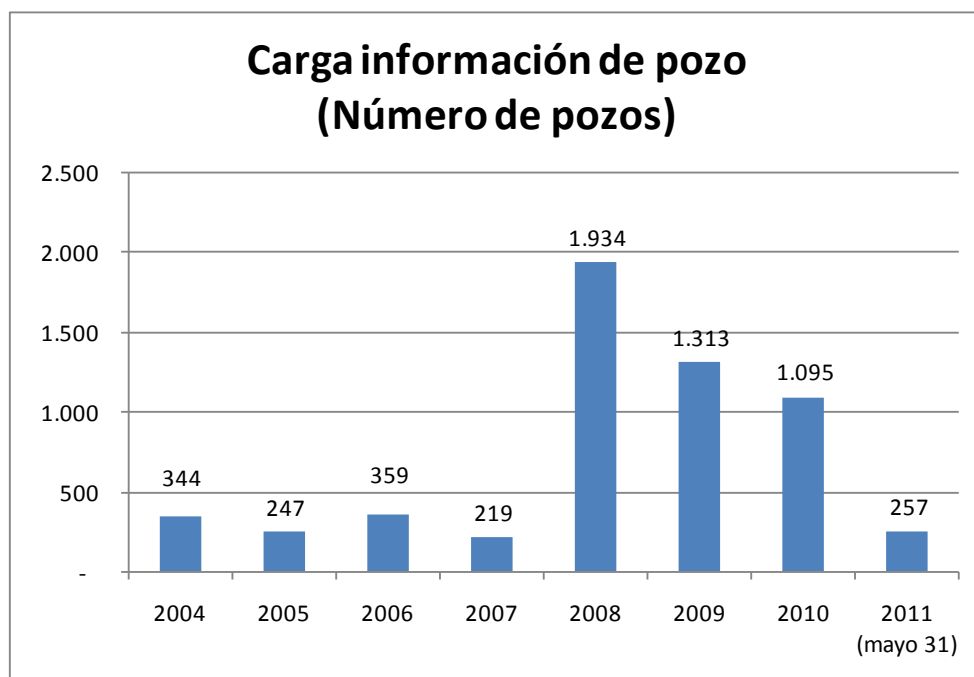
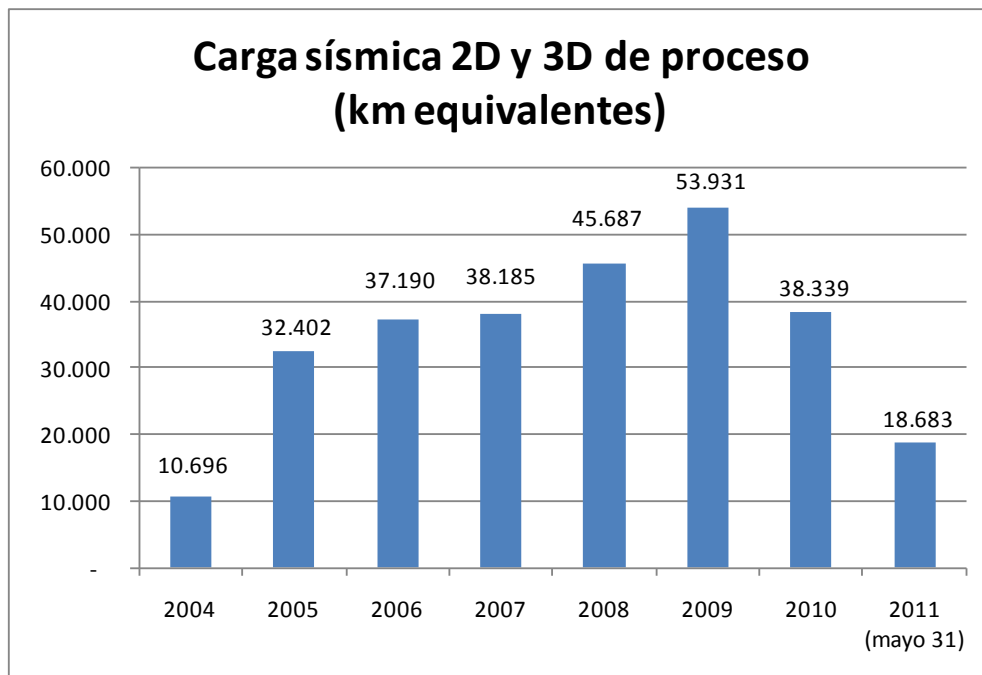
Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, durante 2010 y 2011 (mayo 31) se recibió, catalogó, verificó y cargó a las bases de datos la siguiente información:

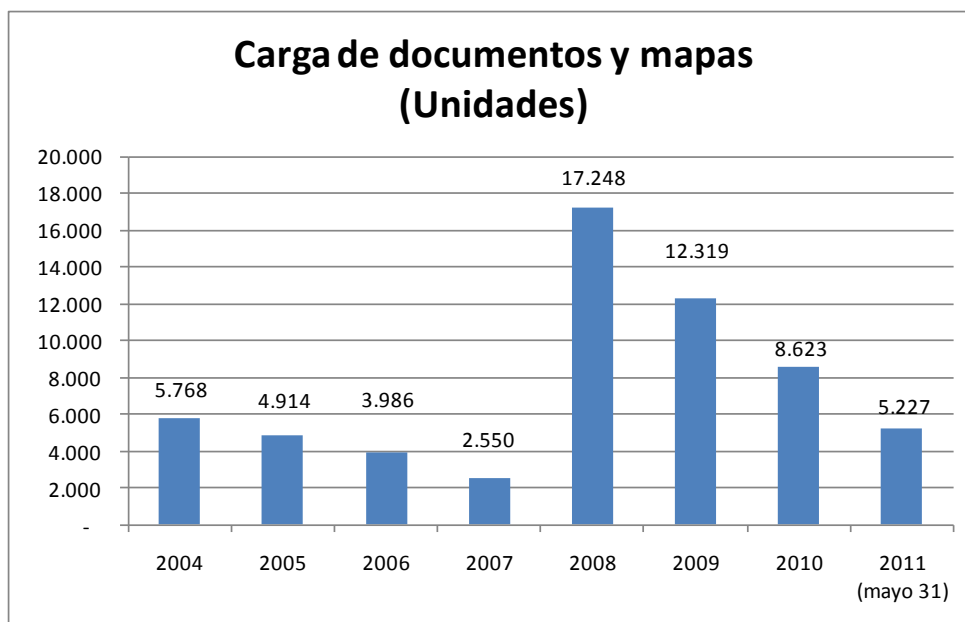
Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2010	Observaciones	Cantidad 2011 Mayo 31	Observaciones
Sísmica de proceso	Km equivalentes	38.339	35 Programas sísmicos 2D y 25 programas sísmicos 3D.	18.683	20 Programas sísmicos 2D y 29 programas sísmicos 3D
Información de pozos	Pozos	1.095		257	
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	8.623		5.227	

Esta información fue cargada con 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, “Administrar la información técnica existente y la que en el futuro se adquiriera en el país....como materia prima del proceso de exploración....”.

En total, durante 2010, se recibieron 48.203 medios con información técnica y geológica y en lo que va corrido de 2011 hasta el 31 de mayo se han recibido 29.246 medios.

En las siguientes gráficas se muestran las tendencias que ha presentado la carga en las bases de datos del EPIS de la información técnica y geológica entre 2004 y 2011 (mayo 31).





1.2. Información suministrada por el EPIS durante el 2010

En la siguiente tabla se presentan las cantidades de información suministrada por el EPIS a sus clientes durante el año 2010 y 2011 (mayo 31).

Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2010	Cantidad 2011 (Mayo 31)
Sísmica de campo	Km equivalente	53.698	12.241
Sísmica de proceso	Km equivalente	17.391	3.556
Información de pozos	Pozos	174	91
Documentos y Mapas	Unidades	10.088	2.657
Dataroom	Sesiones	3	1

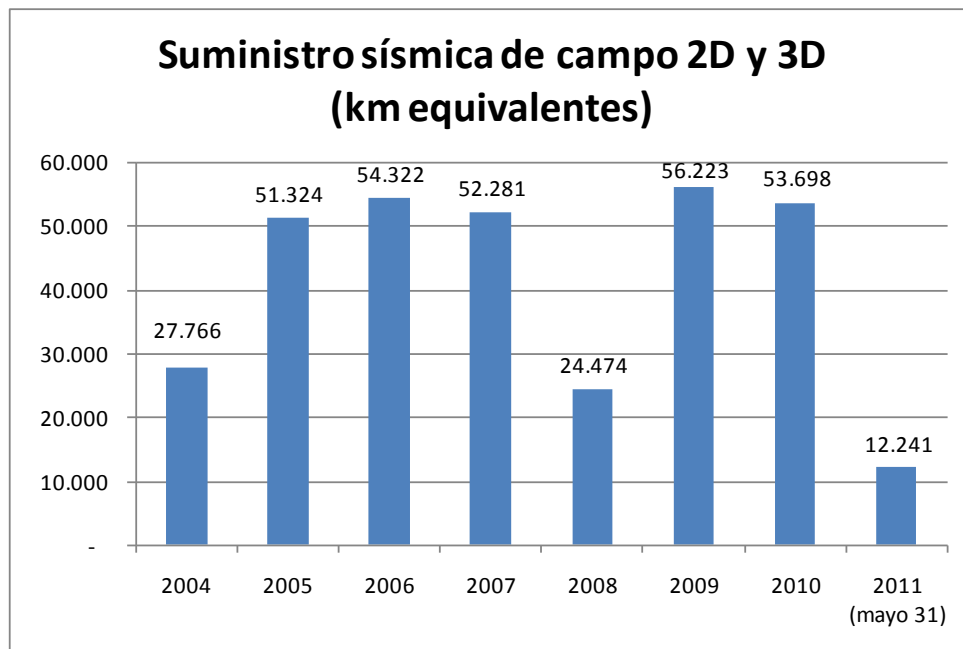
Adicional a estos volúmenes, durante el año 2010, el EPIS suministró a la Subdirección Técnica de la ANH la información utilizada para la elaboración de los paquetes de la Ronda Colombia 2010:

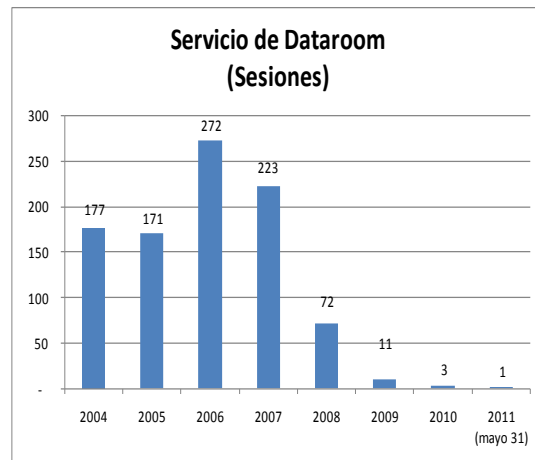
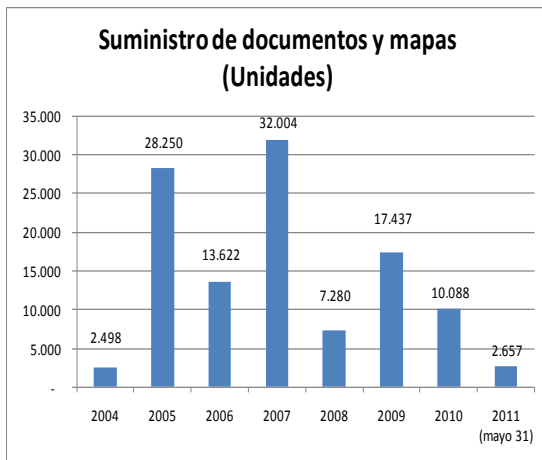
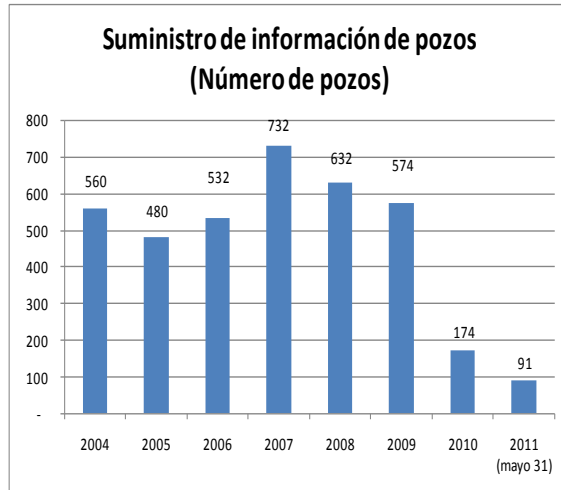
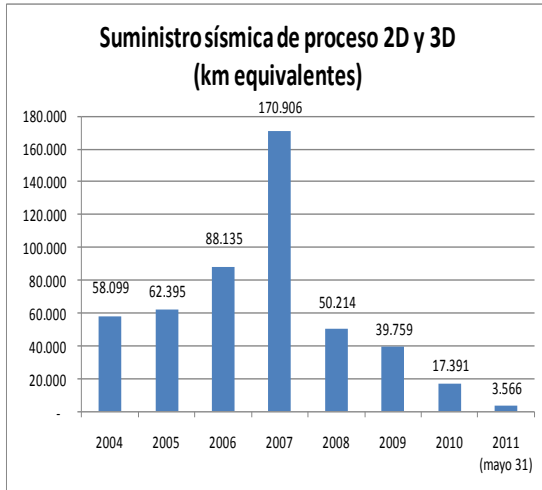
- 10.741 líneas sísmicas 2D.
- 110 programas de sísmica 3D.
- 6.875 imágenes.
- 1.023 documentos.

- 1.108 registros de pozo.
- 1.424 archivos con UKOOAS.

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

En las siguientes gráficas se muestran las tendencias que ha presentado el suministro de información técnica y geológica del EPIS a sus clientes entre el 2004 y 2011 (corte mayo 31).





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

1.3. Servicio de autoatención prestado por el EPIS

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

Durante 2010, se implementó el servicio a través de Virtual Private Network, VPN, tecnología que permite una extensión de la red local sobre una pública o no controlada, como por ejemplo Internet, lo cual permite acceder remotamente

a las bases de datos del EPIS y descargar información de forma segura, mediante mecanismos de encriptado, control de integración y anti repetición.

Para los años 2010 y 2011 (mayo 31), las siguientes compañías suscriptoras descargaron información técnica y geológica del EPIS por el servicio de autoatención: Ecopetrol S.A., Suroco Energy Colombia, Grantierra – Energy Argosy, Cepsa Colombia S.A. – Cepcolsa, Petroandina – Parex, Maurel & Prom Colombia, Metapetroleum Corp., Lewis - Energy, Nexen Petroleum, Hocol S.A., Pysis Exploración Ltda., Exxon Mobil y Telpico LLC.

1.4. Ingresos y egresos del EPIS

El valor facturado por los servicios de información técnica y geológica que prestó el EPIS durante el año 2010 fue de \$10.298.722.693,91 incluido el monto pagado por las compañías por los paquetes de información. Los egresos del EPIS durante esta misma vigencia fueron de \$8.670.995.149,44. Para 2011 (mayo 31) los ingresos ascienden a más de \$2.800 millones de pesos.

INGRESOS EPIS		
CONCEPTO	VALOR CON IVA AÑO 2010	VALOR CON IVA AÑO 2011 (mayo 31)
Paquetes Ronda Colombia 2010	\$6.876.123.611,16	\$0
Paquetes otras Rondas	\$249.256.310,10	\$0
Suministro de información	\$1.218.124.899,74	\$521.649.459
Servicio de autoatención	\$147.789.948,81	\$145.058.117
Carga de información técnica	\$1.801.526.680,21	\$2.149.930.745
Servicio de Dataroom	\$4.342.849,91	\$1.411.661
Intereses de mora	\$1.558.393,98	\$0
TOTAL INGRESOS EPIS	\$10.298.722.693,91	\$2.818.049.982

EGRESOS EPIS		
CONCEPTO	VALOR CON IVA AÑO 2010	VALOR CON IVA AÑO 2011 (mayo 31)
Operación EPIS	\$2.399.721.722,44	\$917.081.018
Operación Centro de Cómputo	\$5.807.900.307,00	\$1.023.146.856
Administración Cintoteca	\$463.373.120,00	\$200.619.884
TOTAL EGRESOS EPIS	\$8.670.995.149,44	\$2.140.847.758

De acuerdo con estos datos, en 2010, los ingresos superaron en un 19% los egresos del EPIS, generando un superávit de \$1.627.727.544,47. Igual se observa para lo que va corrido de 2011, los ingresos superan la operación del banco.

1.5. Tiempos de entrega de información a usuarios

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

En promedio, para el año 2010, el tiempo de suministro de información del EPIS fue de 1,97 días y para lo que va corrido de 2011 hasta el 31 mayo es de 1.62 días.

2. Operación de la Litoteca Nacional

La Litoteca Nacional, ubicada en Piedecuesta Santander, es el centro de información e investigación en ciencias de la Tierra que administra y preserva las colecciones de muestras de roca del país y promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos minero energéticos y a la investigación de los procesos geológicos naturales. A 31 de diciembre de 2010, sus colecciones estaban constituidas por:

- 241.526,03 pies de corazones provenientes de 1.840 pozos.
- 5.261.641 unidades de muestras de zanjas (ripios) provenientes de 7.151 pozos.
- 6.430 unidades de corazones de pared – SWC proveniente de 263 pozos.
- 74.147 muestras de roca de afloramiento.
- 29.499 placas palinológicas, de foraminíferos y petrográficas.
- 16.949 plugs.

Entre el 1 de enero y el 31 de mayo de 2011, ingresaron a la Litoteca Nacional las siguientes muestras:

- 6.821,17 pies de corazones provenientes de 16 pozos.
- 176.525 unidades de muestras de zanja (ripios) provenientes de 298 pozos.
- 84 unidades de corazones de pared – SWC provenientes de 3 pozos.
- 871 muestras de roca de afloramientos.

Por lo tanto, a 31 de mayo de 2011, la Litoteca nacional contaba con las siguientes colecciones de muestras:

- 248.347,47 pies de corazones de 1.856 pozos.
- 5.438.166 unidades de ripios de 7.449 pozos.
- 6.514 unidades de corazones de pared (SWC) de 266 pozos.
- 75.018 muestras de roca de afloramiento.
- 29.499 placas palinológicas, de foraminíferos y petrográficas.
- 16.949 plugs.

Durante el año 2010, la Litoteca Nacional atendió 294 órdenes de servicio a 28 empresas del sector petrolero por un valor de \$1.221.686.827. En los primeros cinco (5) meses de año 2011, se han atendido 56 órdenes de servicio a 16 compañías por un valor de \$820.624.500. Estas órdenes de servicio estuvieron conformadas por las actividades que se presentan en la siguiente tabla.

SERVICIOS PRESTADOS POR LA LITOTECA NACIONAL			
ACTIVIDAD	UNIDAD	CANTIDAD	
		2010	2011 (a 31 de mayo)
Alquiler de montacargas	Hora	15	4
Alquiler de sala de conferencias	Día	70	6
Alquiler de sala de consulta privada	Día	5	0
Alquiler de mesas en la sala de consulta pública	día/mesa	1.629	316
Alquiler de la sala de juntas	Día	12	0
Movimiento de cajas en el rango de 0 a 50	Cajas	2.578	196
Movimiento de cajas en el rango de 51 a 100	Cajas	1.845	547
Movimiento de cajas en el rango mayor a 100	Cajas	5.411	614
Adquisición de registros Core Gamma Spectral	Pie	481	2.848
Almacenamiento de cajas con muestras	Caja	2.647	101
Suministro de registros Core Gamma Spectral	pie	225	0
Corte longitudinal de corazones	Pie	52	0
Corte longitudinal de corazones en manga de aluminio	Pie	892	0
Muestras de corazones	Muestra	953	138
Muestreo de ripios en el rango de 0 a 100	Muestra	32	0
Muestreo de ripios en el rango de 100 a 500	Muestra	0	192
Muestreo de ripios en el rango mayor a 500	Muestra	0	721
Muestras de ripios	Muestra	10.323	4.148
Tabletas para sección delgada	Muestra	514	169
Verificación y preservación de corazones	Pie	3.317	2.470
Adquisición y diseño de fotografía digital	Pie	4.234	6.646
Adquisición de fotografía convencional	Pie	30	0
Copia digital fotografía pie a pie	Pie	658	629
Escaneo de diapositivas y negativos	Unidad	16	0
Montaje secuencial de imágenes de corazones	Pie	46	0
Venta de cajas para el almacenamiento de muestras	Caja	12.979	10.282

Adicionalmente, durante el año 2010, la Litoteca Nacional prestó 18 servicios de consulta de información técnica y geológica a proyectos de la ANH, para los cuales se utilizaron 512 días de sala privada, 133 días de mesa en sala pública, se movilizaron 3.850 cajas con material litológico, se cortaron 248 pies de corazones, se adquirió 16.748 pies de fotografía digital y se tomaron 1.817 muestras.

Igualmente, durante los primeros cinco (5) meses del año 2011, la Litoteca Nacional prestó 5 servicios de consulta de información técnica y geológica a proyectos de la ANH, para los cuales se utilizó 258 días de sala privada, 180 días de mesa en sala pública, se alquiló 2 horas de montacargas, se movilizaron 1.817 cajas con material litológico, se adquirió 6.810 pies de fotografía digital y se tomaron 2.196 muestras.

El total de ingresos y egresos de la Litoteca Nacional, se muestra en la siguiente tabla:

INGRESOS LITOTECA NACIONAL		
CONCEPTO	VALOR SIN IVA 2010	VALOR SIN IVA 2011 (mayo 31)
Servicios de información técnica y geológica	\$1.221.686.827	\$820.624.500
TOTAL INGRESOS LITOTECA	\$1.221.686.827	\$820.624.500
EGRESOS LITOTECA NACIONAL		
CONCEPTO	VALOR SIN IVA 2010	VALOR SIN IVA 2011 (mayo 31)
Administración y operación de la Litoteca Nacional	\$1.154.019.026	\$849.268.299
TOTAL EGRESOS LITOTECA	\$1.154.019.026	\$849.268.299

3. Actividades de cartografía

Dentro de las funciones de la Subdirección Técnica de la ANH se encuentra la administración del Mapa de Tierras, el cual muestra las áreas del país y el estado de cada una de ellas (en exploración, explotación, áreas disponibles).

Se han elaborado y publicado en la página WEB de la ANH seis (6) actualizaciones del mapa de tierras, la generación de archivos tipo “*shapefile*”, el apoyo y revisión del componente de cartografía de los contratos celebrados por la ANH y del proceso competitivo denominado Ronda Colombia 2010. Durante 2011(mayo 31) se ha realizado una actualización del Mapa de Tierras.

Adicionalmente, este grupo desarrolla actividades de apoyo a las diferentes áreas de la ANH, relacionadas con el suministro de información espacial.

Durante el año 2010, el Grupo de Cartografía dio respuesta a 2.176 solicitudes internas, generando un total de 1.005 productos para 52 usuarios.

Para 2011(corte mayo 31) se han atendido 362 solicitudes internas y generado 702 productos.

4. Proyectos de inversión

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

Durante los cinco (5) primeros meses del año 2011, se han adelantado los diseños arquitectónicos preliminares para la Nueva Sede de la Litoteca Nacional.

Igualmente, durante el año 2010, se adelantaron todos los estudios preliminares para el proyecto de construcción de la sede de facilidades científicas, operativas y de soporte de la ANH.

Actualmente se está el proceso de estructuración de estos proyectos.

PROCESOS DE APOYO

GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

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

Como resultado de la convocatoria 001 de 2005 adelantada por la Comisión Nacional del Servicio Civil- CNSC, a través de la utilización de listas de elegibles la ANH realizó 3 nombramientos en período de prueba durante al año 2010.

En cumplimiento de lo establecido por la Comisión Nacional del Servicio Civil se adelantó el proceso de evaluación del desempeño a estos servidores públicos, obteniendo los siguientes resultados a 31 de mayo de 2011:

Número Servidores	Actividad
29	Carrera administrativa
1	En encargo (realizado en mayo)
1	En Comisión para desempeñar cargo de libre nombramiento y remisión
1	En periodo de prueba inicio en mayo
1	Nombramiento realizado por lista elegibles, que el candidato no acepto
5	Terminaron período de prueba en el año 2010 de manera satisfactoria.
1	Terminaron período de prueba en el año 201 de manera satisfactoria.

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

2. Bienestar social, salud ocupacional y capacitación laboral

En 2009 se aplicó la encuesta de opinión al personal de planta, se tabuló, y se desarrolló propuesta del plan de bienestar. De acuerdo con los resultados de la encuesta, se procedió a estructurar el Plan Anual de Bienestar Social, Capacitación y Salud Ocupacional para la vigencia 2010. El mismo procedimiento se repitió en el 2010, con el cual se propuso el plan de bienestar para la vigencia 2011, el cual fue aprobado y se encuentra en desarrollo.

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

- Vacaciones recreativas para los hijos de los funcionarios, semana receso octubre para los 5 a 12 años y diciembre para los de 12 a 17 y 11 meses.
- Campeonatos internos deportivos en bolos, ping pong, microfútbol y voleibol 2010.
- Día de integración el 1 de octubre 2010
- Cursos concina gourmet (noviembre – diciembre)
- Evaluación clima organizacional (Febrero – Octubre)
- Actividades intervención clima denominado La Receta del Éxito con el propósito de fomentar el trabajo en equipo, liderazgo, reconocimiento de las capacidades, para lo cual se hizo: taller coctelería (abril), Programación Neurolingüística (mayo), Manejo de la Autoridad (Julio); Rumbaeróbicos (Septiembre).
- Taquicheques (mayo), para el fomento a la cultura
- Tarjetas Cineco: aprovechamiento del tiempo libre.
- Campeonato interno de ping pongo masculino y femenino 2011
- Inscripción equipo de futbol en el torneo interempresas Compensar 2011.

El Plan de Salud Ocupacional trabajó en la identificación y valoración de factores de riesgo más relevantes, identificados en el panorama de riesgo: Psicosocial, se aplicó la metodología del Modelo de Satisfacción Y Gestión Humana –ARP SURA, identificando y evaluando los riesgos psicolaborales, el cual avanzó hasta la presentación a la Dirección General. Para el 2011 se han realizado los siguientes talleres:

- Socialización resultados Riesgo Psicosocial
- Inteligencia emocional
- Comunicación líderes
- Manejo del Estrés
- Gestión de la actitud “Tú tienes el poder”

Evaluación condiciones osteomusculares, evaluando los puestos de trabajo, e iniciando actividades de intervención como es el programa de pausas activas, mensualmente, y campaña a través del correo interno. Se realizó una actividad lúdico-recreativa dirigida al fomento de los hábitos de vida saludable (diciembre de 2011).

Teniendo en cuenta el cambio de sede, se trabajó en la estructuración del plan de emergencia, para lo cual se realizó la señalización de emergencia, la recarga de extintores, y la realización de un simulacro 2010.

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

complemento con los resultados de las evaluaciones de desempeño de los servidores de carrera administrativa.

En el 2011 se inicio la capacitación enfocada al tema misional, actualmente se adelanta el Seminario Ingeniería de Petróleos para no Petroleros, nivel básico, con una duración de 16 horas, para 30 participantes de todas las áreas.

Nombre de la capacitación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Participantes acumulado	Horas
Actualización en Gestión del Riesgo Psicosocial					1	1	4.0
Acuerdo 01 Invitación Pública		2				2	2.0
Administración y control de inventarios				1		1	40.0
Aplicativo SIGEP		18				18	1.0
Capacitación brigada		7	3		5	15	2.0
Conformación y funciones comisión de personal				4		4	1.0
Evaluación Desempeño Acuerdo CNSC 137/2010		34				34	3.9
Habilidades de Comunicación para Líderes			3			3	6.0
Inducción a la Entidad					1	1	16.0
Ingeniería de Petróleos para No Petroleros Avanzado					1	1	16.0
Inteligencia Emocional			20			20	1.5
Manejo del Estrés				32		32	1.6
Nuevo código de Procedimiento administrativo y de lo contencioso administrativo Ley 1437 del 2011					1	1	8.0
Política de Rendición de Cuentas					4	4	1.5
Seminario de Ingeniería de Petróleos para no Petroleros Nivel Básico				26		26	16.0
Sensibilización SYSO OHSAS 18001			4			4	3.0
Sistema de Gestión Ambiental SGA NTC ISO 14001 04				1		1	40.0
Socialización resultados Riesgo Psicosocial - estudio satisfacción humana	11					11	1.0
Total general	11	61	30	64	13	179	

Cuadro: Capacitación personal de planta ANH 2011 a mayo 31

ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

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

- Renovación de licenciamiento de la solución McAfee Total Protection for Data y McAfee Total Protection for Endpoint que permite controlar la fuga de información de la ANH a través de dispositivos externos, impresiones y correos, utilizando reglas de chequeo sobre la información electrónica.
- Contratación con Newnet de una auditoría de seguridad integral de la información lógica y física en las instalaciones de la ANH aplicado a sus principales componentes (infraestructura de hardware, software, redes, comunicaciones, instalaciones físicas y procedimientos relacionados con el funcionamiento de la seguridad informática en la Agencia.

En el 2011 se contrata el servicio de Plan de Recuperación de Desastres - DRP sobre los servidores donde se encuentran alojadas las aplicaciones definidas como de misión crítica del BIP-ANH, se encuentra en etapa de implementación.

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

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

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

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

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

Se contrata la prestación de servicios de operación y administración del centro de cómputo principal y el servicio de mesa de ayuda para EL BIP-ANH.

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

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

Adicionalmente se desarrollaron los siguientes aplicativos:

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

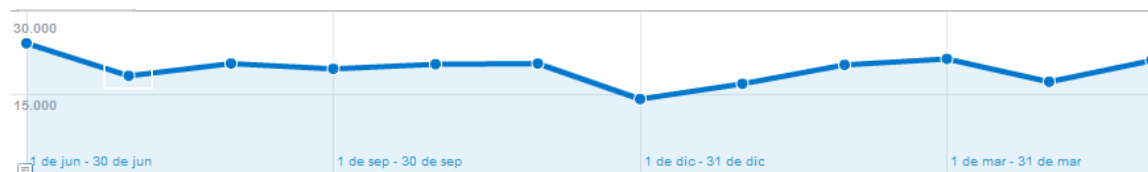
Se supervisó el contrato del Sistema Integrado de Información del Sector Minero Energético contratado a través de Fonade con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi-IGAC.

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

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

ESTADÍSTICAS DE NUESTRA PÁGINA

➤ Visitas al sitio web de la ANH –



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

Durante el 2011, el mes en el cual se han registrado mayor número de visitas a nuestro sitio web es el mes de marzo con 21.918 visitas, seguido del mes de mayo con 21.610 visitas.

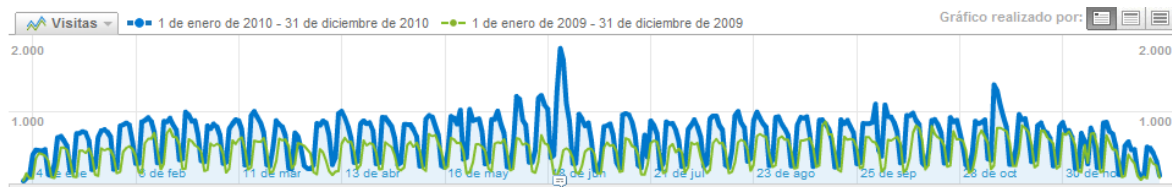
Las secciones más vistas durante el 2010 fueron: Página de inicio, la sección de Mapa de tierras, la sección de Regalías, la sección de Proyectos Ambientales, la Sección de la Ronda Colombia 2010 y la Sección de cifras y estadísticas.

Las secciones más vistas hasta el momento en el 2011 son: Página de inicio, la sección de Mapa de tierras, la sección del buscador, la sección de Regalías, la Sección de Cifras y estadísticas.

Los países que registran el mayor número de visitas en el 2010, fueron en su respectivo orden: Colombia 183.277, Estados Unidos 13.114, Canadá 5.491, Venezuela 5.020, México 3.754.

Los países que registran el mayor número de visitas en el 2011, son en su respectivo orden: Colombia 83.257, Estados Unidos 4.875, Canadá 1.811, Venezuela 1.784, México 1.518.

➤ **Comparativo de visitas entre el año 2009 y 2010.**



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

1. Consejo directivo

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

Durante el año 2010, se realizaron un total de once (11) sesiones con sus correspondientes actas.

Durante el año 2011, se han realizado un total de cinco (5) sesiones, de igual forma con sus correspondientes actas y actos administrativos que resultaren de ello por medio de Acuerdos.

2. Actividad legislativa

En coordinación con la Oficina Jurídica del Ministerio de Minas y Energía participó en la elaboración y trámite de la siguiente iniciativa:

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

3. Convenios interadministrativos

En desarrollo del principio de colaboración armónica entre las diferentes entidades del Estado para la realización de sus fines, tuvo contacto con otras entidades y dependencias del sector, respecto a la preparación de estudios e investigaciones que permitan la realización de sus objetivos misionales, así como establecer los requerimientos de oferta y demanda de los hidrocarburos.

Para el efecto, elaboró los diferentes convenios previstos para el año 2010, cuyo resultado, fue la suscripción de dieciocho (18) convenios¹⁶ en el año 2010.

Así mismo, y dentro de la vigencia actual y hasta el 31 de mayo de 2011, se tienen reportados un total de cinco (5) convenios interadministrativos.

4. Procesos especiales

La oficina jurídica prestó el apoyo para la estructuración y trámite del proceso competitivo *Open Round* 2010, cuya apertura¹⁷ fue ordenada el 19 de febrero de 2010, mismo en el cual se adjudicaron un total de setenta y ocho (78) bloques y

¹⁶ Fuente: Base de datos Contratación

¹⁷ Resolución 055 de 2010

se declararon desiertos¹⁸ ciento cincuenta y un (151) bloques objeto del proceso de selección Ronda Colombia 2010.

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

Durante la vigencia 2010, la oficina jurídica revisó las propuestas de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos y sus respectivas evaluaciones técnicas. Elaboró las minutas de ocho (8) contratos, de los cuales un (1) contrato es TEA, suscrito por asignación directa sin la realización de proceso competitivo; así mismo, la oficina jurídica elaboró siete (7) minutas de los contratos E&P que fueron suscritos durante este período.

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

En lo corrido del año 2011 y con corte a mayo de los corrientes, se proyectaron las minutas de todos los contratos adjudicados producto del proceso Open Round 2010, salvo de aquellos que reportaron novedades y tramites especiales.

Finalmente, se revisaron y aprobaron veintiocho (28) contratos de fiducia mercantil para la suscripción de contratos de E&P, constitución de fondos de abandono y de las prórrogas de seis (6) fiducias vigentes de contratos en ejecución, para un total de treinta y cuatro (34), esto dentro de la vigencia 2010.

6. Recursos

Se elaboraron los proyectos de actos administrativos (Resoluciones) para resolver el 100% de los recursos interpuestos contra los diferentes actos administrativos proferidos por la Entidad. Se resolvieron un total de cinco (5) recursos, discriminados de la siguiente forma:

REPOSICIÓN: Se resolvieron un total de tres (3) recursos de reposición, de los cuales 1 correspondió a gestión contractual con motivo de la imposición de una multa, 1 y 2 por decisiones relacionadas con el proceso Misional de la ANH.

APELACIÓN: Se resolvió un (1) recurso de apelación referente a la actividad contractual misional (E&P y/o TEAs).

QUEJA: Se resolvió un (1) recurso de queja referente a la actividad contractual misional (E&P y/o TEAs).

¹⁸ Resolución 547 de 2010

1. Procesos de contratación

El Comité de contratos se encargó de las revisiones integrales y formales de los diferentes procesos contractuales, formulando las correspondientes recomendaciones, viabilidades jurídicas y conceptos a los diferentes ordenadores del gasto. De cada sesión, se levantaron y suscribieron las respectivas actas, en un total de treinta y ocho (38) durante la vigencia 2010¹⁹ y en lo corrido de este año se tienen un total de diecisiete (17).

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

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

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

2. Plan de compras

En cumplimiento con el Artículo 17 del Acuerdo 0009 de 2006, los plazos establecidos y la normatividad vigente del Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal – SICE, en enero de 2010 se registró en el Portal del SICE el Plan de Compras inicial de la entidad.

Durante el transcurso de la vigencia 2010, se registraron 2 modificaciones al Plan de Compras reportado inicialmente. El valor final registrado en el portal del SICE asciende a la suma de \$44.015.234.000 discriminado de la siguiente forma:

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

¹⁹ Fuente: Base de datos de contratación.

1. Nueva sede de la ANH

En agosto de 2010 la Agencia Nacional de Hidrocarburos, se mudó a su nueva sede, la cual cuenta con 4.501 m² de área construida correspondientes a las plantas 2 con 1.867 m², la tercera con 1.867 m² y la cuarta con 767 m²; también tienen un área de local comercial en el primer piso de 62,3 m², área construida para escaleras en primer piso de 9 m², área sótano 1 área para planta eléctrica 17,7 m², depósitos 64,58 m² y 89 parqueaderos.

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

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

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

2. Inventarios y activos fijos

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

A finales de 2010, la Agencia adelantó una actualización del inventario físico de los bienes de su propiedad, de esta actualización quedó una base de datos ajusta a la correcta clasificación de bienes.

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

3. Seguros

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

4. Medidas de austeridad

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

Algunas medidas implementadas fueron las siguientes:

Reducción en el consumo de servicios:

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

Reducción en las compras:

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

Reducción en los gastos de operación:

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

1. Generar recursos propios y excedentes para la nación

1.1 Porcentaje del presupuesto financiado con recursos propios (autosuficiencia)

Los ingresos propios están compuestos por las rentas propias o ingresos corrientes y los recursos de capital generados por la actividad para la cual se crea cada órgano²⁰.

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

La Ley 1365 del 21 de diciembre de 2009, por medio de la cual se decretó el presupuesto de rentas y recursos de capital del 1º de enero al 31 de diciembre de 2010, ordenó una apropiación de \$1.018.933.700.000 para atender los gastos de funcionamiento e inversión de la ANH. Adicionalmente, el Decreto 4996 del 24 de diciembre de 2009 estableció la liquidación del Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2010, detalló las apropiaciones, clasificó y definió los gastos de la ANH.

El 3 de febrero de 2010, el gobierno expidió el Decreto 325 de 2010 mediante el cual se aplazan unas apropiaciones en el Presupuesto General de la Nación de la vigencia fiscal 2009. Como consecuencia de ello, a la ANH le correspondió un aplazamiento en su presupuesto de gastos de inversión en la suma de \$15.000.000.000, en el proyecto de inversión 410 Investigación básica aplicada y estudios

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

Recurso	Concepto	Valor	Porcentaje
20	Ingresos Corrientes	\$200.604.333.600	20%
21	Otros Recursos de Tesorería	\$818.329.366.400	80%
	Total Ingresos Propios	\$1.018.933.700.000	100%

²⁰ Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.

1.2 Excedentes generados por la ANH

Durante la vigencia 2010 se generaron excedentes por \$505.615.960.211 como se muestra en la siguiente tabla:

Patrimonio 1	Capital 2	Reservas Superavit x Don 3	Excedente Financiero/10 4=(1-2-3)
1.419.215.057.929	913.572.048.699	27.049.019	505.615.960.211

2. Ejecutar el presupuesto

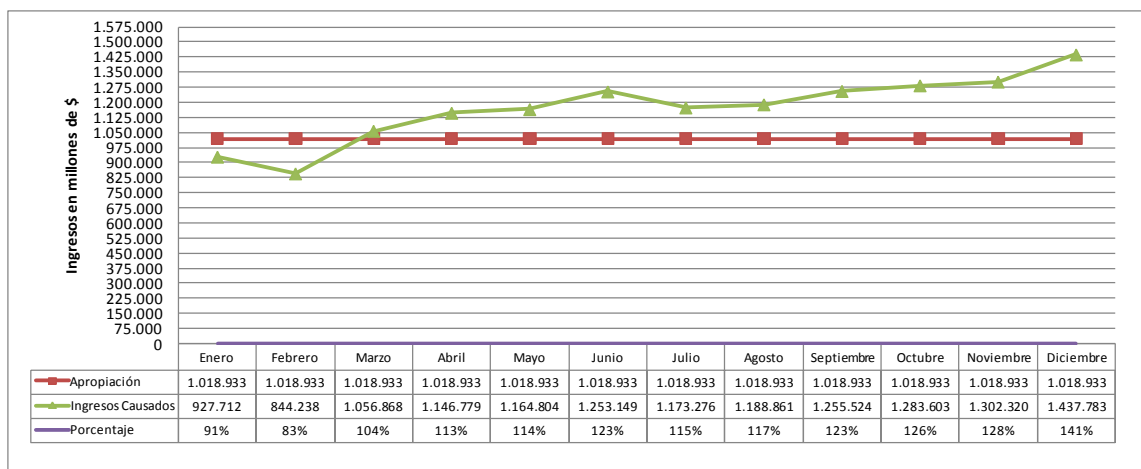
2.1 Porcentaje de ejecución del presupuesto (ingresos)

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

Concepto	Apropiación	Ingresos Causados	Porcentaje
Enero	1.018.934	927.712	91%
Febrero	1.018.934	844.238	83%
Marzo	1.018.934	1.056.868	104%
Abril	1.018.934	1.146.779	113%
Mayo	1.018.934	1.164.804	114%
Junio	1.018.934	1.253.149	123%
Julio	1.018.934	1.173.276	115%
Agosto	1.018.934	1.188.861	117%
Septiembre	1.018.934	1.255.524	123%
Octubre	1.018.934	1.283.603	126%
Noviembre	1.018.934	1.302.320	128%
Diciembre	1.018.934	1.437.783	141%

Millones de pesos

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



Como puede observarse, la ANH cumplió holgadamente con la meta de recaudo de ingresos planteada por la Ley de Presupuesto para el año 2010. Es de observar que todos los excedentes financieros generados por la ANH son reportados al finalizar cada vigencia fiscal al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación. La distribución de los excedentes y de las utilidades de los establecimientos públicos es realizada anualmente por el CONPES, reasignándolos o destinándolos para el financiamiento de otras actividades de la Nación.

3. Ejecución del presupuesto (gastos)

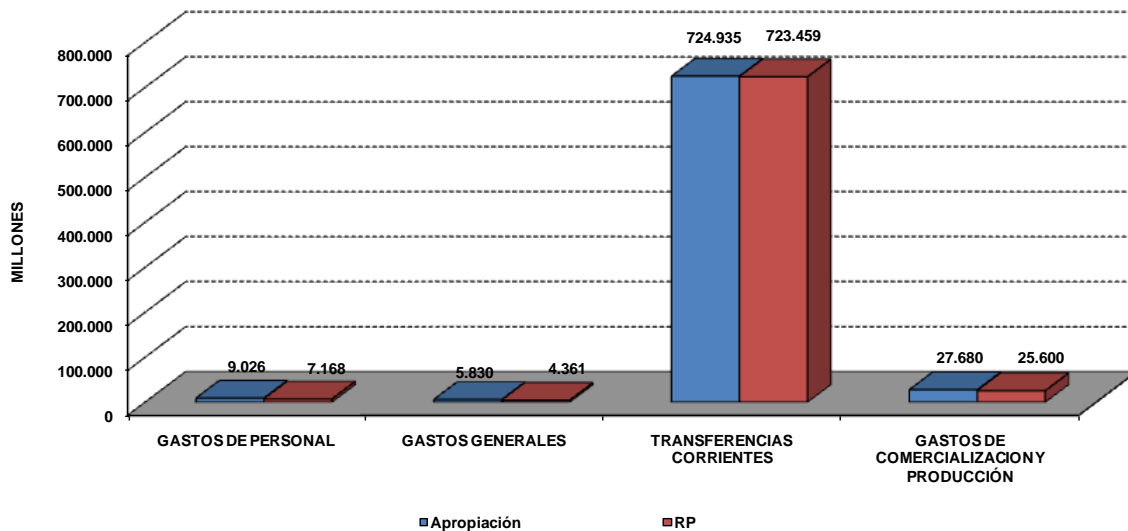
Como se señaló anteriormente, el Decreto 325 de 2010 ordenó un aplazamiento de \$15.000.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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

3.1 Presupuesto de gastos de funcionamiento

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

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



3.2 Presupuesto de inversión

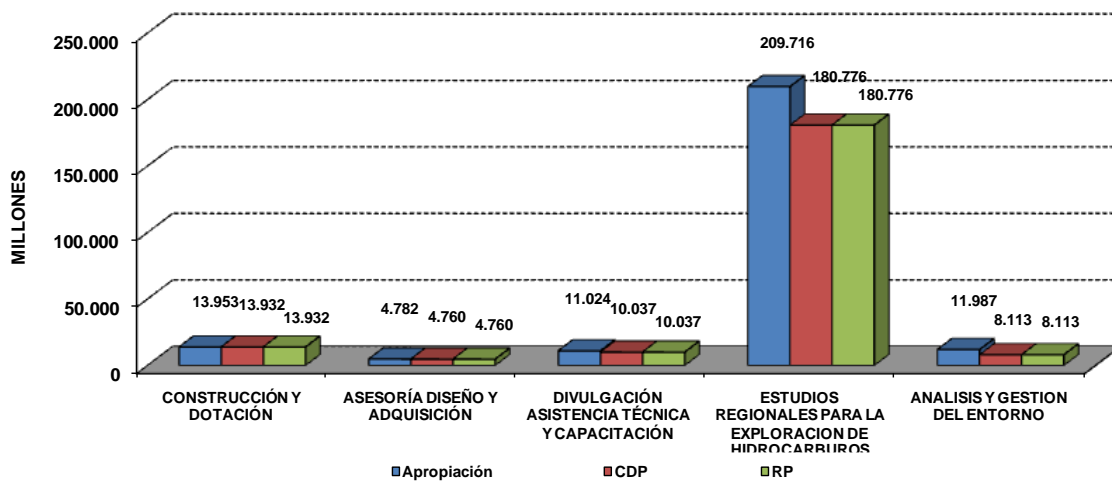
El presupuesto de inversión está compuesto por todas aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, son aquellos gastos destinados a crear infraestructura social²¹.

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

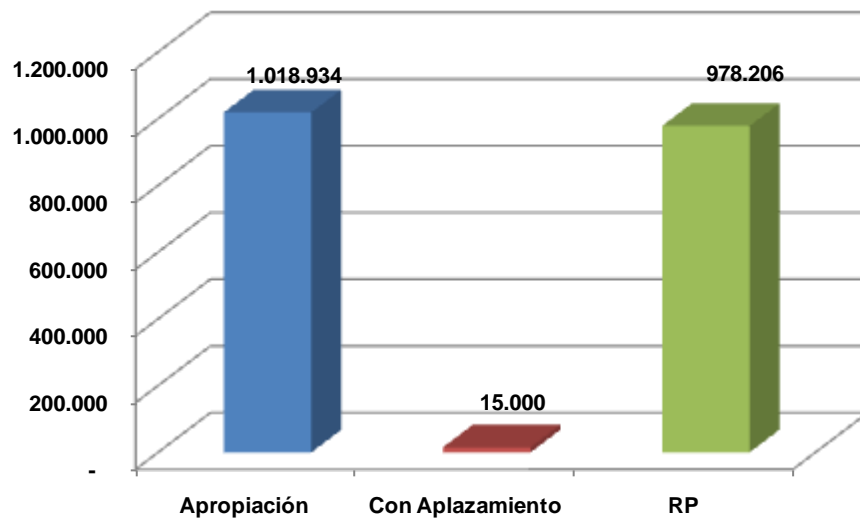
Como se refirió anteriormente, el Decreto 325 de 2010 ordenó un aplazamiento de \$15.000.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, razón por la cual el cálculo sobre la ejecución del presupuesto de inversión se realiza teniendo en cuenta este aplazamiento.

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

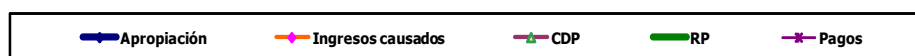
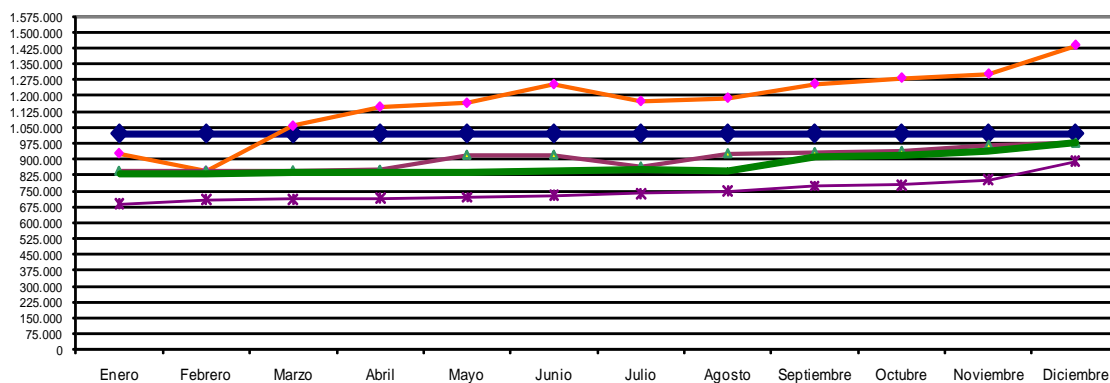
²¹ Definición según Ley 1169 de 2007



Si bien, la periodicidad del seguimiento a cada uno de estos rubros es mensual, para mayor ilustración y comprensión, el análisis se presenta en forma acumulada, de manera que la ejecución presupuestal anual de la Agencia a corte del 31 de diciembre de 2010 asciende al 97.43%, considerándose muy satisfactoria. Esto se ilustra en el siguiente gráfico:



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



Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Apropiación	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934	1.018.934
Ingresos causados	927.712	844.238	1.056.868	1.146.779	1.164.804	1.253.149	1.173.276	1.188.861	1.255.524	1.283.603	1.302.320	1.437.783
CDP	843.031	844.238	845.304	848.132	920.460	920.595	863.780	927.902	932.947	938.971	968.272	978.206
RP	832.605	833.267	834.804	836.211	838.568	844.370	848.556	845.026	913.866	920.002	938.084	978.206
Pagos	689.041	708.210	711.925	716.075	719.607	727.872	736.680	749.728	773.816	778.989	803.507	890.023

4. Planes de mejora

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

4.1 Transición SIIF Nación II

El Ministerio de Hacienda y Crédito Público, efectuó ejercicios de prueba en el SIIF durante la vigencia 2010. Adicionalmente llevo a cabo jornadas de socialización y capacitaciones a todas las entidades que conforman el Presupuesto General de la Nación.

Es así como a partir del 1 de enero de 2011, todas las entidades ya estamos en línea con el SIIF. La parte más compleja de la transición ocurrió en el mes de enero de 2011. El sistema se ha estabilizado bastante y con el correr de los días las operaciones se han normalizado.

EJECUCIÓN A 31 DE MAYO DE 2011

5. Generar recursos propios y excedentes para la nación

5.1 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 órgano²².

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

La Ley 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 2009 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:

Recurso	Concepto	Valor	Porcentaje
20	Ingresos Corrientes	\$260.239.800.000	25 %
21	Otros Recursos de Capital – Recursos del Balance	\$763.672.500.000	75 %
	Total Ingresos Propios	\$1.023.912.300.000	100%

6. Ejecutar el presupuesto

6.1 Porcentaje de ejecución del presupuesto (ingresos)

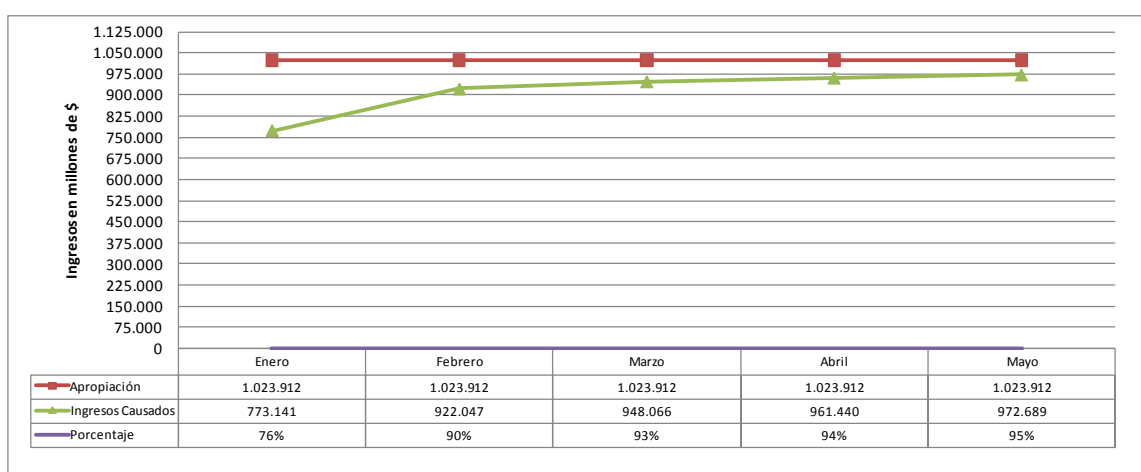
En la siguiente tabla se presenta la evolución de la ejecución mensual de ingresos de la ANH.

²² Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.

Concepto	Apropiación	Ingresos Causados	Porcentaje
Enero	1.023.912	773.141	76%
Febrero	1.023.912	922.047	90%
Marzo	1.023.912	948.066	93%
Abril	1.023.912	961.440	94%
Mayo	1.023.912	972.689	95%

Millones de pesos

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

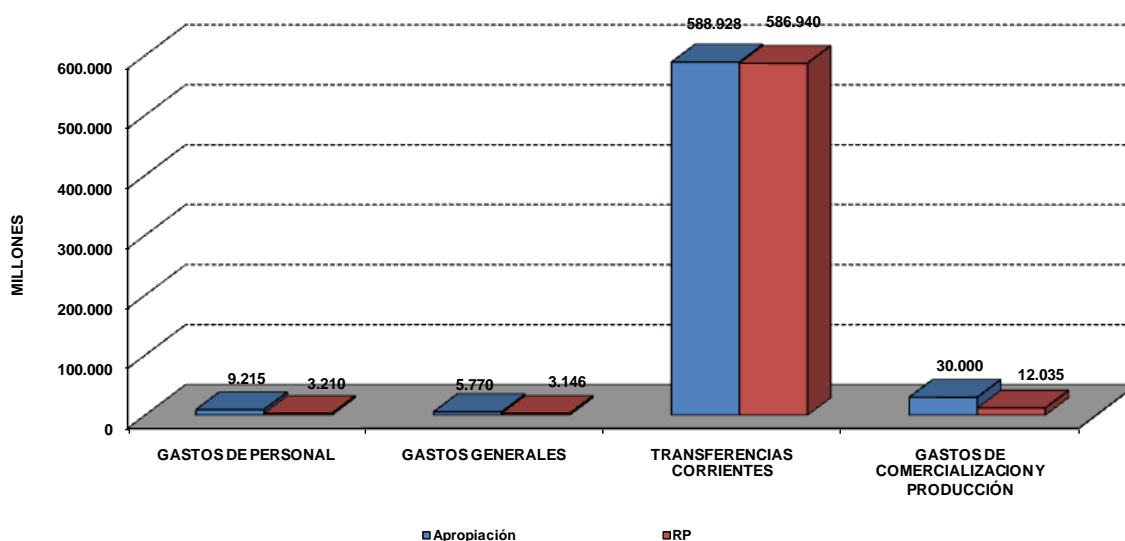


Como puede observarse, la ANH está cumpliendo holgadamente con la meta de recaudo de ingresos planteada por la Ley de Presupuesto para el año 2010. Es de observar que todos los excedentes financieros generados por la ANH son reportados al finalizar cada vigencia fiscal al Ministerio de Hacienda y Crédito Público y al Departamento Nacional de Planeación. La distribución de los excedentes y de las utilidades de los establecimientos públicos es realizada anualmente por el CONPES, reasignándolos o destinándolos para el financiamiento de otras actividades de la Nación.

6.2 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 y 31 de mayo de 2011, se presenta en el siguiente gráfico:



La ejecución de gastos de funcionamiento al 31 de mayo de 2011 corresponde a un 64% del total del presupuesto apropiado.

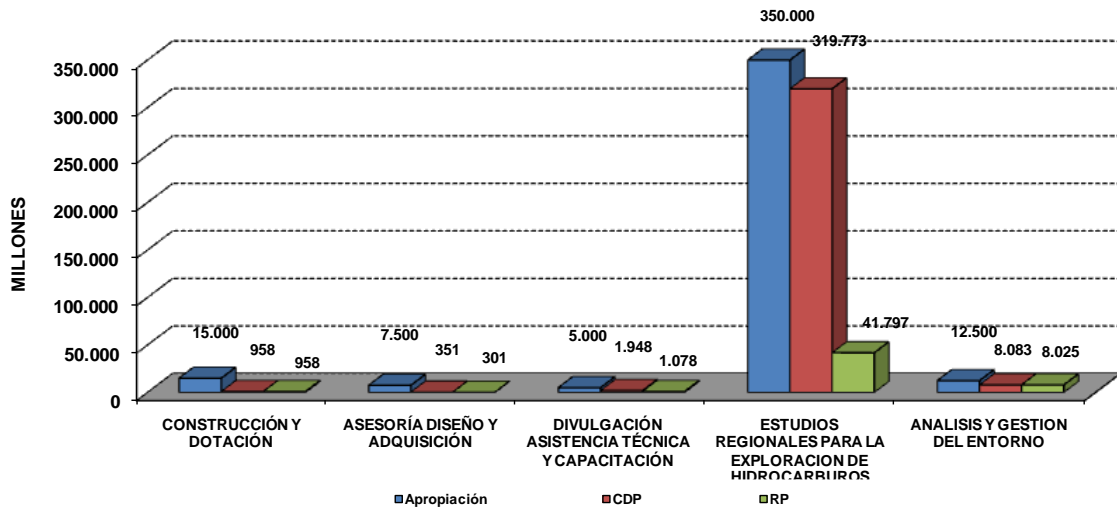
6.3 Presupuesto de inversión

El presupuesto de inversión está compuesto por todas aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, son aquellos gastos destinados a crear infraestructura social²³.

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 mayo de 2011, se presenta en el siguiente gráfico:

²³ Definición según Ley 1169 de 2007



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 de inversión de la Agencia a corte del 31 de mayo de 2011 asciende al 13%, lo cual se explica porque en la presente vigencia se vienen adelantando solicitudes ante el Ministerio de Hacienda y Crédito Público para contratar cerca del 80% del presupuesto, bajo el esquema de vigencias futuras.

PROCESO DE EVALUACIÓN

EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA

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

- Capacitaciones y actualización de mapas de riesgos
- Seguimiento y auditorías internas.

1. Administración del riesgo

Se efectuó capacitación, acompañamiento y apoyo a cada uno de los responsables de los 18 procesos que se tienen identificados en la entidad, con el fin de llevar a cabo la revisión, valoración y evaluación de los mapas de riesgo, como resultado de estas actividades se logró la actualización de los mapas de cada proceso y la generación de planes de acción. Adicionalmente, se llevaron a cabo actividades de seguimiento a los planes de mejora establecidos en los mapas de riesgos.

2. Monitoreo y Auditorías

Se llevó a cabo un ciclo de auditorías integrales con el objetivo de: 1) Verificar el grado de implementación, mantenimiento y mejora del sistema de gestión y control, 2) Verificar la eficacia, eficiencia y efectividad del sistema de gestión y control y 3) Verificar actualización del sistema de gestión y control según las normas vigentes.

Como resultados de estas auditorías se logró:

- Evidenciar la implementación, mantenimiento y mejora del Sistema de gestión y control, conforme a los lineamientos establecidos en las normas NTCGP 1000-2009 - NTC ISO 9001-2008 y MECI 1000:2005
- Identificar oportunidades de mejora en los procesos analizados, que deberán ser implementadas durante el año 2011.

3. Resultados de otras auditoría

Además de las auditorías internas integrales realizadas a los procesos de la entidad durante la vigencia 2010, la Contraloría General de la República desarrolló auditoría gubernamental con enfoque integral modalidad regular, sobre la Gestión y los Estados Contables de la Agencia Nacional de

Hidrocarburos, a la vigencia 2009, emitiendo un dictamen en el siguiente sentido: Gestión y resultados con observaciones y Estados financieros con salvedades. El pronunciamiento definitivo de la CGR fue Fenecimiento de la cuenta.

4. Estado de las acciones correctivas y preventivas

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

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

- Planes de mejoramiento interno
- Auditorías
- Análisis de datos
- Administración del Riesgo
- Auditoría del ICONTEC

Se cuenta a 31 de Diciembre de 2010 con 125 reportes de acciones correctivas y preventivas, de los cuales 92 fueron implementados y cerrados y 33 se encuentra en proceso de implementación. Para el año 2011 la entidad tiene establecido actividades de seguimiento trimestral para verificar la implementación oportuna de los planes de mejoramiento y realizar el respectivo cierre.

5. Plan de mejoramiento

Se efectuaron seguimientos periódicos a las actividades desarrolladas por cada una de las áreas con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Plan de mejoramiento suscrito con la Contraloría General de la República.

Como resultado del seguimiento realizado a los compromisos adquiridos en el Plan de Mejoramiento para la vigencia 2008 se pudo establecer que se ha cumplido en un 95,90%. Frente al plan de mejoramiento presentado por la entidad para la vigencia 2009, el 10 de mayo de 2011 la Contraloría General de la República dio viabilidad para dar inicio a las acciones que no presentan observaciones por parte del ente de control.

6. Sistema de control interno

Se realizaron las evaluaciones y auditorías para verificar el estado de la implementación y armonización de la Norma NTCGP 1000-2009, la Norma NTC ISO 9001-2008 y el MECI 1000:2005.

7. Informes

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

A corte de 31 de mayo del año 2011 se han desarrollado las actividades que se mencionan a continuación:

8. Monitoreo y control

8.1 Seguimiento a procesos

Se adelantaron las actividades de seguimiento relacionadas con:

- Evaluación del sistema de control interno contable,
- Evaluación del sistema de control interno,
- Presentación del informe de derechos de autor,
- Presentación de los informes bimestrales al Zar Anticorrupción de los periodos comprendidos entre enero, febrero, marzo y abril de 2011.
- Actividad de seguimiento a los planes de mejoramiento internos en los procesos del sistema de gestión y control,
- Presentación de los informes del seguimiento a los compromisos adquiridos en el plan de mejoramiento de la CGR.
- Informe de rendición de cuentas de la Entidad ante la CGR.
- Informe de austeridad trimestral.

8.2 Auditorías Internas

Se dio inicio al ciclo de auditorías internas.

9. Otras auditorías

La Contraloría General de la República se encuentra adelantando auditoría gubernamental con enfoque integral modalidad regular, sobre la Gestión y los Estados Contables de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, a la vigencia 2010.

10. Plan de mejoramiento

Se presentó el plan de mejoramiento para la vigencia 2009 con las modificaciones a las observaciones presentadas por la Contraloría General de la República, relacionadas con registro del margen de comercialización de las regalías y los rendimientos financieros de dichos recursos. La entidad se encuentra pendiente del pronunciamiento de la Contraloría General de la República frente a estas modificaciones.

ATENCIÓN AL CIUDADANO

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

Las actividades mencionadas se realizan bajo la orientación de la Resolución 115 del 5 de Abril de 2006 por medio de la cual se reglamenta el trámite interno del derecho de petición, las quejas y los reclamos en la ANH, así como se crea el grupo de Participación Ciudadana estableciéndole las siguientes funciones:

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

Adicionalmente por medio de la Resolución 474 de 2008, se reestructuraron los grupos internos de trabajo de la ANH, reforzando esta área a través de la conformación del Grupo Interno Antitrámites y Atención efectiva al ciudadano, y la asignación de otras funciones al Grupo de Participación Ciudadana.

Las solicitudes atendidas por la ANH se ha incrementado paulatinamente, como se puede observar en el siguiente cuadro:

Año	No. solicitudes
Enero a Diciembre 2009	579
Enero a Diciembre 2010	972
Enero a 31 de Mayo 2011	565

Observando que los temas más consultados son aquellos relacionados con regalías, reservas de hidrocarburos, información de contratos E&P, solicitudes de intervención por no pago de operadores a subcontratistas, consultas sobre exploración en el archipiélago de San Andrés, Providencia y Santa Catalina, solicitud de acompañamiento a comunidades.

Es de resaltar que en este periodo no se presentaron, ante el grupo de participación ciudadana, quejas en contra de los funcionarios de la entidad por parte de la ciudadanía.

Dentro de las gestiones adelantadas durante el año 2010 y lo que va corrido del 2011, para mejorar el servicio de atención al ciudadano encontramos:

- Apertura de las cuentas de Facebook y Twitter de la Agencia, facilitando el seguimiento a las acciones de la ANH por parte de la ciudadanía.
- Habilidad y asignación de horario de atención por medio del Chat para comunicación directa con la ciudadanía.
- Se encuentra en etapa de prueba el aplicativo para la automatización del recibo de PQR a través de la página Web; se mejoró el formato de recolección de la información y se pretende facilitar al ciudadano el seguimiento del trámite dado a su solicitud, mediante la adjudicación automática de un número de radicado que permite su posterior consulta.