

MEMORIAS AL CONGRESO

PERIODO 2009 - 2010



AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Junio de 2010

TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN	3
CAPÍTULO 1 - PROCESOS ESTRATÉGICOS	
Gestión estratégica	6
Proceso de relaciones externas	16
CAPÍTULO 2 - PROCESOS MISIONALES	
Gestión del conocimiento	25
Promoción	34
Asignación de Áreas	43
Seguimiento a contratos de exploración	49
Producción	53
Manejo de reservas	68
Administración de regalías	71
Gestión de la información técnica	78
CAPÍTULO 3 - PROCESOS DE APOYO	
Gestión de recursos humanos	93
Administración de la información	96
Gestión jurídica	98
Gestión contractual	100
Administración de recursos físicos	103
Gestión financiera	105
CAPÍTULO 4 - PROCESO DE EVALUACIÓN	
Evaluación, seguimiento y mejora	118
Atención al ciudadano	124
Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados	125

PRESENTACIÓN

A través de la gestión realizada en 2009 y en el primer trimestre de 2010 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, se superaron las metas anuales establecidas para los indicadores estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010. En este, se tenía estipulado como objetivo la firma de 120 contratos y hasta la fecha se han firmado 191. En 2009, se firmaron 58 contratos de exploración y producción (E&P) y 6 de evaluación técnica (TEA), para un total de 64 contratos y a 31 de mayo de 2010 se ha firmado 1 contrato de exploración y producción (E&P) y 1 de evaluación técnica (TEA), para un total de 2 contratos en el presente año.

También se han adquirido 34.037 km de sísmica equivalente 2D (20.117 en el 2009 y 13.920 a 31 de mayo de 2010) y se han perforado 128 pozos exploratorios A3 (75 durante el 2009 y 53 a 31 de mayo de 2010), con lo cual se llegó a 78.359 km de sísmica equivalente 2D y 310 pozos, superando las metas cuatrienales de 32.000 km de sísmica equivalente 2D y 160 pozos.

El país registró en el 2009 una inversión extranjera directa de US\$2633 millones, información disponible a la fecha por parte del Banco de la República.

La ANH generó excedentes por valor de \$562.311 millones, donde sobresalen los ingresos correspondientes a rendimientos financieros que representan el 48% de los ingresos totales, los ingresos correspondientes a margen de comercialización que representan el 31% de los ingresos totales y los derechos económicos de los contratos de exploración y producción que alcanzaron el 20% del total de los ingresos recibidos.

La ejecución de gastos de funcionamiento fue del 74% del presupuesto apropiado, dado que las provisiones para gastos de transferencias corrientes no se ejecutaron, y la de inversión del 99%, considerándose ambas satisfactorias. A diciembre de 2009, la ANH recaudó regalías por \$3.80 billones, de los cuales los entes territoriales percibieron \$3.84 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 2009 por el Banco de Información Petrolera, BIP, se destaca que fueron incorporados 19.885 km de sísmica de campo equivalentes (23 programas sísmicos 2D y 35 programas sísmicos 3D), 34.046 km de sísmica de proceso (146 programas sísmicos 2D y 55 programas sísmicos 3D), información de 1.313 pozos, 13.219 documentos y mapas.

Durante 2009 se suministró información de 55.488 km de sísmica 2D de campo y 39.250 km de sísmica 2D de proceso, a los usuarios del BIP. Se atendió información de 574 pozos, se suministraron 17.437 unidades de información

entre documentos y mapas y se atendieron 11 sesiones de Dataroom (sala de visualización de información de exploración y producción). Adicional a estos volúmenes se suministró información a través del proceso competitivo Open Round Colombia 2010. De igual manera para el primer trimestre del año 2010 se ha suministrado información de 24.668 Km de sísmica 2D de campo, 5.578 Km de sísmica 2D de proceso, 96 pozos, 2.909 unidades de información entre documentos y mapas, y 2 sesiones de dataroom. Por otro lado, el término de entrega de información es en promedio de un día. Respecto del servicio de autoatención, éste se implementó 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, de esta manera permite acceder remotamente a las bases de datos del EPIS y bajar información de forma segura mediante mecanismos de encriptado, control de integración y anti repetición.

Para mejorar la competitividad del país e incrementar el conocimiento del potencial geológico y del subsuelo de la nación, se contrataron proyectos de inversión por más de \$183.000 millones.

La gestión de promoción también ha presentado resultados satisfactorios en cuanto a la atracción de nuevas empresas extranjeras al país. De las cuatro nuevas empresas planeadas para el año 2009, se logró que dieciséis firmaran contratos: Tecpecol S.A., Inepetrol, Turkish Petroleum International Company, Multiservicios, BD Production, Golden Oil Corporation, Kinetex, TC Oil & Services S.A., Petrolera Monterrico S.A., Geokinetics International Inc, Omega Energy, Opica Blc S.A., Morichal Petróleo y Gas, Petróleos Colombianos, PetroAndina y Cenercol S.A.

Durante el año 2009 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 2009, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas – ICONTEC, realizó la primera auditoría de seguimiento al Sistema de gestión y control de la ANH. Como resultado cerraron las no conformidades que se tenían desde la auditoría de certificación y no generaron nuevas no conformidades. Por tanto, el ente de certificación dio la recomendación para mantener las certificaciones de calidad NTC ISO 9001:2000 y NTCGP 1000:2004.

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 2009, el Instituto Colombiano de Normas Técnicas – ICONTEC, realizó la primera auditoría de seguimiento al Sistema de gestión y control de la ANH. Como resultado cerraron las no conformidades que se tenían desde la auditoría de certificación y no generaron nuevas no conformidades. Por tanto, el ente de certificación dio la recomendación para mantener las certificaciones de calidad NTC ISO 9001:2000 y NTCGP 1000:2004.

Durante el 2009 y lo corrido del presente año, la ANH trabajó en el fortalecimiento del Sistema de gestión y control, para lo cual desarrolló las siguientes actividades:

1.1. Indicadores de gestión

Se realizó en el primer trimestre del año 2010 una revisión y consolidación de indicadores por tipología y clasificación teniendo en cuenta el concepto de eficacia, eficiencia y efectividad.

Clasificación	Cantidad
Estratégicos	63
Estadísticos	6
Proceso	53
Total	122

Tipología	Cantidad
Efectividad	43
Eficiencia	37
Eficacia	42

1.2. Documentación

Se actualizó la documentación establecida para la operación y control de los procesos, 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

Y se realizaron procedimientos e instructivos nuevos para los procesos que necesitaban estos documentos.

Se proyecta una nueva resolución para la documentación que derogará la Resolución 460 del 24 de Noviembre de 2009, para adoptar las actualizaciones y los documentos nuevos del sistema trabajados hasta mayo 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:

- Seguimiento a los planes de mejoramiento planteados por los diferentes procesos para su cierre
- Seguimientos a los planes de acción derivados de los mapas de riesgos de los procesos
- Capacitación para el fortalecimiento de controles en cuanto a la redacción para la mitigación de los riesgos
- Actualización del sistema con la actualización de las Normas ISO 9001:2008 y GP 1000:2009.
- 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
- Inicio de la armonización de los documentos con del sistema con las Normas ISO 14001:2004 y con OHSAS 18001: 2007

1.4. Capacitación

Se llevaron a cabo capacitaciones en temas relevantes para el mantenimiento y mejora del sistema, entre otros durante el 2009 se trabajaron:

- Conceptos de eficacia, eficiencia y efectividad
- Conceptos y metodología para la administración del riesgo
- Conceptos para la selección de las opciones de manejo de los riesgos
- Metodología y requerimientos legales relacionados con el manejo de PQR

- Conceptos sobre políticas operacionales, mecanismos y medios usados por la ANH para la comunicación primaria y secundaria
- Código de ética

Para este año se están realizando bajo la metodología del PIC una serie de ciclos de capacitaciones de acuerdo a un prueba diagnóstico realizada a todos los funcionarios de la entidad, con el fin de determinar el estado de conocimientos del sistema de gestión y control de la entidad e identificar los aspectos más necesarios de capacitación en la entidad. En total en el año se realizarán 4 ciclos de capacitaciones en:

- MECI
- Contexto estratégico
- Procesos
- Mejoramiento Continuo.

En el primer ciclo se capacitó en MECI, tomando tres componentes inicialmente:



2. Convenio con la UPME y Ministerio de Minas y Energía

2.1. Sistema de información de combustibles líquidos fase II

El Ministerio de Minas y Energía, MME, la Financiera Energética Nacional, FEN, la Unidad de Planeación de Minas y Energía, UPME, y la ANH subscribieron el 20 de diciembre de 2007 el Convenio 06/2007. En este marco, en el año 2008 se adquirieron equipos y se adecuó el espacio físico para el centro de cómputo, call center y la administración del Sistema de Información de Distribución de Combustibles Líquidos Derivados del Petróleo, SICOM, así como la contratación de la operación del mismo.

3. Contrataciones del programa de tendencias globales y locales

3.1. Boletín de estadísticas

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

3.2. Evaluación del sector de hidrocarburos

La Fundación para el Desarrollo de la Educación Superior y el Desarrollo, Fedesarrollo, desarrollo una consultoría que tuvo por objeto “estimar los efectos del sector de hidrocarburos en la economía nacional y regional”.

El estudio mostró evidencia empírica de la relación positiva que tienen las instituciones en el crecimiento, en la volatilidad y en la desigualdad en países abundantes en recursos naturales. En términos generales se muestra que mejores instituciones, entendidas estas como mayor estabilidad política, control a la corrupción, calidad en la regulación, prevalencia de la ley y el orden, y mayor competencia política son fundamentales en la determinación de casos exitosos en términos de crecimiento del PIB para los países abundantes en recursos naturales. La volatilidad también se reduce en países abundantes en recursos naturales con mayor competencia política y mejores instituciones. Finalmente, la calidad institucional afecta positivamente la distribución del ingreso, mientras que mayor competencia política tiene un efecto negativo.

Se estudiaron 7 países abundantes en petróleo y gas, 2 considerados exitosos (Noruega e Indonesia) y 5 considerados fallidos (Argelia, Ecuador, México, Nigeria y Venezuela).

Los escenarios de simulación que suponen que el gobierno gasta todos los recursos adicionales provenientes de mayores ingresos del petróleo tienen un efecto positivo en la economía sin efectos sobre el balance público. Si bien este resultado sugiere que una buena política podría ser gastar todos los superávits derivados de mayores ingresos por ventas de petróleo, esto tiene al menos dos inconvenientes. En primer lugar, los escenarios presentados suponen que el precio del petróleo aumenta sistemáticamente durante todo el período, sin embargo, en caso de que existan fluctuaciones en las que los gastos deban disminuir para mantener el balance público, esto llevara a un efecto amplificador del ciclo económico. En segundo lugar, los resultados sugieren que el aumento de las presiones de demanda del sector público lleva a menores devaluaciones de la tasa de cambio, lo que implica un desincentivo para el crecimiento de las exportaciones y en consecuencia, una limitación a la actividad económica nacional.

Los hechos estilizados muestran por un lado que los países abundantes en petróleo tienen en comparación con el promedio departamental un mayor crecimiento, mayor nivel de inversión pública y de cobertura en educación. Por otro lado, esta comparación muestra que estos departamentos tienen instituciones de menor calidad, calidad medida a través de los índices de transparencia, o de los recaudos fiscales propios como porcentaje del producto.

Se puede apreciar que a medida que aumentan las regalías percibidas por el departamento, el ingreso tributario como porcentaje del PIB tiende a ser menor.

Esto corrobora que los departamentos con mayores regalías tienden a tener un menor esfuerzo tributario, lo que puede generar un escenario de insostenibilidad financiera cuando las regalías comiencen a mermar.

El ejercicio econométrico tuvo como variable dependiente el crecimiento del PIB per cápita, mostrando que la producción de petróleo tiene un efecto negativo sobre el crecimiento departamental en promedio. Esto indicaría una “maldición” del recurso donde la producción de un recurso no renovable lleva a menor crecimiento económico. Las distorsiones a los precios relativos de los factores de producción, el uso ineficiente de las regalías y el menor esfuerzo fiscal pueden explicar este resultado. Por su parte, el efecto de las instituciones fue muy positivo y significativo.

3.3. Planeación estratégica de las inversiones a realizar por la ANH del Programa Gestión del Entorno

La ANH contrató a Mckinsey con el objetivo de “definir una estrategia de planeación a corto plazo (2009-2010) y mediano plazo (2011-2013) de las inversiones a realizar por medio del programa de gestión del entorno”.

Como resultado de este estudio se tiene un documento que contiene la explicación detallada de la estrategia de planeación de las inversiones del programa de gestión del entorno a corto y mediano plazo. El consultor entregó los términos de referencia o estudios de conveniencia y oportunidad de cada uno de los proyectos propuestos para desarrollarse: 1. Estrategia, definición, secuenciación y licitación de bloques; 2. Fortalecimiento a proveedores de servicios para licencia ambiental y consulta previa; 3. Estrategia de la ANH en el manejo de comunidades; 4. Definir esquema contractual para asignación de contratos para CBM y otros no convencionales; 5. Promover incorporación de nuevas tecnologías para no convencionales; 6. Apoyo al Ministerio de Minas y Energía en el desarrollo del Gas en el Caribe; 7. Apoyo al Ministerio de Minas y Energía en el desarrollo de crudos pesados en los Llanos Orientales.

El documento contiene la estructuración del presupuesto del programa gestión del entorno y los calendarios de ejecución de las actividades.

3.4. La cadena de hidrocarburos, una oportunidad para la industria colombiana

Se realizó la primera fase de la investigación contratada con la Asociación Nacional de Empresarios de Colombia – ANDI, para estudiar la situación actual y las proyecciones de la cadena de hidrocarburos en Colombia, desde la perspectiva de las demandas de bienes privados y públicos que genera la cadena y de la capacidad del país para cubrir competitivamente dichas demandas.

Esta primera fase se concentró en la determinación de los bienes y servicios privados críticos para el desarrollo de la cadena o que ofrecieran oportunidades para la industria colombiana y en la cuantificación de la demanda y oferta actual y futura de los mismos. También se indagó por los bienes y servicios públicos, por las necesidades de mano de obra u otros aspectos institucionales que, desde la perspectiva de las empresas que participan de la cadena, son necesarios para su funcionamiento competitivo. Los resultados incluyen además de los aspectos anotados, un primer análisis sobre la calidad de la brecha desde la perspectiva de su potencial para la industria colombiana.

El proyecto completo, en el cual se incluye esta primera fase como una fase diagnóstico, tiene como fin último garantizar la competitividad de la cadena de hidrocarburos y aprovechar la dinámica de la misma en los próximos años para estimular la actividad económica del país.

Los resultados de la investigación deben servir como base para que el Ministerio de Minas y energía, la ANH, la ANDI y, en general, todas las partes interesadas adopten políticas encaminadas a fomentar la actividad productiva privada, pública, académica y científica en torno a esta cadena. Es de resaltar que, manteniendo el rigor investigativo y académico, este proyecto no busca resultados teóricos sino que se propone encontrar mecanismos para transformar la realidad de la cadena de hidrocarburos en Colombia.

3.5. Traducción e impresión del libro *Energy Cooperation in the Western Hemisphere: Benefits and Impediments*

El libro *Energy Cooperation in the Western Hemisphere: Benefits and Impediments* fue originalmente publicado en marzo de 2007 por Sidney Weintraub, en colaboración con Annette Hester y Verónica Prado del Center for Strategic and International Studies, CSIS. En esta publicación se enmarca la dinámica del sector energético del hemisferio occidental, su panorama, las perspectivas y oportunidades; brindando al país un documento de investigación completo cuyos aportes contribuyen a la toma de decisiones, crecimiento y proyección del sector. El libro fue traducido al español y se imprimieron 1.000 ejemplares para su distribución.

3.6. Compilación, edición y publicación de libro especializado en temas de política petrolera, abastecimiento, comunidades y medio ambiente en Colombia

Se publicó el libro *Colombia, Petróleo y Futuro*, que consta de una compilación de artículos y estudios sobre temas relacionados con “política petrolera, abastecimiento, comunidades y medio ambiente en Colombia” elaborados o encargados por la ANH, desde su creación. El libro fue traducido al idioma inglés y está siendo divulgado entre las diferentes entidades y el público relacionado con el sector.

3.7. Impacto de la crisis financiera mundial en el sector petrolero colombiano

Se contrato un estudio con la Asociación Nacional de Instituciones Financieras – ANIF, para tener una visión sobre las perspectivas macroeconómicas y en particular, sobre el impacto que tendría la crisis económica mundial en el sector petrolero. Dentro del estudio se realizó una encuesta de percepción a los altos ejecutivos de las empresas petroleras que operan en el país sobre la crisis económica mundial y se recopiló información sobre las medidas que han tomado y los cambios esperados en sus planes futuros. El documento final contiene el análisis de los resultados de dichas encuestas y la estimación del impacto potencial, resaltando cuales serian las variables o puntos críticos a partir de los cuales construir escenarios futuros en el sector petrolero.

Para el año 2010, se han realizado las siguientes contrataciones

3.8. Boletín de estadísticas 2009

Se contrató el diseño y elaboración en medio físico y magnético un boletín de las principales estadísticas del sector hidrocarburos relacionadas con producción, reservas, actividad exploratoria, entre otras, con el fin de ponerla a disposición de los diferentes usuarios que consultan esta información.

3.9. Estudio de Gas en el Caribe

El estudio propuesto tiene como objeto apoyar la estrategia para el óptimo desarrollo integral de Gas en el Caribe.

Mediante la contratación de una empresa especializada en planeación estratégica con amplio conocimiento de la industria de exploración y producción y/o especializada en energía con amplia experiencia internacional, que haya trabajado previamente en el análisis de la dinámica de los mercados internacionales de gas y esquemas de monetización e infraestructura requerida, se pretende:

- 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 de la zona del Caribe, incluyendo opciones de infraestructura y comerciales.

- Identificar acciones concretas a ejecutar por ANH y el Ministerio de Energía para asegurar la implementación de las estrategias de desarrollo integral identificadas.

3.10. Estudio definición de esquemas contractuales

El estudio propuesto tiene como objeto definir esquemas contractuales para la asignación de áreas para exploración y producción de Gas Metano Asociado al Carbón.

Mediante la contratación de una empresa especializada en energía con amplia experiencia internacional, que haya trabajado previamente en temas relacionados con Gas Metano Asociado al Carbón, se pretende:

- 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.
- 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.

3.11. Estudio promoción de nuevas tecnologías

El estudio propuesto tiene por objeto promover la incorporación al país de nuevas tecnologías para la exploración y producción de Gas Metano Asociado al Carbón.

Mediante la contratación de una empresa especializada en energía con amplia experiencia internacional, que haya trabajado previamente en temas relacionados con Gas Metano Asociado al Carbón, se pretende:

- 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.
- 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.

4. Comunicaciones internas y externas

4.1. Campaña de divulgación del sistema de gestión y control

Se realizó la campaña “ANH explorando su potencial”, con el objeto de ampliar el conocimiento del personal en las temáticas de seguridad de la información,

manejo de PQR, MECI, mejoramiento continuo, riesgos, balanced scorecard, indicadores y acciones de mejoramiento.

4.2. Diseño y publicación del boletín institucional “Explorando Actualidad”

Se hicieron dos ediciones del boletín, las cuales tuvieron el propósito de divulgar temas de interés para funcionarios y contratistas, y explicación de proyectos estratégicos desarrollados por la ANH.

4.3. Comunicación interna

Se estructuró el plan de comunicaciones táctico, que clasifica las comunicaciones generadas al interior de la entidad. Además se cuenta con una matriz que permite identificar las fuentes generadoras de comunicación y la periodicidad o canal utilizado para asegurar la efectividad en la información que se quiere transmitir.

Desarrollo de estrategia de comunicación interna

En febrero de 2010 la firma Compass Porter Novelli, especializada en comunicaciones fue contratada por la ANH para implementar una estrategia de comunicaciones internas. Desde esa fecha ha realizado: un **diagnóstico de comunicación interna** cualitativo y cuantitativo que permitió conocer la percepción de los empleados sobre los canales y tácticas internas en la ANH. Para el diagnóstico cuantitativo se realizó, entre abril y mayo, una encuesta a 48 empleados de planta de la ANH.

Con base en los resultados del diagnóstico se elaboró una **estrategia de comunicaciones internas** que busca mejorar los flujos de comunicación interna y potencializar los canales existentes.

La estrategia busca integrar y alinear a los empleados con los objetivos estratégicos de la ANH a través de **5 aspectos**: empoderamiento de líderes comunicadores; estructurar y optimizar los canales de comunicación interna; consolidar un proceso ágil y una línea editorial de contenidos; desarrollar herramientas de feedback e identificar indicadores para medir el avance de la estrategia de comunicación interna y construir una imagen en la mente de los empleados de que la ANH es una gran empresa para trabajar. La estrategia se presentará para validación y aprobación en julio por parte de la Subdirección Administrativa y financiera.

Mejoramiento de medios internos

Simultáneamente al diseño de la estrategia, la firma Compass Porter Novelli inició la implementación en 2010 de un sistema integrado de canales internos para estructurar y optimizar los medios existentes:

Carteleras: Se diseñó un sistema de información a través de carteleras con un nuevo concepto y diseño y con una periodicidad quincenal. Se crearon las secciones: Tendencias, Good News, Eventos, Nuestra Empresa, Cumpleaños, Nuestras cifras y Gas y Petróleo y Tiempos y procesos. Desde marzo, se han actualizado 8 veces las carteleras con información de interés para todos los empleados.

Boletín electrónico interno: la firma de comunicaciones Compass Porter Novelli modificó el boletín interno 'Explorando actualidad' pasándolo de impreso a edición virtual y ahora se envía mensualmente por correo electrónico a todos los empleados con link a la intranet de la ANH. El boletín se lanzó virtualmente el 20 de mayo con las secciones: Editorial, Brújula, Nuestras cifras, Bienvenidos, Eventos, Quién es quien, Nuestros momentos, Good News, Sabías que.

Campañas internas: Compass Porter Novelli participa en los planes de divulgación para diferentes campañas internas de la ANH como Principios y Valores, así mismo da apoyo con tácticas para eventos y actividades internas relacionadas con cultura corporativa.

PROCESO DE RELACIONES EXTERNAS

Durante el año 2009 y el primer trimestre de 2010, se ha venido apoyando la creciente iniciativa en materia de exploración y producción de hidrocarburos, se han dado lineamientos y se han llevado a cabo acciones concretas que buscan el desarrollo sostenible y el trabajo armónico con las comunidades de las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos del país. Lo que permite que 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.

En concordancia con lo anterior, la ANH ha gestionado desde su creación, una planificación interinstitucional, a través del apoyo continuo a las entidades del gobierno que tienen como función la formulación e implementación de proyectos orientados hacia la protección del ambiente, los recursos naturales y las comunidades en todo el territorio colombiano.

La ANH para propender por el cumplimiento en materia socio ambiental de los operadores, realiza un seguimiento continuo, en estos temas, a los contratos tanto E&P como los TEAs.

Para contribuir a mejorar las condiciones de seguridad física, se llevó a cabo la actualización de los estudios regionales de riesgos sociopolíticos y de seguridad, se identificó 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, mediante un sistema que monitorea dichas condiciones en cinco regiones estratégicas para el sector.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo en el año 2009 y las que se han adelantado durante el primer semestre de 2010, se desarrollaron en el marco de:

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

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

1.1 Comunidades

Con el fin de fortalecer la capacidad operativa de las instituciones encargadas del tema social y planificar un trabajo articulado con las mismas, se suscribieron convenios con diferentes entidades gubernamentales, con los cuales se logró una respuesta rápida en los trámites requeridos para el sector de hidrocarburos y el conocimiento de las regiones en cuanto a infraestructura, oferta de bienes y servicios entre otros, para poder recomendar a la industria las inversiones socio ambientales claves en el área de influencia de sus proyectos.

A través de un Convenio suscrito con el Ministerio del Interior y de Justicia se buscó el fortalecimiento de la entidad, en las actividades de coordinación interinstitucional de los procesos de consulta previa y las verificaciones de existencia o no de pueblos indígenas y afrocolombianos en las áreas de influencia de los proyectos del sector de hidrocarburos y demás actividades relacionadas según sus funciones asignadas por el Decreto 4530 de 2008.

Este apoyo dotó al Grupo de Consulta Previa del Viceministerio del Interior de personal suficiente, medios para realizar sus desplazamientos a campo y equipos adecuados para el desarrollo de sus labores.

Proceso implementado	Actividades desarrolladas en el marco del Convenio 019 de 2009 – durante la vigencia 2009-2010	Cantidad	Subtotal
Trámites	Cartografía social	18	217
	Verificación	81	
	Certificación	113	
	Estudios etnológicos	5	
Consulta Previa	Preconsultas	64	275
	Apertura de procesos de consulta previa	56	
	Talleres de identificación de impactos y medidas de manejo	49	
	Preacuerdos	41	
	Protocolización	40	
	Seguimiento	17	
	Cierre	8	
TOTAL			492

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 2009 se adelantaron cuatro (4) talleres de formación con las comunidades locales en áreas de interés del sector de hidrocarburos en las ciudades de Riohacha (Guajira), Quibdó (Choco), Puerto Asís (Putumayo) y Villavicencio (Meta). En el marco de estos talleres se capacitaron 296 líderes de comunidades y funcionarios locales y regionales de la PGN. En el marco de estos talleres se elaboraron cuatro (4) agendas locales con las problemáticas y necesidades identificadas por las comunidades participantes.

A su vez, se realizaron las siguientes actividades:

- Difusión de una audioteca llamada “Objetivo Colombia” a través de emisoras estatales y comunitarias y fortalecimiento de un link en la página Web de la Procuraduría General de la Nación.
- Dos (2) reuniones interinstitucionales con entidades del orden nacional, con el fin de coordinar y definir acciones por parte de estas instituciones, frente a las problemáticas identificadas en los talleres regionales según las Agendas Locales.
- La implementación de una estrategia de seguimiento regional a los diferentes compromisos establecidos por las instituciones vinculadas, a partir de las agendas locales obtenidas.
- Se desarrolló el Seminario Internacional– “Estado, Comunidades y Empresas: en dialogo frente al desarrollo” y un Conversatorio de Responsabilidad Social Empresarial, con lo cual se buscaba tener un espacio de interlocución entre el Estado, las comunidades y las compañías del sector hidrocarburífero.

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, se celebró un convenio interadministrativo con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi –IGAC– y el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH– con el fin de desarrollar el diseño, prueba y ajuste de un sistema de registro y consulta, mediante la sistematización y georeferenciación sobre cartografía a escala 1:100.000 de los principales sitios, colecciones arqueológicas y Áreas Arqueológicas Protegidas de Colombia, e implementarlo en el sistema de consulta de Áreas de Reglamentación Especial, administrado por el IGAC.

Este esfuerzo busca 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, la información fundamental para poder adelantar actividades productivas en el subsuelo colombiano, con el fin de garantizar la integridad del patrimonio arqueológico de la nación.

De acuerdo a la solicitud de los pueblos Amazónicos, en el marco de la mesa permanente de concertación con los pueblos y organizaciones indígenas, donde manifestaron que para poder avanzar en un trabajo conjunto con el gobierno nacional, era indispensable desarrollar la política pública para los pueblos indígenas de la amazonia colombiana, que sirva para la administración de los recursos naturales de manera controlada y concertada, la ANH en conjunto con el Ministerio del Interior y de Justicia y la OPIAC, se firmó un convenio para apoyar la realización de los talleres que darán como producto el borrador del documento de política pública, elaborado por los indígenas y el MIJ.

Con el documento anteriormente mencionado, se espera que se formule un CONPES para la Amazonia por parte del Departamento Nacional de Planeación, que ayudará como insumo para la enunciación de una política pública integral para los pueblos indígenas de la amazonia colombiana y que permitirá establecer unos lineamientos concretos para el desarrollo de las actividades del sector de hidrocarburos bajo el marco del respeto, la concertación y la interlocución con las comunidades que habitan en los territorios donde se desarrollen actividades de exploración y producción.

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

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

Para ello se suscribió un convenio entre la ANH y el Instituto Colombiano Agropecuario –ICA– el cual 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.

En este mismo orden de ideas, la ANH, el ICA y el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras “*José Benito Vives de Andreis*” – IVEMAR–, suscribieron un Convenio con el fin de llevar a cabo la caracterización de la pesca marino-costera de Colombia, para identificar, ubicar y cuantificar la extensión de caladeros para los tipos de pesquerías industrial y artesanal, con el fin de contar con un concepto técnico que aporte información que contribuya al proceso de toma de decisiones para los procesos de consulta previa, cuando aplique, y el licenciamiento ambiental de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en aguas costa afuera.

1.2 Medio Ambiente

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

En consecuencia, en el año 2009 y el primer trimestre de 2010, 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*”.

A través del Convenio suscrito entre la ANH, el Instituto Alexander von Humboldt, el IDEAM y The Nature Conservancy, se obtuvieron los productos finales del proyecto en el segundo semestre del 2009, mediante el cual se zonificó, en el territorio colombiano, las áreas terrestres y marinas de interés para la exploración y explotación de hidrocarburos con base en la sensibilidad y vulnerabilidad, ante dicha actividad petrolera, de los ecosistemas presentes o aledaños a estas áreas.

A partir de la información recolectada se generaron los lineamientos técnicos para su conservación y manejo, constituyéndose esta información en insumo preliminar para el desarrollo de los protocolos de Buenas Prácticas Ambientales para la industria petrolera.

Adicionalmente a lo anterior, la ANH y el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras “*José Benito Vives de Andreis*” – IVEMAR– suscribieron un Convenio para el desarrollo de la segunda fase del proyecto “*Especies, ensamblajes y paisajes de los bloques marinos sujetos a exploración de hidrocarburos*”, con el cual se espera:

- a) Caracterizar los ensamblajes y especies importantes de la macrofauna bentónica y el plancton en las principales unidades de paisaje de los Bloques marinos de exploración de hidrocarburos entre 200 y 800 metros de profundidad del Caribe colombiano.
- b) Consolidar una herramienta de sistemas de información que permita la consulta Web de información ambiental como soporte a la toma de decisiones.
- c) Identificar áreas significativas para la biodiversidad en los diferentes bloques de exploración con el fin de identificar lineamientos de manejo sobre estos como insumo primario para llevar a cabo en el futuro buenas prácticas por parte del sector hidrocarburos.
- d) Generar un documento de lineamientos de manejo con insumos primarios para las futuras buenas prácticas en la exploración y explotación de los bloques Tayrona, RC-7, RC-6, RC-5, RC-4, Fuerte Norte y Fuerte Sur.
- e) Adelantar actividades para la conservación y repoblación de organismos marinos amenazados.

La ANH con la Unidad de Parques Nacionales adscrita al MAVDT y la participación de autoridades locales y regionales y comunidades asentadas, vienen adelantando un proyecto que busca el desarrollo de un modelo de reordenamiento socio-ambiental y la delimitación y consolidación de las zonas amortiguadoras del Parque Nacional Natural Catatumbo-Barí, para generar los lineamientos para el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas de manera social y ambiental sostenibles con el entorno.

Este esfuerzo conjunto busca obtener entre otros, el establecimiento de lineamientos de Buenas Prácticas para las actividades del sector de hidrocarburos que se pretendan adelantar y desarrollar en el área de estudio y su área de influencia, que permita su desarrollo de manera ambiental y socialmente sostenibles.

Con el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, se suscribió un Convenio 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 componen dicho convenio son:

- a) 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) Contar con un equipo interdisciplinario de soporte, para evaluar el estado ambiental y social de las áreas devueltas por los contratistas del sector de hidrocarburos y poder garantizar que no queden pasivos dichas áreas y que se puedan asignar sin problemas socio ambientales nuevamente a otro operador.
- c) Documento con la 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, a fin de contar con los estándares mínimos, que se deben exigir a la industria en esta materia.
- d) Zonificar, ordenar y establecer los lineamientos de manejo ambiental de la Zona de Reserva Forestal del Cocuy, declara por la Ley 2ª de 1959.
- e) Implementar la Evaluación Ambiental y Social Estratégica para el Plan Nacional de Hidrocarburos 2020.

1.3 Viabilidad de Operaciones

La ANH en conjunto con el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, vienen desarrollando un Convenio que busca el fortalecimiento de los Pactos por la Transparencia, la implementación de Auditores Visibles y Vigías de la Democracia, en departamentos, municipios y corporaciones autónomas regionales ubicadas en regiones que reciben regalías directas e indirectas por exploración, explotación y transporte de hidrocarburos.

Mediante este tipo de esfuerzos, se busca empoderar a la comunidad para que realice el seguimiento a los proyectos financiados por las rentas petroleras, e implementar estrategias a través de medios de publicidad y comunicación sobre el manejo de estas rentas, que logren dar claridad y transparencia sobre la inversión de las regalías del sector de hidrocarburos a nivel nacional.

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

Por último, se dio inicio a la segunda fase del “Proyecto Monitor” entre la ANH y la Universidad Sergio Arboleda, el cual busca dar continuidad al sistema de gestión de la información que incorpora el monitoreo permanente y el análisis especializado de las condiciones, situaciones y circunstancias socio políticas en las áreas de operación, interés o impacto del sector de hidrocarburos.

El sistema tiene una cobertura geográfica en cinco entornos del territorio nacional, entre los cuales se encuentra el Arauca, Casanare, Meta, Huila – Tolima, Putumayo, Catatumbo, Vichada, San Andrés y Chocó. Con ello se espera actualizar la línea base de información en estas áreas temáticas y el análisis de información relacionada con vulnerabilidades y amenazas en cada entorno, con lo cual se espera poder obtener recomendaciones para la adopción de acciones de control, administración de riesgos y la facilitación para el manejo de situaciones de crisis.

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

2.1 Seguimiento a los compromisos en Higiene, 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 Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente a los compromisos suscritos en las minutas de los Contratos E&P y TEAs por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos. A su vez se acompañó y se realizó el seguimiento a los Proyectos Directos de la ANH.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos 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 32 informes semanales de seguimiento a estos contratos.
- Se elaboraron 8 informes mensuales consolidados del estado mensual de los contratos.
- Se proyectaron los conceptos frente al cumplimiento de los compromisos en materia de HSE por parte de los contratistas y operadores.
- Se realizaron visitas de verificación en campo a los proyectos que lo requerían.

En total se realizó el seguimiento a 231 Contratos E&P y 21 TEAs suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas que operan en el territorio nacional. Adicionalmente se realizó el seguimiento a 13 proyectos directos que desarrolla la ANH con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

2.2 Seguimiento a los compromisos Sociales

A través del equipo de profesionales del Grupo de Comunidades y Medio Ambiente y el apoyo de la Auditoría Social, se realizó el seguimiento en temas de comunidades, Consulta Previa y la inversión social del sector a los

compromisos suscritos en las minutas de los Contratos E&P y TEAs por parte de los contratistas y operadores de dichos contratos. A su vez se acompañó y se realizó el seguimiento a los Proyectos Directos de la ANH.

Entre otras actividades se realizaron las siguientes:

- Se actualizó la línea base de los contratos en materia Social.
- Se elaboraron informes semanales de seguimiento a estos contratos.
- Se elaboraron 9 informes mensuales consolidados del estado mensual de los contratos.
- Se elaboraron 2 informes semestrales que contenían la evaluación de los aspectos sociales de los informes ejecutivos semestrales que están obligados a entregar los operadores de los Contratos.
- Se analizaron las líneas generales de inversión social que ha propuesto la industria del sector hidrocarburos (Contratos E&P, nueva minuta)
- Se proyectaron los conceptos frente al cumplimiento de los compromisos en materia social, por parte de los contratistas y operadores.
- Se realizaron visitas de verificación en campo a los proyectos que lo requerían.

En total se realizó el seguimiento a 229 Contratos E&P y 23 TEAs suscritos entre la ANH y las diferentes compañías hidrocarburíferas que operan en el territorio nacional. Adicionalmente se realizó el seguimiento a 13 proyectos directos que desarrolla la ANH con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

PROCESOS MISIONALES

GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO

La ANH ha definido un ciclo exploratorio de aproximadamente cinco años respecto de los proyectos que se van a desarrollar, de acuerdo con cada fase del ciclo. En los tres primeros años de este ciclo, los proyectos técnicos reúnen información técnica de cada cuenca sedimentaria, la cual se analiza e interpreta a través de los proyectos de integración de información en el cuarto año del ciclo. Los modelos que resulten de las fases anteriores conducen a un mayor conocimiento de las cuencas, lo cual se traduce en un incremento del nivel de confianza de los potenciales inversionistas. Durante el quinto año del ciclo 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.

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 y Crudos Pesados 2008) y se ha adelantado a los ciclos antes descritos programando una nueva Ronda en el 2010, cumpliendo con las expectativas del sector y con su que hacer misional.

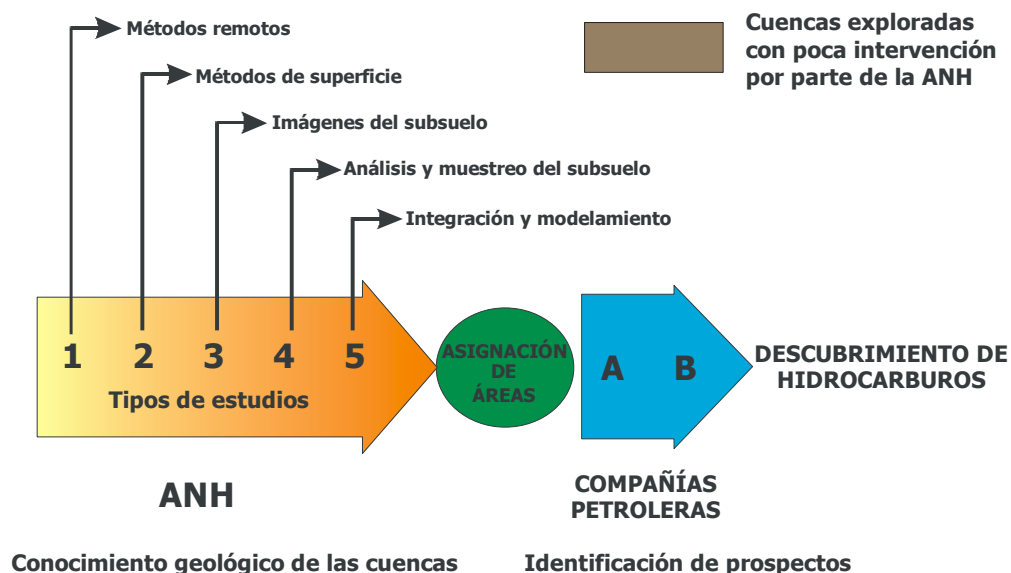


Figura 2. Gráfico que ilustra los diferentes tipos de estudios que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país

Los estudios exploratorios han sido divididos en cinco tipos principales:

- 1. Métodos remotos:** aquellos estudios que se realizan sin tener contacto directo con la superficie terrestre o el fondo del océano. Incluyen todas las técnicas geofísicas aerotransportadas (magnetometría, gravimetría), adquisición e interpretación de imágenes satelitales ópticas de satélite y radar, batimetría en regiones costa-afuera.
- 2. Métodos de superficie:** aquellos estudios que se realizan directamente sobre el terreno o sobre el fondo marino (cartografía geológica, columnas estratigráficas, transectas geológicas). 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, estudios radiométricos.
- 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: Sísmica 2D, 3D (*on-shore* y *off-shore*) y su reprocesamiento, magnetotélúrica, gravimetría y magnetometría en superficie.
- 4. Métodos de conocimiento directo del subsuelo:** incluye los estudios que permiten obtener testigos de roca en el subsuelo con el fin de conocer sus características físicas, químicas, paleontológicas y cronológicas. Ej: Pozos estratigráficos y *piston cores* en regiones costa-afuera. Incluyen además todos los registros que se pueden obtener a lo largo del pozo (e.g. registros eclécticos, 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 radiométricos.
- 5. Estudios integrados:** son aquellos que resultan de la agrupación de 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 registros eléctricos, datos bioestratigráficos, atlas de integración (geoquímicos, geofísicos, petrográficos, bioestratigráficos).

Debido a las características de los proyectos desarrollados y aunque fueron contratados en 2008-2009 los resultados finales se han puesto a disposición de la industria y la academia en el 2009 y por eso se relacionan a continuación:

MÉTODOS REMOTOS		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportadas en los sectores norte y oriental de la cuenca de los Llanos Orientales	Se adquirieron 21.510 Km de datos aeromagnetométricos entre el 2008 y 2009 y la información se encuentra a disposición de la industria en el Banco de Información Petrolera
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportada en el sector de Soápaga de la Cordillera Oriental y el Piedemonte de la Cordillera Oriental con la cuenca de los Llanos Orientales (9570 km)	Se adquirieron 10.720 Km de datos aeromagnetométricos entre el 2008 y 2009 y la información se encuentra a disposición de la industria en el Banco de Información Petrolera
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportada en la Cuenca del Putumayo (8320 km)	Se adquirieron 9.570 Km de datos aeromagnetométricos entre el 2008 y 2009 y la información se encuentra a disposición de la industria en el Banco de Información Petrolera
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Cartografía geológica de imágenes de sensores remotos con control geológico de superficie y un estudio tectónico estructural regional a partir del monitoreo sísmico	La Universidad Nacional de Colombia entregó el informe final del proyecto y se encuentra disponible en el BIP y en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
UNIVERSIDAD PEDAGOGICA Y TECNOLOGICA DE COLOMBIA - UPTC	Interpretación geológica de sensores remotos con control de campo en el sector occidental de la cuenca Caguán – Putumayo	El informe final está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
ARIANA LTDA	Magnetotelúrica pozo estratigráfico Chocó	El informe final está disponible como insumo para la perforación del Pozo estratigráfico
ARIANA LTDA	Magnetotelúrica pozo estratigráfico Tumaco y Cauca Patía	El informe final está disponible como insumo para la perforación de los Pozos estratigráfico en Tumaco y Cauca-Patía

MÉTODOS DE SUPERFICIE		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estudio de Isótopos de Carbono (delta ¹³ C) y Estroncio (⁸⁷ Sr/ ⁸⁶ Sr) en los depósitos cretáceos - terciarios de la Cordillera Oriental	La Universidad de Caldas entregó el informe final del proyecto y se encuentra disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estratigrafía de la formación La Paila: un potencial reservorio de hidrocarburos en la Cuenca del Cauca – Patía	El informe final está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
SMITHSONIAN TROPICAL RESEARCH INSTITUTE – STRI	Recopilación/sistematización/integración/evaluación información micropaleontológica bioestratigráfica relativa a palinología en las cuencas del país	Como complemento a este proyecto se realizó un estudio piloto en las rocas del Cretáceo de la Cordillera Oriental
BIOSS LTDA	Consultoría, para el Análisis e interpretación Bioestratigráfica de las cuencas Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Chocó y Cordillera Oriental	El informe final está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos

VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
GEOKINETICS/A.R GEOPHYSICAL CONSULTANT LIMITADA	Programa Sísmico 2D Sinú - San Jacinto 2008 e interventoría	El informe final está disponible en el BIP
WAVEFIELD INSEIS	Adquisición de 677 Km de sísmica 2D en las cuencas Los Cayos y Colombia	El informe está disponible en el BIP
G2 SEISMIC	Adquisición (cobrimiento completo) y el procesamiento de alta resolución de 337 Km de sísmica 2-D en la Cuenca Choco 2D Buenaventura Norte	Le empresa termino la parte técnica del proyecto en lo que respecta a adquisición, se encuentra en fase de procesamiento e interpretación.

MUESTREO DEL SUBSUELO		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
LT GEOPERFORACIONES Y MINERÍA LTDA/ H.G.A. LTDA.	Ampliación, perforación y recuperación de núcleo del pozo somero (tipo slim hole) en Cuenca Sinú - San Jacinto (e INTERVENTORÍA) 2000 m núcleo y registros. Contrato inicial 4000 m e interventoría	El informe final está disponible en el BIP y los núcleos reposan en la Litoteca Nacional
UNIVERSIDAD DE CALDAS	Estudio integrado de los núcleos y registros de pozo en la Cuenca Sinú-San Jacinto	El informe final está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER - UIS	Estudio de la evolución térmica en la subcuenca de la Baja Guajira	El informe final está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Evolución térmica de la cuenca Sinú- San Jacinto	El informe final está disponible en la página WEB para consulta de académicos y la industria
LT GEOPERFORACIONES Y MINERÍA LTDA /HGA LTDA.	Recuperación de 4000 metros núcleos en Slim Hole sobre la línea Sísmica Regional Trasandina e interventoría	El informe final fue entregado en septiembre de 2009 y los núcleos reposan en la Litoteca Nacional. Actualmente son objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas
UNIVERSIDAD DE CALDAS	Localización de pozos someros (slim holes) para 2009 (cuencas Cauca-Patía, Sinú-San Jacinto y Urabá)	El informe final fue entregado en julio de 2009 y corresponde a los insumos para las perforación que está realizando la UIS
SOLUCIONES AMBIENTALES Y SOCIALES LTDA.	Licenciamiento ambiental de pozo estratigráfico Cauca Patía y Tumaco	Es el insumo para las licitaciones de la perforación de pozos que se tienen previstas para el primer semestre del 2010. Para la perforación del pozo Tumaco, FONADE tiene abierta una licitación.

ESTUDIOS VARIOS		
CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
MUSTAGH RESOURCES	Manual de Prácticas Técnicas de Sísmica	Elaboración de manual y curso. Fue publicado por la Universidad Nacional de Colombia
UNIVERSIDAD NACIONAL BOGOTÁ	Edición y publicación del Manual de procedimientos sísmicos terrestres	El libro está siendo distribuido en eventos de promoción.
UNIVERSIDAD EAFIT	Paquetes de información del área Sinú Sur y Chocó para la Ronda del año 2009	El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD EAFIT		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE CALDAS		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS	Paquetes de información de las áreas Guajira, Cayos, Nariño-Tumaco, Vaupés-Amazonas, Caguán-Putumayo, Sinú Sur y Cauca, y Amagá y Urabá para la Ronda del año 2009. Terminación inicial: 31 diciembre 2008; Ampliación: 30 enero 2009	El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA – UPTC		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE CALDAS – UC		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE CALDAS – UC		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD NACIONAL MEDELLÍN		El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
MANTTIS	Compilación paquetes	Toda la información promocional y los paquetes técnicos de la Open Round 2010 están disponibles para los eventos promocionales y la adquisición por parte de los inversionistas
EAFIT	Edición y publicación del libro “Geology an hydrocarbon Potencial Atrato and San Juan Basins Chocó”	La publicación está siendo distribuida en eventos de promoción.
UIS	Desarrollo de un estudio sobre la evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas	El informe final está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos.
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	Las Universidades e instituciones que conforman la Red Nacional de Laboratorios se encuentran ejecutando los compromisos pactados en los convenios suscritos con Colciencias

UNIVERSIDAD DE CALDAS	Edición y publicación de la tesis doctoral denominada Paleocene-Eocene palynology and palynofacies from northeastern Colombia and western Venezuela	La publicación está siendo distribuida en eventos de promoción.
-----------------------	---	---

Los proyectos suscritos durante el período del 21 de julio de 2009 y el 31 de mayo de 2010 en cada uno de estos programas fueron:

METODOS	CONTRATISTA	PROYECTO	AVANCE
REMOTOS	LITHOSPHERA LTDA.	Realizar la nueva versión del mapa gravimétrico (mapa anomalías de Bouguer total) y el mapa magnético (mapa de anomalías de intensidad total reducido al polo) e implementación de la base de datos potenciales del país	En proceso de revisión de los productos entregados. La versión 2010 del mapa de anomalías de Bouguer total se encuentra a disposición de la academia y la industria en la página web de la ANH.
DE SUPERFICIE	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 rípios de tres pozos perforados en el área, análisis de líneas sísmicas y análisis de muestras de superficie y del subsuelo para estudios bioestratigráficos, geoquímicos, petrográficos, petrofísicos y termocronológicos	El informe preliminar cuenta con la recopilación de toda la información geológica disponible en el área (superficie, subsuelo, sísmica, de pozos, entre otros) y la interpretación de sensores remotos. Presentación de un segundo informe con el mapa geológico preliminar y la ubicación de 4 sitios para la perforación de los pozos estrechos. Se enviaron las muestras colectadas en la primera fase de campo a diferentes laboratorios.
VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA – 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 (PIISCO Ambiental)	Reuniones para la socialización del proyecto en la gobernación del Chocó, alcaldes e instituciones.
VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO	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)	Continúan visitas y presentaciones de socialización del proyecto por parte de la Universidad, la ANH, el MIJ y la interventoría a los Grupos de influencia y autoridades locales.
VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Capacitación en gerencia de proyectos sísmicos con el fin de formar personal calificado para que conozca los principios teóricos, técnicos, logísticos y prácticos necesarios para desarrollar operaciones de adquisición sísmica enmarcadas en las particularidades geológicas, topográficas y operativas propias del país	El 6 de marzo terminó la fase teórica de la capacitación. El 26 de marzo la Universidad presentó informe de la fase teórica. El Batallón se encuentra colaborando con los procesos de adquisición sísmica en la cuenca de los Llanos Orientales.

VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO	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 las cotizaciones y estudios previos para la ejecución del convenio. Se adelantan contrataciones para suplir las necesidades derivadas del convenio 031/2009.
VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO	MINISTERIO DE DEFENSA NACIONAL-FFMM DE COLOMBIA	Convenio de cooperación técnica para aunar esfuerzos para que las partes, a partir de sus propias capacidades y experticia técnica, desarrollen actividades de exploración sísmica en zonas geográficas consideradas con afectación del proyecto PIISCO	Se adelantan contrataciones por medio del convenio 032 de 2009 para que la Compañía Sísmica cuente con lo necesario para la adquisición sísmica.
VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO	UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Desarrollar el Plan de Cubrimiento Sísmico Nacional y diseño de programas de adquisición sísmica 2D regional y subregional de la ANH-2009-2025	La Universidad avanza en el proyecto según el cronograma.
MUESTREO DEL SUBSUELO	LT GEOPERFORACIONES Y MINERÍA LTDA /HGA LTDA.	Perforación de un pozo somero estratigráfico con toma de registros y núcleos de roca en la Cuenca Tumaco e interventoría. Pozo TUMACO-1-ST-S	A 31 de mayo se han perforado 200 metros del pozo.
MUESTREO DEL SUBSUELO	UIS	Realizar la perforación de pozos someros estrechos (Tipo slim hole) 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.	Se terminó la perforación del primer pozo (PATIA-29) de la campaña prevista, continúan con el proceso de adecuación de locación del pozo siguiente.
MUESTREO DEL SUBSUELO	UNIVERSIDAD DE CALDAS	Estudio integrado de los núcleos y registros obtenidos de los pozos someros ("slim holes") perforados por la ANH	La Universidad de Caldas se encuentra describiendo los núcleos producto de la campaña de perforación de Slim Hole sobre la Línea Sísmica Transandina, terminó la descripción de los núcleos del Slim Hole de Chocó e inició la descripción de los núcleos de la campaña de Slim Hole en la cuenca Cauca-Patía.
MUESTREO DEL SUBSUELO	UIS	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental y realizar los trámites de obtención de la Licencia Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Ríosucio, Cuenca Chocó, conforme a la	Se realizó la presentación del proyecto a las autoridades civiles y militares del Municipio de Ríosucio, así como a las distintas comunidades que potencialmente estarían involucradas en el mismo y se hizo la selección en campo

		ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	del punto a perforar y delimitación de polígono de impacto indirecto del proyecto. En espera de que el MIJ convoque a las reuniones de apertura de la consulta.
MUESTREO DEL SUBSUELO	UIS	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental y realizar los trámites de obtención de la Licencia Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Buenaventura, Cuenca Tumaco, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	Se realizó la presentación del proyecto a las autoridades civiles y militares del Municipio de Ríosucio, así como a las distintas comunidades que potencialmente estarían involucradas en el mismo y se hizo la selección en campo del punto a perforar y delimitación de polígono de impacto indirecto del proyecto. En espera de que el MIJ convoque a las reuniones de apertura de la consulta.
MUESTREO DEL SUBSUELO	WEATHERFORD/ HGA LTDA.	Prestación de los servicios técnicos para la perforación de un pozo angosto, somero y corazonado (tipo slim hole), en Nóvita Condoto, en la Cuenca Chocó, con profundidad final programada de 1000m (3281 pies), con toma de registros de pozo y de núcleos de roca e interventoría	Se alcanzó una profundidad de perforación de 512 m, con toma de núcleos y registros. Actualmente se encuentra en revisión el informe final.
MUESTREO DEL SUBSUELO	FONADE - GPC Drilling/ HGA LTDA.	Perforación de un pozo profundo estratigráfico con toma de registros y núcleos de roca en la Cuenca Chocó (Condoto) e interventoría	Avanza la construcción de la plataforma. Actualmente se tienen inconvenientes en la vía que no han permitido la movilización del equipo que se encuentra en Itzmina. La ANH tiene reunión con las autoridades locales para buscar una solución.
ESTUDIOS VARIOS	RA Geología EU	Realizar la 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	Se cuentan con aproximadamente 140.000 nuevos datos geoquímicos que serán incluidos en la segunda versión del atlas. Se están realizando los gráficos de Van Krevelen.
ESTUDIOS VARIOS	MUSTAGH RESOURCES LTD	Realizar una consultoría para asesorar en la adquisición de equipos de sísmica de reflexión, realizar el control de calidad al Plan de Cubrimiento Nacional y el diseño de la Sísmica del Andén del Pacífico	Se han adelantado reuniones con la ANH y con la Universidad Nacional de Colombia para precisar los equipos que se van adquirir.

Como se puede observar en la tabla, la inclusión de las universidades que presentan programas de Geología e Ingeniería Geológica como participantes en los estudios del plan de inversiones de la ANH (2005-2025) ha sido un importante paso para aprovechar los especialistas disponibles, la participación de estudiantes en los proyectos para que adquieran mejor capacitación y, principalmente, lograr una integración entre la academia y la industria.

PROMOCIÓN

1. Fase de Divulgación

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

1.1. Plan de medios

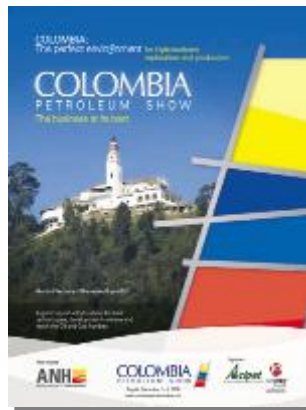
Durante el año 2009 y el periodo comprendido entre el 01 de Enero y el 31 de mayo de 2010, la ANH lanzó una campaña publicitaria donde se promocionó la imagen de Colombia, posicionándolo como un país apto para la inversión extranjera y a la ANH como interlocutor. Se promocionó el evento del Colombia Petroleum Show para atraer empresas internacionales operadoras y de servicios y así asegurar el éxito de este gran evento en el cual la ANH era patrocinador principal. Y finalmente, se promocionó la Ronda 2010, para atraer inversionistas para ser partícipes de este proceso competitivo e informando sus características principales y fechas para ser tenidas en cuenta, la cual se lanzó en el 2009.

Con estos tres objetivos principales se desarrollo el plan de medios en revistas y periódicos especializados del sector hidrocarburos y financiero, como Upstream, explorer, E&P, Oil & Gas Journal, The Economist, FDI, World Oil, Financial Times, Petroleum economist, Directorio Colsa.

Aviso institucional



Aviso CPS



Aviso Ronda 2010



1.2. Publicaciones

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

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

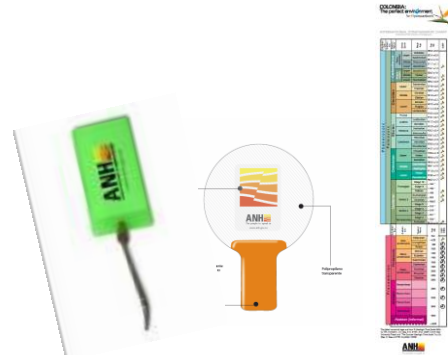
- Institucional



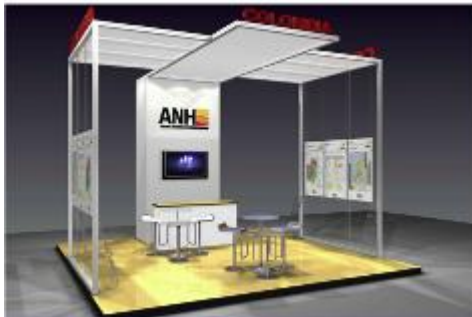
Tutorial



Afiches



Promocionales



Stands

- Crudos pesados



Almanaque



Cartilla

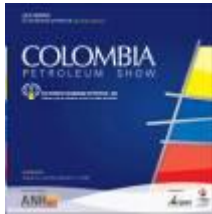


CD



Maletín

- Colombia Petroleum Show



Invitación



Escarapela



Agenda



CD

- Ronda Colombia 2010



Logo



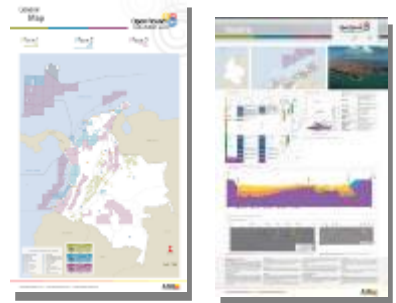
Aviso



Pendón



Cuaderno



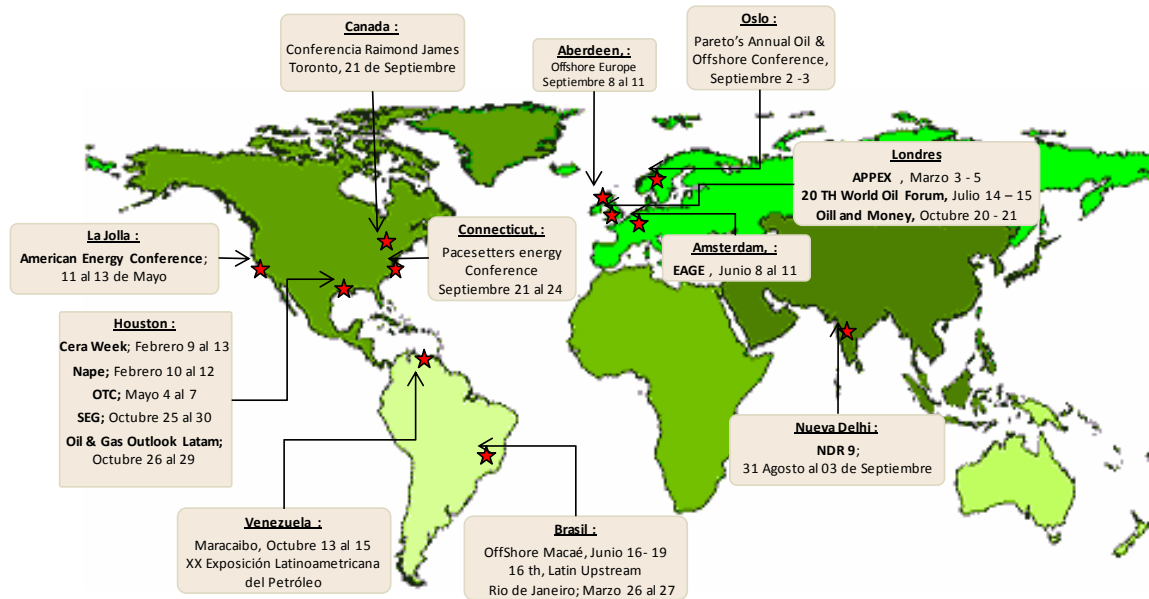
Posters

2. Ferias y eventos internacionales

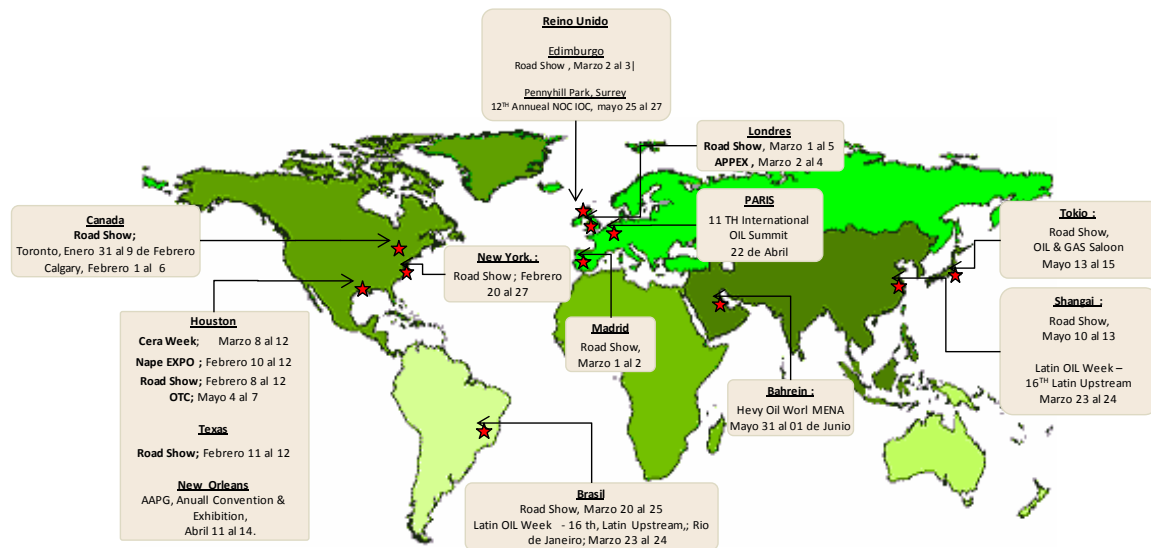
Año tras año se realiza un estudio de los eventos del sector de hidrocarburos, eventos que por su relevancia y su público permiten que la ANH tenga una presencia destacada en el ámbito internacional, generando así oportunidades para que el mercado objetivo se informe sobre el país como destino de inversión,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

Para el 2009 y el 2010, la ANH enfocó su esfuerzo promocional al sector financiero especializado en petróleo y gas para solicitar apoyo a las operadoras que ganaron bloques exploratorios en las últimas rondas, en medio de la crisis financiera global.

Es así, como durante el 2009, la entidad participó a través de stands, patrocinios y conferencias en los distintos eventos dependiendo del perfil de cada uno de ellos.



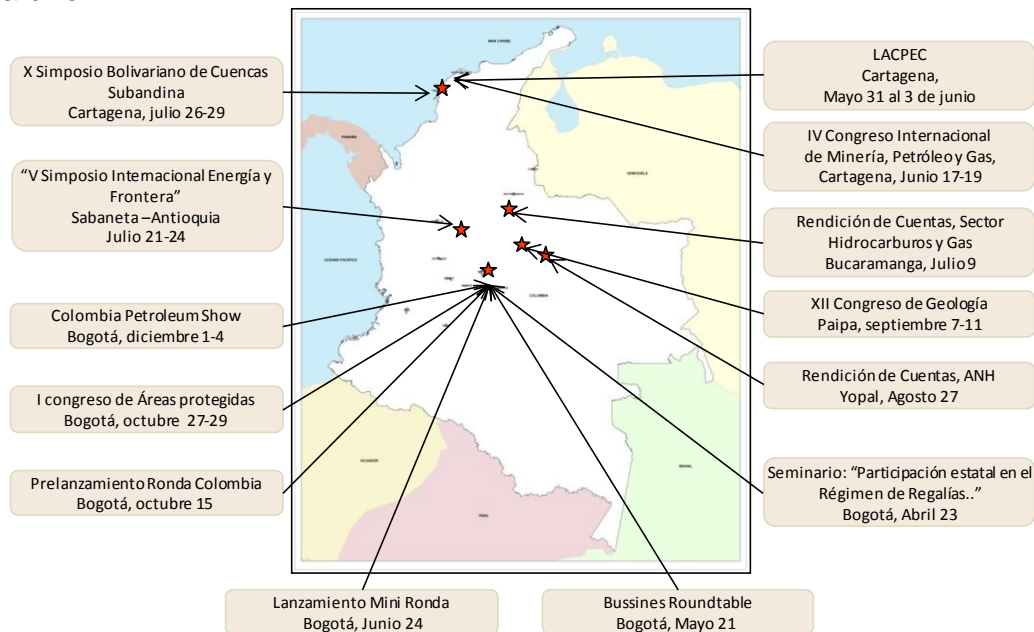
Durante el periodo comprendido entre el 01 de Enero y el 31 de mayo de 2010, la ANH ha asistido a los siguientes eventos y ferias del sector, así:



3. Ferias y eventos en Colombia y Promoción de Rondas

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

La ANH además de haberse enfocado promocionalmente en el sector financiero también apoyó promocionalmente los eventos técnicos siendo estos relevantes en el proceso de estudios del subsuelo colombiano. Es así como, durante el 2009 y lo transcurrido del 2010 la entidad participó a través de stands, patrocinios y conferencias en los distintos eventos dependiendo del perfil de cada uno.

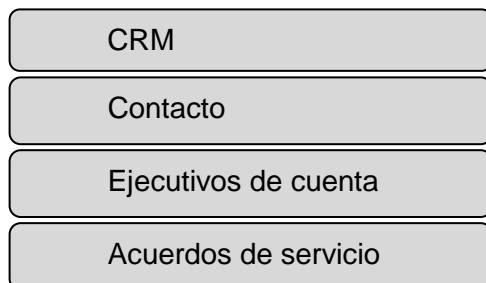


4. Mercadeo

El plan de mercadeo se definió bajo el siguiente marco que permitió visualizar la situación de la ANH, como también estructurar la estrategia y actividades de trabajo durante el año 2009 y 2010.

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

Se estructuró la atención al inversionista, fundada en cuatro (4) pilares:



4.1. Customer Relationship Management CRM

- Se integró el sistema de información: A la fecha cuenta con información de empresas operadoras y otras que incluyen servicios financieros, servicios técnicos, de consultoría, academia y agencias estatales, entre otros.
- Se registraron compañías en el CRM, verificando la información de las bases de datos existentes.
- Se incluyeron en el CRM las compañías y sus contratos.

- Se construyó la base de datos de E&P y de posibles inversionistas financieros por cada una de las ciudades, o países en los cuales la ANH realizó o realizará road show para el Open Round Colombia 2010.

4.2. Punto de contacto

Con el objeto de prestar el servicio de call center para responder y administrar llamadas de inversionistas en inglés y en español, respondiendo a la necesidad de canalizar todos los requerimientos e inquietudes de inversionistas, se implementó un puesto de trabajo con Multidinámica y un número 1800. La operación comenzó en abril.

Después de la medición de efectividad y eficiencia, como se muestra a continuación y debido a que Multidinámica cerró operaciones se decidió, a partir del mes de septiembre prestar el servicio de manera directa a través de los ejecutivos de cuenta. El promedio de llamadas diarias era de 17 y un 80% de estas llamadas estaba dirigido a personal interno de la ANH, como también llamadas de solicitud de información institucional, no habiendo un número significativo de llamadas provenientes de inversionistas potenciales.

4.3. Newsletter

Se envió por primera vez el news letter a clientes ANH como estrategia de mantención y acercamiento

4.4. Presentaciones

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

4.5. Página web

Se actualizó y mejoraron algunos aspectos de la página web y se realizó la traducción al inglés. Se comenzó a estudiar su rediseño.

4.6. Hospitality Room

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

5. Ejecutivos de cuenta

Los ejecutivos de cuenta son personas dedicadas a la atención al inversionista. Su función es conocer a las compañías que les corresponden en profundidad,

convirtiéndose en el canal de contacto directo entre la ANH y cada uno de dichos inversionistas, ofreciendo una atención personalizada y segmentada.

Durante el año, la ANH contó con 2 ejecutivos, los cuales desarrollaron la función de actualización de base de datos, atención a clientes, construcción de base de datos para road show y apoyo al área de promoción.

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

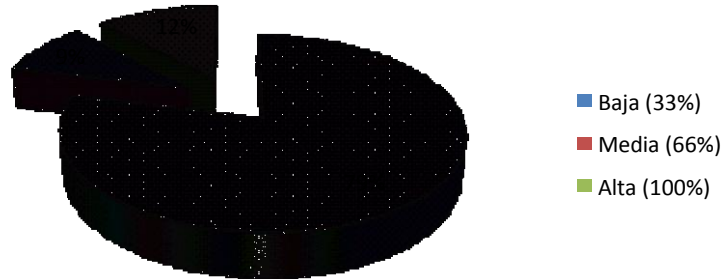
Se seleccionaron tres (3) variables: patrimonio, presencia en América Latina y participación en rondas anteriores. En cada uno de los dos grupos el ejercicio arrojó los resultados que sirvieron de base para la segmentación:

En el caso de promoción, el resultado es un primer grupo de 17 empresas que con una calificación igual o superior a 67%. Todas tienen un tamaño superior a Ecopetrol, con ingresos superiores a 10.000 M USD al año. Son aquellas que en general tienen ya presencia en otros países de América Latina.

El segundo grupo corresponde a empresas sin presencia en América Latina, algunas con grandes patrimonios y otras más pequeñas. La calificación deja en el segundo grupo a empresas importantes como Maurel et Prom y Woodside.

En el caso de la estrategia de mantenimiento, se tienen 117 empresas. La propuesta consiste en tres grupos: 1 - 26: Todas con ingresos superiores a los 5.000 MUSD. Muchos de ellos con operaciones en otros países de América Latina; 27 - 70: Empresas que van de un rango de 1.000 a 5 MUSD de ingresos al año y 70 - 117: Empresas pequeñas de las que no tenemos mucha información, pero cuya característica fundamental es que tienen o tuvieron contrato con la ANH.

Clasificación General Target Mantenimiento



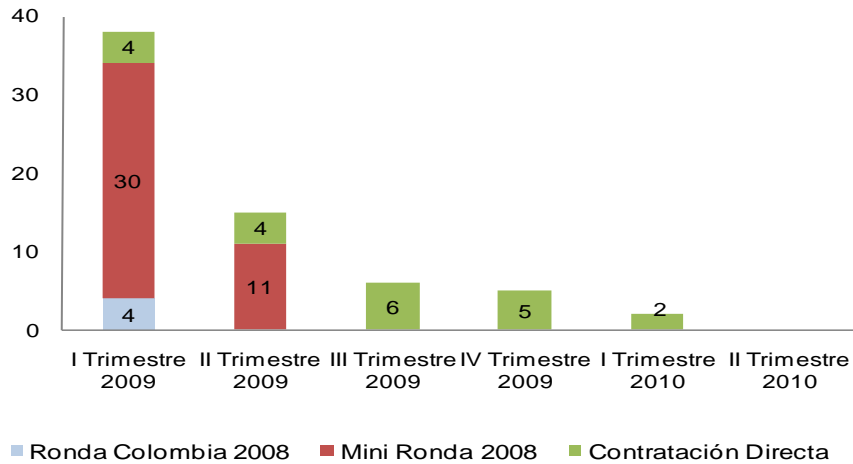
6. Acuerdos de nivel de servicio

Se identificaron los trámites más frecuentes relacionados con solicitudes de las compañías ante la Agencia. Se seleccionaron al azar casos específicos que sirvieran de ejemplo a cada trámite identificado como frecuente. Una vez levantada la información, conjuntamente con las áreas jurídica y técnica definirán los procesos que, a su vez, servirán de fundamento para establecer los acuerdos de niveles de servicio.

ASIGNACIÓN DE ÁREAS

Durante el año 2009 y los primeros cinco meses del año 2010, se han orientado los esfuerzos de la ANH a una eficiente asignación de áreas, lo cual se evidencia con la suscripción de 66 contratos, de los cuales 59 son para la exploración y producción de hidrocarburos y 7 para realizar actividades de evaluación técnica. Entre las actividades negociadas en los programas se encuentran: adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios así como trabajos de evaluación técnica.

De los anteriores contratos, 4 corresponden al proceso competitivo Ronda Colombia 2008, 41 al proceso competitivo Minironda 2008 y 21 a propuestas de contratación directa, de las cuales 13 fueron recibidas durante el año 2009, 6 durante el año 2008 y 2 durante el año 2007.



1. Propuestas de contratación directa

En 2009 se recibieron 31 propuestas de contratación directa de las cuales 16 fueron para contratos de Exploración y Producción, E&P, 9 por conversión de contratos de evaluación técnica a exploración y producción y 6 para contratos de Evaluación Técnica, TEA. A continuación se muestra el estado de dichas propuestas a 31 de mayo de 2010.

Estado de las propuestas	E&P	E&P/TEA	TEA	Total
Contrato firmado	4	5	4	13
Por firmar	4	0	0	4
Conforme	1	0	0	1
Devuelta, no admitida o no conforme	7	4	2	13
TOTAL	16	9	6	31

En este cuadro no se contabilizaron aquellos contratos firmados en 2009 que venían de propuestas recibidas en vigencias anteriores y tampoco las propuestas recibidas ni contratos firmados en el marco de los procesos competitivos de 2008: Ronda Colombia y Mini Ronda.

Durante los primeros cinco meses del año 2010, se recibieron 13 propuestas de contratación directa, para contratos de Exploración y Producción, E&P. A continuación se muestra el estado de dichas propuestas a 31 de mayo de 2010.

Estado de las propuestas	E&P
Admitida	1
Devuelta, no admitida	11
Recibida	1
TOTAL	13

2. Relación inversión versus contratos

Las áreas asignadas mediante contratación directa para contratos de E&P suscritos durante el 2009 y los primeros cinco meses del año 2010, tuvieron un promedio de inversión por hectárea en la primera fase de USD 67.8/ha, encontrándose el E&P María Conchita de la cuenca Guajira con el más alto nivel de inversión por hectárea en la primera fase de USD 222/ha.

En cuanto a los contratos TEA suscritos durante este periodo el nivel promedio de inversión fue de USD 2.3/ha.

3. Área total asignada

El área total asignada mediante contratación directa para contratos E&P y TEA suscritos durante el 2009 y los primeros cinco meses del año 2010 y correspondientes a propuestas recibidas en la vigencia 2009 fue de 1.622.908 ha.

4. Proceso competitivo Open Round 2010

La Ronda Colombia 2010 tiene por objeto adjudicar 230 bloques ubicados en todas las cuencas del país. La estructura del proceso es similar a la utilizada en los procesos competitivos del 2008, en donde en una primera etapa se precalifican las compañías participantes y se habilitan como operadoras o como habilitadas para conformar consorcios, para presentar posteriormente las respectivas ofertas.

Los bloques se dividen en tres áreas, Tipo 1, aquellos localizados en cuencas conocidas; Tipo 2, donde hay cierta información técnica y el Tipo 3, localizados en áreas frontera. Los requisitos operacionales y financieros varían de acuerdo

con cada uno de ellos, de manera que se ofrecen oportunidades para todas las empresas.

Este proceso competitivo se lanzó en Octubre 15 de 2009 y se tiene previsto recibir y abrir las ofertas el 22 de junio de 2010 para adjudicar y suscribir los contratos en el segundo semestre de este año.

Para obtener el derecho de participar en el proceso, se debe comprar el paquete de información:

Tipo de Área	Valor USD	Bloques
1	20.000	Minironda
2 & 3	100.000	E&P y TEA especial

El programa mínimo exploratorio de las áreas objeto de este proceso se expresa en precios unitarios (PU), establecidos previamente por la ANH. La inversión adicional en sísmica y pozos se acreditará de acuerdo a la tabla de precios unitarios.

Los criterios de habilitación del proceso son:

- Legal
- Financiero
- Operacional
- Técnico
- Medio ambiental
- Responsabilidad social empresarial (RSE)

Documentos necesarios de habilitación:

- Carta de intención en idioma español para participar en el proceso, firmada por el representante con capacidad legal (obligatorio en todos los casos)
- Documentos exigidos para habilitación:
 - Legal (*)
 - Financiera
 - Técnica
 - Operacional
 - Medio-ambiental, y
 - Responsabilidad social empresarial
- Documentos de habilitación legal: originales en idioma español, o traducidos por traductor oficial. Otros en español o inglés únicamente.

(No se requiere apostilla en esta etapa)

Aspectos financieros:

Capital mínimo (activos netos) por bloque:

- Área tipo 1: US\$6 MM
- Área tipo 2: US\$20 MM
- Área tipo 3: US\$200 MM

Los estados financieros con las notas en los últimos tres (3) años en USD, debidamente auditados. Los requisitos anteriores son acumulativos por bloque.

Requisitos Capacidad Operacional:

Tipo de bloque	Reservas Bpe	Producción Bped
1 *	1.000.000	500
2	5.000.000	5.000
3	50.000.000	20.000

* Por lo menos dos (2) pozos perforados en los últimos tres (3) años.

Los participantes que figuran en el último número de “The Energy Intelligence Top 100: Ranking the World’s Top Oil Companies” califican automáticamente.

Documentos medioambientales y de responsabilidad social empresarial:

- Documento de política ambiental
- Último informe de gestión anual sobre medio ambiente
- Documento de política de responsabilidad social empresarial
- Último informe anual de responsabilidad corporativa social

Documentos de la oferta:

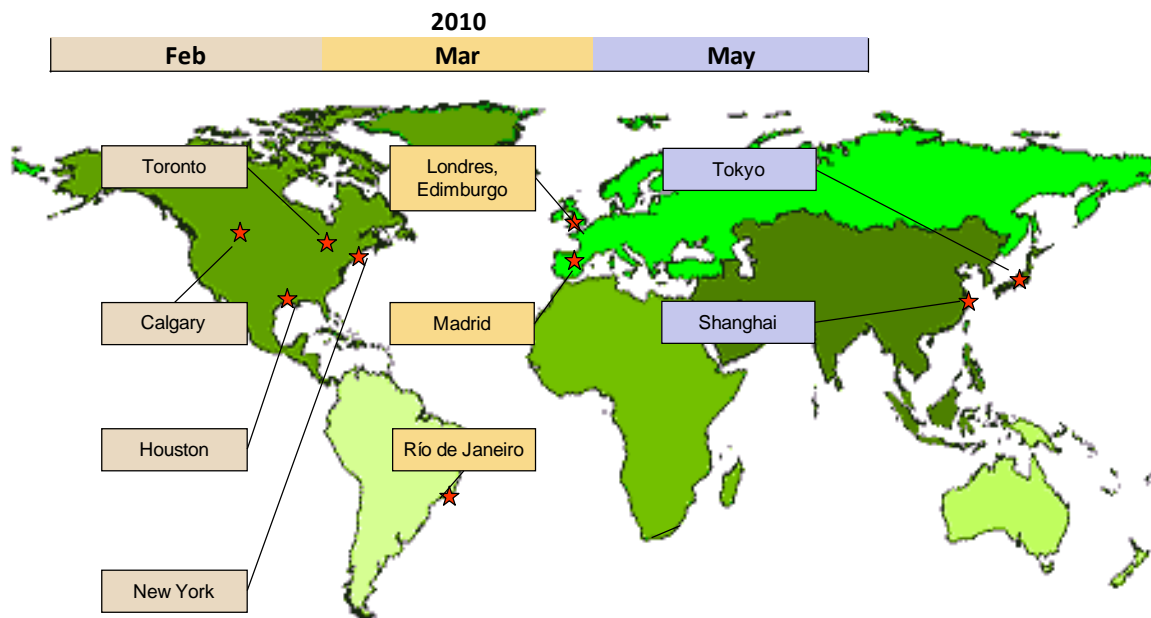
- Sobre oficial
- Carta de presentación (modelo establecido en los Términos de Referencia)
- Formato de la oferta con:
 - Inversiones adicionales propuestas – en múltiplos de USD 100,000
 - “X%” – porcentaje de participación en producción
- Carta de intención para conformar consorcio, si aplica
- Garantía de seriedad de la oferta

Criterios de adjudicación:

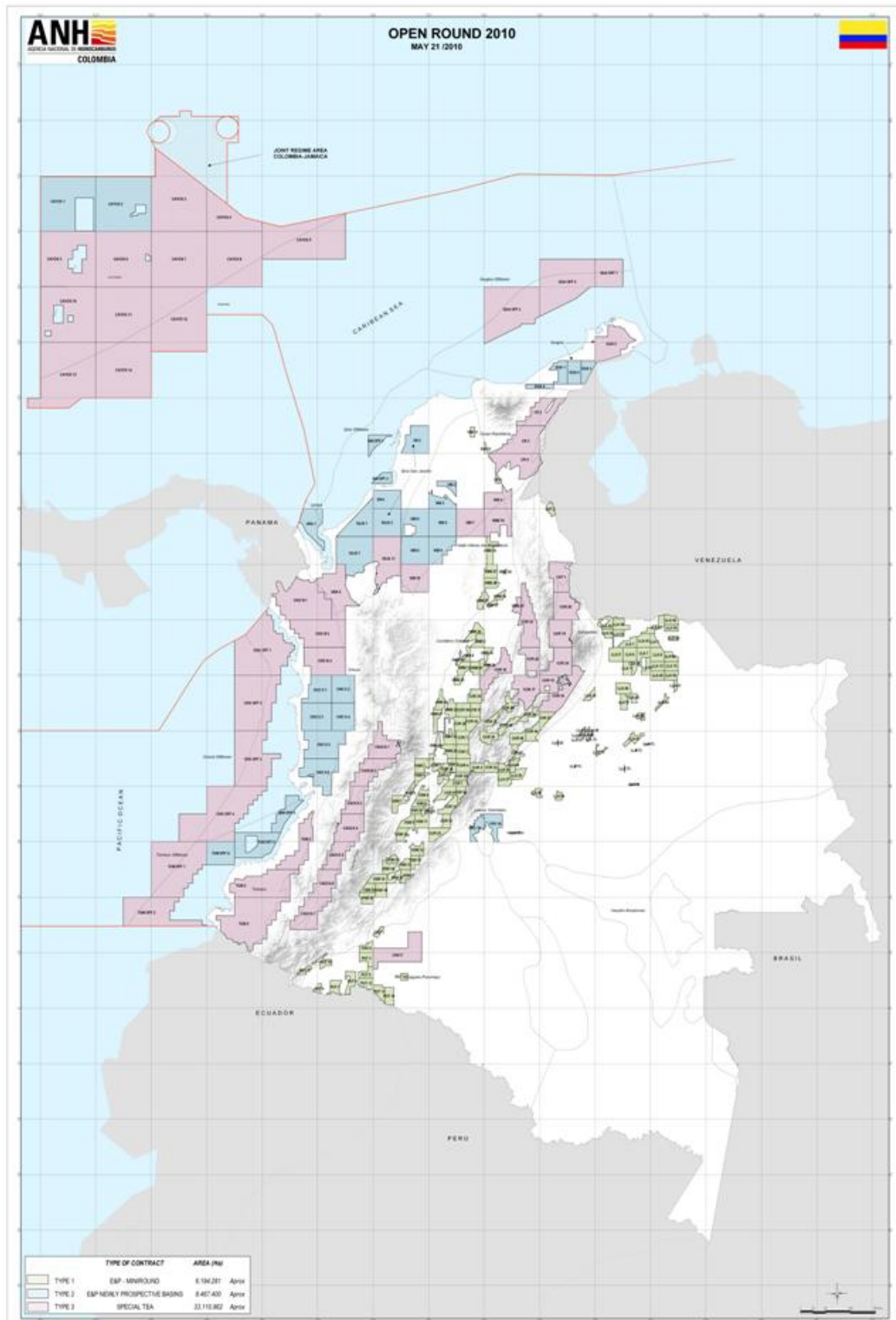
Tipo de área	Criterio	
	Primario	Secundario (*)
1 & 3	Inversión adicional en la fase I de exploración	Participación en producción (X%)
2	Participación en producción (X%)	Inversión adicional en la fase I de exploración

(*) desempate

Durante el presente año se han realizado reuniones en diferentes países con el fin de atraer inversionistas y compañías para la participación en el proceso competitivo.



Este es el mapa de los bloques ofrecidos en el proceso competitivo de la Ronda



1. Contratos Exploración y Producción - E&P

Desde su creación hasta mayo de 2010, la ANH ha firmado 230 contratos E&P. Actualmente se encuentran vigentes 190 contratos E&P en etapa exploratoria. Los contratos que se encuentran en etapa de evaluación y explotación se relacionan en el informe correspondiente seguido a contratos en producción.

En relación con los E&P, de los 230 firmados desde la creación de la ANH, 39 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales cuatro terminaron durante 2010.

En términos generales, se destaca que durante el 2010 la actividad exploratoria desarrollada conduce a una inversión cercana a los USD630 millones, representada en adquisición e interpretación de sísmica, perforación de pozos exploratorios (A3), perforación de pozos estratigráficos, *re-entry* de pozos y estudios geológicos en los diferentes bloques contratados.

El total de pozos exploratorios (A3) perforados hasta el 31 de mayo de 2010 es de 42, con un aumento de 12 pozos respecto al 2009. La distribución de la sísmica adquirida hasta el 31 de mayo de 2010 es de 8.352,57 km de sísmica 2D y 3.176,68 km² de sísmica 3D, para un total de 13.752,92 km de sísmica 2D equivalente.

2. Convenios con Ecopetrol

Actualmente se encuentran vigentes 8 convenios de exploración y producción. Hasta el 31 de mayo de 2010 se ejecutaron las siguientes actividades exploratorias: se perforaron cuatro (4) pozos exploratorios (A3) y no ha iniciado la adquisición de sísmica 2D equivalente.

En los convenios con Ecopetrol, hasta el 31 de mayo de 2010 se realizó una inversión cercana a los USD14 millones, representada en la perforación de pozos exploratorios (A3).

3. Asociación en exploración y explotación con Ecopetrol

Actualmente se encuentran vigentes 9 contratos de asociación. Dentro de las actividades exploratorias para el 2010, las siguientes corresponden a las ejecutadas hasta el 31 de mayo de 2010 en los contratos en asociación: perforación de siete (7) pozos exploratorios (A3) y no se tiene programada adquisición sísmica 2D equivalente para el 2010

En los contratos de asociación en exploración y explotación con Ecopetrol se realizó una inversión cercana a USD24.5 millones, representada en perforación de pozos exploratorios (A3).

4. Contratos de evaluación técnica – TEAs

Desde su creación, la ANH ha suscrito 80 Contratos de Evaluación Técnica (TEAs). A la fecha, se encuentran vigentes 19 contratos, de los cuales ocho corresponden a Contratos TEAs Especiales asignados en el proceso de crudos pesados especiales. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 67 contratos E&P a partir de 38 contratos TEAs.

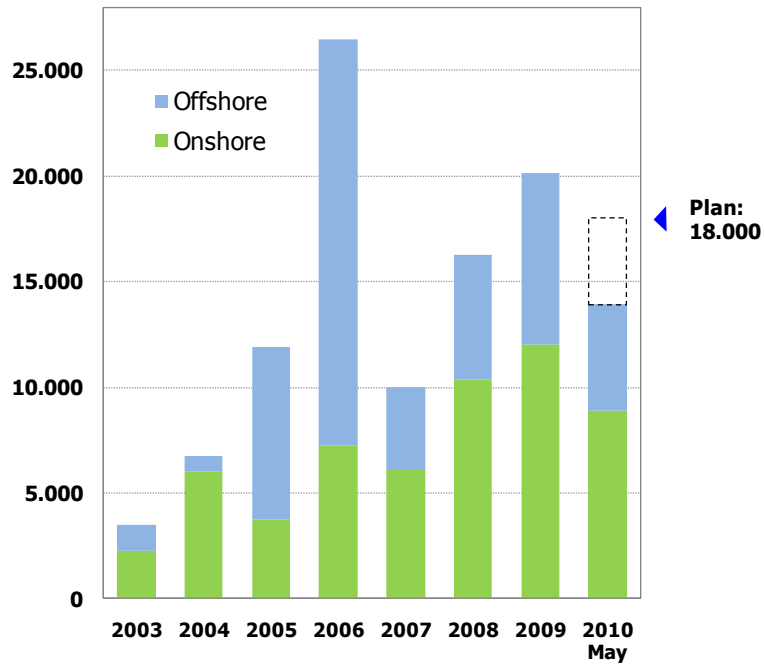
De otra parte, hasta el 31 de mayo de 2010 se continuó el proceso de liquidación de los 60 contratos TEA terminados de los cuales 42 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes, 10 están en trámite de firma de los contratistas y 9 se encuentran en proceso de liquidación.

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

Derechos Económicos	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$	US\$
Contratos E&P		364.051	2.277.406	2.368.915	88.327.988	88.393.076	62.590.045
Contratos de Evaluación Técnica	311.850	1.242.594	798.361	333.385	3.510.539	2.749.889	7.866
Transferencia de Tecnología	337.687	429.347	818.216	1.181.346	2.621.681		
Totales	649.537	2.035.992	3.893.983	3.883.646	94.460.208	91.142.965	62.597.911

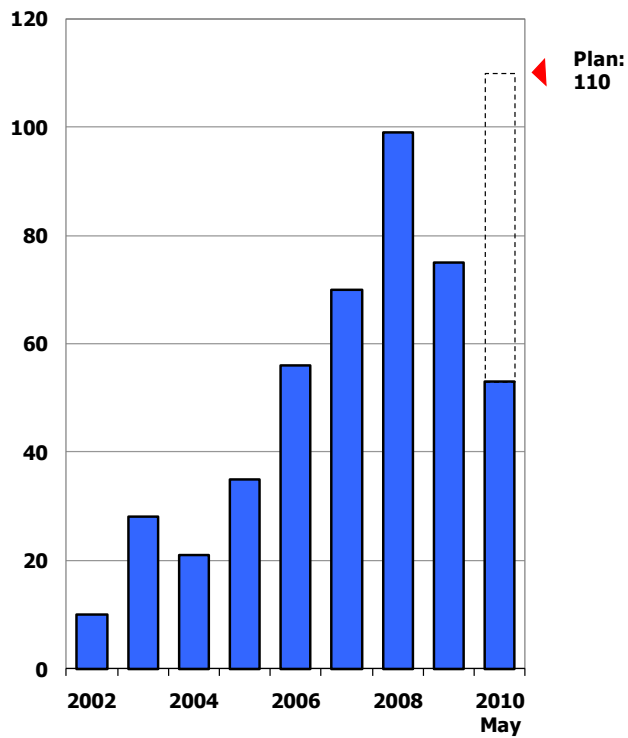
6. Resultados de la gestión de seguimiento a la exploración

**Sísmica:
Km de 2D equivalente**

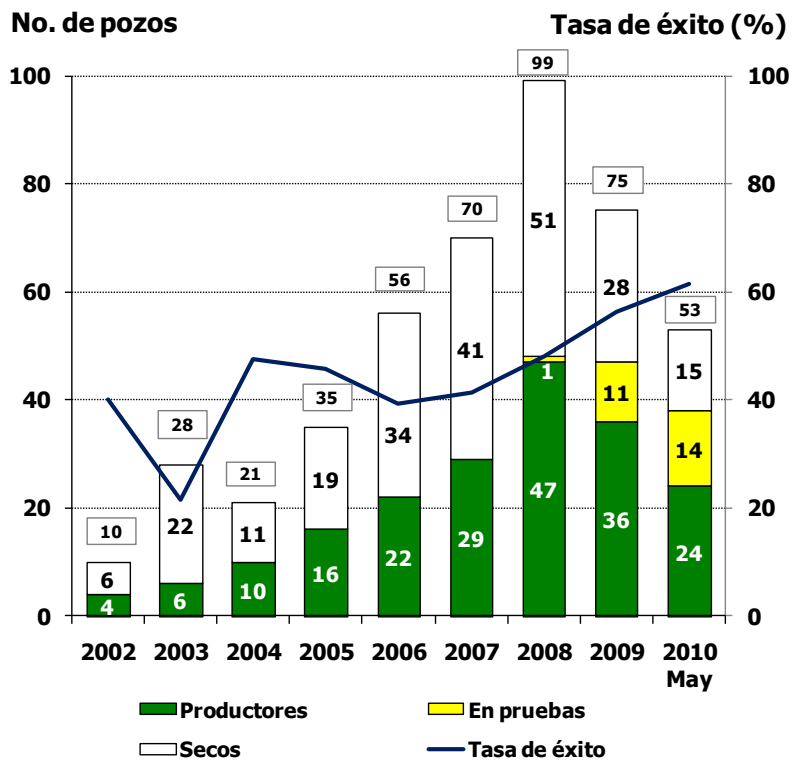


Actividad sísmica en el país

No. de pozos



Número de pozos perforados



Resumen perforación de pozos A-3

1. Contratos de exploración y producción -E&P-

A mayo 31 de 2010 se encontraban en producción 48 contratos E&P, con 82 campos; es decir, 38 campos más que los existentes a 31 de diciembre de 2008, 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 4%, cifra alcanzada en el año 2008, al 12% a 31 de mayo de 2010.

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

Durante la vigencia 2009 y los primeros cinco meses del año 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 en el marco de los contratos E&P significó un presupuesto de costos -gastos de operación e inversión- de aproximadamente US\$ 290 millones para el año 2009 y de US\$ 617 millones para el año 2010. La inversión está representada principalmente en optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, perforación de pozos de desarrollo y de inyección y trabajos de reacondicionamiento de pozos.

De otra parte, en el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2009 y el 31 de mayo de 2010 el número de pozos que iniciaron producción, pertenecientes a los contratos E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, fue de 96 pozos, cifra representativa si se tiene en cuenta que desde el 2004, año en que inició operación la ANH, hasta el 31 de diciembre de 2008 habían iniciado producción aproximadamente 107 pozos.

Es así como, la situación anterior contribuyó a que la producción promedio diaria de crudo anual de los contratos E&P de la ANH a 31 de mayo de 2010 alcanzara la cifra de 90 kbpd, significando un incremento del 275% respecto al promedio diario de producción anual obtenido a 31 de diciembre de 2008; asimismo, en lo que tiene que ver con la comercialización de gas, a 31 de mayo de 2010 se obtuvo un promedio diario anual de 71 Mpcd, correspondiente a un incremento del 103% respecto al promedio calculado a 31 de diciembre del año 2008.

A continuación se muestra la dinámica de los contratos E&P desde el 1 de enero de 2009 hasta el 31 de mayo de 2010, tomando como base las diferentes etapas de producción a que se hizo referencia en los párrafos anteriores:

En el año 2009 se presentaron 19 Avisos de Descubrimiento, de pozos exploratorios pertenecientes a 15 Contratos E&P, y en lo corrido de la vigencia 2010 se han presentado 15 Avisos de Descubrimiento, la información detallada se ilustra en la siguiente tabla:

No.	CONTRATO	POZO	FECHA
1	YAMÚ	Yamú-1	30-ene-09
2	LA LOMA	Iguana-2	12-feb-09
3	MAPACHE	Mirasol-1	12-feb-09
4	ESPERANZA	Katana-1	27-feb-09
5	CORCEL	Corcel-D1	02-mar-09
6	LA PALOMA	Colón-1ST1	19-mar-09
7	ESPERANZA	Cañaflecha-1	24-mar-09
8	EL REMANSO	Remanso-1	26-jun-09
9	EL REMANSO	Remanso Norte-1	26-jun-09
10	LA POLA	Quintero-1	26-jun-09
11	OROPÉNDOLA	Vireo-1	17-jul-09
12	ARRENDAJO	Mirla Negra-1	28-jul-09
13	LA CUERVA	Cuerva-7	05-ago-09
14	CORCEL	Corcel-E1ST1	12-ago-09
15	SIERRA NEVADA	La Pinta-1	19-ago-09
16	MARANTÁ	Mirto-1	25-ago-09
17	NISCOTA	Hurón-1ST	15-sep-09
18	MIDAS	Chuirá-1	27-oct-09
19	CORCEL	Boa-1	05-nov-09
20	GUATIKUÍA	Candelilla-1	15-ene-10
21	RÍO ARIARI	Río Ariari-1	15-ene-10
22	LA LOMA	Hicotea-1	26-ene-10
23	CARBONERA	Paramito-1	01-feb-10
24	LEONA	Leona-A3	24-feb-10
25	GUATIKUÍA	Percherón-1	26-feb-10
26	LEONA	Leona-B3	23-mar-10
27	LA LOMA	Paujil-1	29-mar-10
28	SIERRA	Recio-1	09-abr-10
29	MORICHE	Mauritía Este-1	20-abr-10
30	MIDAS	Zoe-1	28-abr-10
31	FENIX	Iguasa-1	07-may-10
32	CUBIRO	Barranquero-1	21-may-10

33	BALAY	Balay-1	25-may-10
34	CASIMENA	Yenac-1	26-may-10

Avisos de Descubrimiento presentados entre el 01-ene-2009 y el 31-may-2010.

Durante la vigencia 2009 entraron en etapa de Evaluación 23 descubrimientos y en el año 2010, a 31 de mayo, ingresaron a esta etapa 6 descubrimientos; es decir, 20 contratos E&P han iniciado etapa de evaluación desde el 1 de enero de 2009 hasta la fecha. A continuación se relacionan los contratos y descubrimientos:

No.	CONTRATO	POZO	FECHA
1	AZAR	Palmera-1	13-ene-09
2	CORCEL	Corcel-C1	15-ene-09
3	GUASIMO	Lisa-1	29-ene-09
4	OMBÚ	Capella-1 A1	30-ene-09
5	PÁJARO PINTO	Catartes-1	10-feb-09
6	LA LOMA	Iguana-2	12-feb-09
7	LA POLA	Quintero-1	15-feb-09
8	CASCABEL	Tijeras-1	23-feb-09
9	YAMÚ	Yamú-1	29-mar-09
10	ESPERANZA	Katana-1	04-may-09
11	CORCEL	Corcel-D1	08-may-09
12	ESPERANZA	Cañaflecha-1	21-may-09
13	LA PALOMA	Colón-1ST1	16-jul-09
14	EL REMANSO	Remanso Norte-1	18-jul-09
15	EL REMANSO	Remanso-1	27-ago-09
16	LA CUERVA	Cuerva-1	13-sep-09
17	OROPÉNDOLA	Vireo-1	19-sep-09
18	LA LOMA	Hicotea-1	30-sep-09
19	LA CUERVA	Cuerva-7	05-oct-09
20	CORCEL	Corcel-E1ST1	02-nov-09
21	NISCOTA	Hurón-1ST	14-nov-09
22	LA LOMA	Paujil-1	15-dic-09
23	MIDAS	Chuirra-1	27-dic-09
24	MARANTÁ	Mirto-1	20-ene-10
25	CORCEL	Boa-1	24-ene-10

26	LEONA	Leona-A3	18-abr-10
27	RÍO ARIARI	Río Ariari-1	06-may-10
28	FENIX	Iguasa-1	07-may-10
29	LEONA	Leona-B3	23-may-10

Descubrimientos en Evaluación desde el 1-ene-2009 y el 31-mayo-2010

Adicionalmente, de los descubrimientos que culminaron Evaluación entre el 1 de enero de 2009 y el 31 de mayo de 2010, 18 presentaron Declaración de Comercialidad ante la ANH. En la siguiente tabla se relacionan los descubrimientos que iniciaron el periodo de Explotación de Hidrocarburos pactado en el contrato E&P:

No.	CONTRATO	CAMPO	POZO	FECHA
1	CARBONERA	Cerro Gordo	Cerro Gordo-1	19-ene-09
2	CHAZA	Costayaco	Costayaco-1	08-jun-09
3	PLATANILLO	Platanillo	Alea-1R	11-jun-09
4	CABIONA	Cabiona B	Cabiona-8	28-jul-09
5	GUARROJO	Ocelote	Ocelote-1	15-sep-09
6	LA CRECIENTE	La Creciente D	La Creciente D-1	25-sep-09
7	CORCEL	Corcel C	Corcel-C1	09-oct-09
8	DOROTEA	Dorotea B	Dorotea-B2	07-dic-09
9	CRAVO VIEJO	Bastidas	Bastidas-1	14-dic-09
10	LEONA	Leona A	Leona-A1	20-ene-10
11	RÍO VERDE	Boral	Boral-1	01-feb-10
12	CORCEL	Corcel D	Corcel-D1	05-feb-10
13	CRAVO VIEJO	Matemarrano	Matemarrano-1	18-feb-10
14	CRAVO VIEJO	Carrizales	Carrizales-1	12-mar-10
15	ESPERANZA	Katana	Katana-1	30-mar-10
16	GUASIMO	Lisa	Lisa-1	28-abr-10
17	NASHIRA	Nashira Norte	Nashira-1	28-abr-10
18	ESPERANZA	Cañaflecha	Cañaflecha-1	29-abr-10

Campos con inicio de Explotación entre el 1-ene-2009 y el 31-may-2010

Durante el año 2009 y lo corrido del primer semestre de la vigencia 2010, presentaron Plan de Explotación Inicial los campos que se relacionan a continuación:

No.	CONTRATO	CAMPO	FECHA
1	LA CRECIENTE	La Creciente A	14-ene-09
2	CORCEL	Corcel A	16-mar-09
3	CARBONERA	Cerro Gordo	17-abr-09
4	CHAZA	Costayaco	08-sep-09
5	PLATANILLO	Platanillo	11-sep-09
6	CABIONA	Cabiona B	28-oct-09
7	GUARROJO	Ocelote	14-dic-09
8	LA CRECIENTE	La Creciente D	24-dic-09
9	CORCEL	Corcel C	14-ene-10
10	DOROTEA	Dorotea B	04-mar-10
11	CRAVO VIEJO	Bastidas	12-mar-10
12	LEONA	Leona A	19-abr-10
13	CRAVO VIEJO	Matemarrano	16-may-10
14	CORCEL	Corcel D	21-may-10

Planes de Explotación inicial presentados entre el 1-ene-2009 y el 31-may-2010

Por otra parte, vale la pena destacar que la ANH, consciente de la importancia de una correcta medición de los hidrocarburos producidos en desarrollo de los contratos E&P, adelantó durante la vigencia 2009 auditorías de medición a los campos que se encontraban en producción, a través de una firma contratista y como resultado las compañías operadoras ejecutaron planes de acción tendientes a mejorar los sistemas de medición existentes.

2. Convenios de explotación

En relación con las áreas en explotación de operación directa de Ecopetrol, durante el año 2009, se destaca que como consecuencia del descubrimiento realizado con el pozo Tenax-1 se unificaron las áreas de los convenios de explotación Brisas, Brisas - Lomalarga - Dina - Potrerillo, Dina - Cretáceos, Lomalarga, Neiva, Palogrande, Pijao y el área de explotación del campo Tenax en un único Convenio de Producción denominado Pijao – Potrerillo. Adicionalmente, se celebraron los convenios Huila y Magdalena Medio. Lo anterior significa que al 31 de mayo de 2010 se contaba con 47 convenios de explotación suscritos entre la ANH y Ecopetrol S.A.

El presupuesto de costos -gastos de operación e inversión- previsto en el marco de estos convenios para el año 2009, correspondió a la suma de US\$ 663,5 millones y el monto presupuestado para el año 2010 es de US\$ 2.168 millones; es de anotar, que dicha inversión se encuentra representada principalmente en

optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, perforación de pozos de desarrollo y de inyección y trabajos de reacondicionamiento de pozos.

3. Convenios de exploración y explotación

A diciembre de 2009, dos convenios de exploración y explotación - E&P se encontraban en producción: el convenio E&P Sirirí con el campo Gibraltar en periodo de explotación y el convenio E&P Río Horta con el descubrimiento Morpho-1 en etapa de Evaluación.

A 31 de mayo de 2010, en desarrollo del convenio E&P González se presentó a la ANH Aviso de Descubrimiento del pozo Rio Zulia West-3 el cual se encuentra en pruebas iniciales.

4. Derechos económicos por producción

En el año 2009, los contratos E&P en producción causaron derechos económicos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de explotación, conforme a lo previsto en la cláusula 16, numeral 16.1.2, por un valor que a diciembre de 2009 ascendió a US\$ 2,16 millones aproximadamente.

A continuación se relacionan los valores causados por concepto de derechos económicos por producción de hidrocarburos en la vigencia 2009:

No.	CONTRATO	CAMPO	DE CAUSADOS (US\$)	
			1er semestre	2do semestre
1	BUENAVISTA	Buenavista	1.528,83	1.990,34
2	CABIONA	Cabiona A	208,25	0,00
3	CABIONA	Cabiona B	8.741,11	19.227,43
4	CACHICAMO	Ciriguelo	1.037,61	8.795,10
5	CACHICAMO	Hoatzin	1.988,95	123,37
6	CARBONERA	Cerro Gordo	1.509,81	1.407,44
7	CHAZA	Costayaco	203.880,13	306.813,48
8	CORCEL	Corcel A	64.077,08	102.750,36
9	CORCEL	Corcel C	69.264,61	90.628,34
10	CORCEL	Corcel D	35.614,15	55.300,37
12	CORCEL	Corcel E	0,00	8.457,39
13	CRAVOVIEJO	Bastidas	16.158,54	28.156,38
14	CRAVOVIEJO	Carrizales	30.536,59	31.334,10
15	CRAVOVIEJO	Matemarrano	12.135,53	16.540,29
16	CRAVOVIEJO	Gemar	2.664,90	2.181,59
17	CUBIRO	Arauco	10.897,47	17.452,93
18	CUBIRO	Careto	24.974,27	21.572,37
19	DOROTEA	Dorotea A	0,00	9,98
20	DOROTEA	Dorotea B	21.220,65	62.621,58

21	ESPERANZA	Arianna	3.688,87	3.941,73
22	ESPERANZA	Katana	636,65	575,36
23	ESPERANZA	Cañaflecha	1.144,91	4.605,27
24	GUARROJO	Ocelote	192.561,58	234.259,71
25	GUASIMO	Lisa	211,88	53,02
26	LA CRECIENTE	La Creciente A	67.064,51	97.279,34
27	LA CRECIENTE	La Creciente D	10.550,23	0,00
28	LA PALOMA	Colon	0,00	9.957,33
29	LAS GARZAS	Las Garzas	900,45	746,57
30	LEONA	Leona A	145,28	174,96
31	LEONA	Leona B	552,37	2.225,36
32	LOS HATOS	Los Hatos	2.071,59	1.878,84
33	MAPACHE	Mapache	16.600,05	13.768,38
34	MAPACHE	Mirasol	6.626,77	7.051,92
35	MORICHE	Mauritía	2.727,66	1.057,60
36	NASHIRA	Nashira	5.644,75	11.965,34
38	OMBÚ	Capella	4.236,48	4.831,59
39	OROPENDOLA	Oropéndola	29.692,69	26.540,63
40	PÁJARO PINTO	Catartes	0,00	138,17
41	PLATANILLO	Platanillo	586,80	1.685,02
42	RIO VERDE	Tilodirán	14.690,00	12.792,03
43	RIO VERDE	Boral	1.532,68	1.410,28
44	YAMU	Carupana	41.292,95	33.931,22
45	YAMÚ	Yamú	0,00	105,30
TOTAL			909.597,65	1.246.337,82

Derechos Económicos por Uso del Subsuelo Áreas de Evaluación y de Explotación, causados en el 2009

Para lo corrido de 2010 se ha causado la suma de US\$ 655.472 por concepto de derechos económicos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de explotación, cálculo preliminar que será ajustado en la medida en que disponga de la información oficial de producción.

Adicionalmente, durante el segundo semestre del año 2009 se inició la causación de derechos económicos por precios altos, toda vez que, para algunas áreas de explotación, se cumplieron las condiciones establecidas en el numeral 16.2 de la cláusula 16 de los contratos E&P para el cobro del mencionado derecho a favor de la ANH. El monto causado por este concepto a 31 de marzo de 2010 es de US\$ 75,52 millones. En la siguiente tabla se discrimina el valor aproximado correspondiente a cada área de explotación:

No.	AREA DE EXPLOTACION	A PARTIR DE	DE CAUSADOS (MUS\$)
1	CHAZA	sep-09	41,94
2	CORCEL	oct-09	18,96
3	GUARROJO	dic-09	14,62
TOTAL			75,52

Derechos Económicos por Precios Altos, causados a 31-mar-2010

Finalmente, por concepto de transferencia de tecnología de las áreas de explotación, numeral 23.5 de la cláusula 23 de los contratos E&P, se causó en la vigencia 2009 un valor aproximado de US\$ 103.565, el detalle de aporte de las mencionadas áreas se muestra en la siguiente tabla:

No.	CONTRATO	CAMPO	TT (US\$) Año 2009
1	BUENAVISTA	BOLIVAR	351,17
2	CABIONA	CABIONA B	1.204,06
3	CARBONERA	CERRO GORDO	274,45
4	CHAZA	COSTAYACO	31.597,98
5	CORCEL	CORCEL A	16.263,55
6	CORCEL	CORCEL C	3.936,64
7	CUBIRO	ARAUCO	2.617,77
8	CUBIRO	CARETO	4.525,88
9	DOROTEA	DOROTEA B	704,57
10	ESPERANZA	ARIANNA	759,07
11	GUARROJO	OCELOTE	14.136,72
12	LA CRECIENTE	LA CRECIENTE A	16.022,67
13	LOS HATOS	LOS HATOS	398,02
14	MORICHE	MAURITIA	378,53
15	PLATANILLO	PLATANILLO	125,44
16	RIO VERDE	TILODIRAN	2.758,61
17	YAMU	CARUPANA	7.510,24
TOTAL			103.565,39

Transferencia de Tecnología Áreas de Explotación causada en 2009

Para lo corrido de 2010 se ha causado la suma de US\$ 51.452 por concepto de Transferencia de Tecnología de las Áreas de Explotación, cálculo preliminar que será ajustado en la medida en que disponga de la información oficial de producción.

5. Reporte nacional de producción diaria y mensual

En el año 2009 se registró un promedio de producción nacional anual diaria de crudo de 671 kbpd, valor que superó en un 14% la cifra alcanzada en el año anterior, la cual fue de 588 kbpd.

La comercialización nacional diaria de gas natural durante la vigencia 2009 alcanzó el valor de 1016 Mpcd, cifra que rebasó los 874 Mpcd comercializados en el 2008 en aproximadamente el 16%.

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 2009, las siguientes tablas ilustran la situación:

	2009												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	577	591	594	596	599	617	610	616	622	636	655	666	671
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	40	55	53	53	54	44	47	52	58	71	70	69	
Producción crudo total (kbpd)	617	646	647	649	653	661	657	668	680	707	725	735	
Proyección Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB													565

Promedio diario mensual de producción de crudo año 2009 (kbpd)

	2009												
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Prom.
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	829	876	862	930	982	980	990	1012	974	1079	1041	1043	1016
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	39	62	59	49	30	33	43	45	53	57	62	63	
Comercialización gas total (Mpcd)	868	938	921	979	1012	1013	1033	1057	1027	1136	1103	1106	
Proyección comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB													850

Promedio diario mensual de comercialización de gas año 2009 (Mpcd)

El promedio diario anual de producción de crudo en 2009, de los contratos E&P suscritos por la ANH, fue de 56 kbpd, proveniente de las cuencas Llanos Orientales, Putumayo, Catatumbo, Cordillera Oriental, Valle Inferior, Medio y Superior del Magdalena, y el promedio diario anual de gas comercializado fue de 49 Mpcd, perteneciente a las cuencas Valle Inferior del Magdalena y Catatumbo.

Así mismo, durante los primeros cinco (5) meses del año 2010 se ha visto incrementado el promedio nacional diario anual de producción de crudo y de comercialización de gas natural tal y como se observa en las siguientes tablas:

	2010					
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May. (P)	Prom.
Producción crudo Ecopetrol - asociados (kbpd)	666	670	672	680	686	764
Producción crudo contratos ANH (kbpd)	76	89	94	96	90	
Producción crudo total (kbpd)	742	759	766	776	776	
Proyección Prod Crudo (kbpd) - Meta SIGOB	565					

Promedio diario mensual de producción de crudo año 2010 (kbpd)

	2010					
	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May. (P)	Prom.
Comercialización gas Ecopetrol - asociados (Mpcd)	1057	1075	1056	1097	1017	1125
Comercialización gas contratos ANH (Mpcd)	62	63	64	63	71	
Comercialización gas total (Mpcd)	1119	1138	1120	1160	1088	
Proyección comercialización gas (Mpcd) - Meta SIGOB	850					

Promedio diario mensual de comercialización de gas año 2010 (Mpcd)

Es así como, el promedio diario anual de producción de crudo de los contratos E&P suscritos por la ANH a 31 de mayo de 2010 alcanzó la cifra de 90 kbpd y el promedio diario anual de gas comercializado fue de 71 Mpcd.

6. Producción Campos Tello-La Jagua

En abril de 2009 Ecopetrol S.A. finalizó la primera fase del Plan Inicial de Trabajo, acordado en la cláusula 12 del Contrato E&P Campos Tello y La Jagua, cuya duración fue de 2 años contados a partir de la fecha de suscripción del Contrato, es decir 13 de abril de 2007.

Durante esta primera fase se perforaron 4 pozos, se recomplementaron 10 pozos -apertura de nuevas zonas utilizando registros especiales para identificación de zonas-, se realizó con el ICP, un estudio para definir los pozos candidatos para la instalación de sartas selectivas y las tasas óptimas de inyección en cada uno de los miembros de la formación Monserrate. De acuerdo con el informe de actividades ejecutadas en la primera fase, las inversiones realizadas superan las establecidas en el anexo 6 del Contrato E&E Campos Tello y La Jagua, las cuales eran del orden de US\$ 15,48 millones para los años 2007 y 2008. Las inversiones realizadas fueron de US\$ 42,32 millones.

La producción promedio diaria de los campos Tello y La Jagua durante el año 2009 fue de 7.347 bpd, el detalle se muestra en la siguiente tabla:

MES	PRODUCCIÓN (bpd)
Enero	6.693
Febrero	6.967
Marzo	7.112
Abril	7.393
Mayo	7.897
Junio	8.093
Julio	7.544
Agosto	7.705
Septiembre	7.570
Octubre	6.715
Noviembre	7.318
Diciembre	7.159
PROMEDIO	7.347

Producción promedio diario Tello y La Jagua - 2009

En la segunda fase del Programa Inicial de Trabajo, iniciada en 2009, se tiene previsto la realización de las siguientes actividades: i) Recompletamiento de ocho (8) pozos productores, ii) Instalación de sartas selectivas a cuatro (4) pozos, iii) Ingeniería básica y de detalle para la optimización de la batería Tello, la inversión presupuestada para esta fase es de US\$ 8.24 millones.

En lo corrido del año 2010 el Contrato E&P Campos Tello y La Jagua ha tenido la siguiente producción mensual:

MES	PRODUCCIÓN (bpd)
Enero	6.813
Febrero	6.821
Marzo	6.730
Abril	5.887
Mayo (P)	5.526
PROMEDIO	6.355

Producción promedio diario Tello y La Jagua - 2010

7. Auditorías de medición

Dentro del Plan de mejora del seguimiento a los contratos en producción, se confirmó la ventaja de realizar auditorías de medición a los campos en producción, de las que resultaron oportunidades de mejora que garantizan la calidad de la información que debe ingresar al Sistema de Monitoreo Remoto de

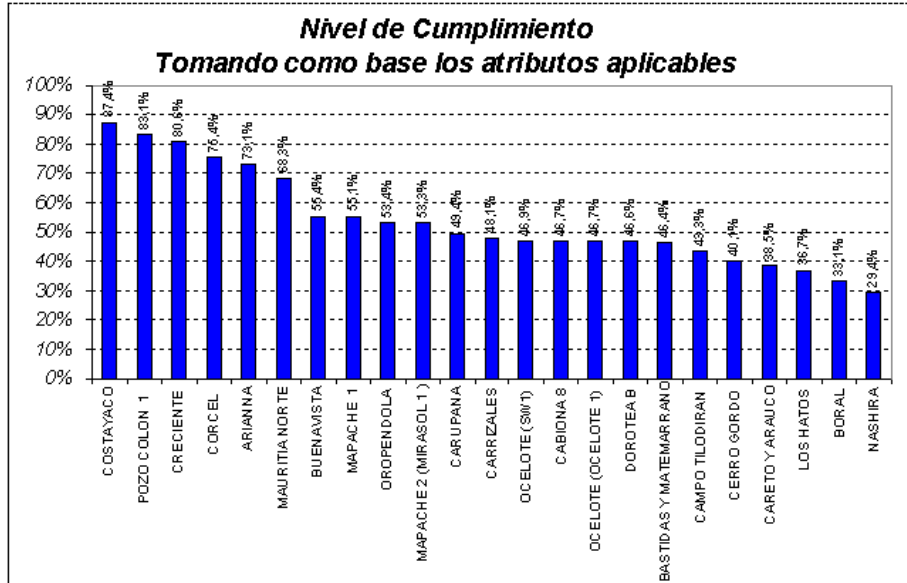
Producción y aseguran la veracidad de las mediciones de la producción fiscalizada y gravable, para efectos de la liquidación de regalías y derechos económicos.

Las actividades se adelantaron mediante la contratación de una firma especializada quien verificó:

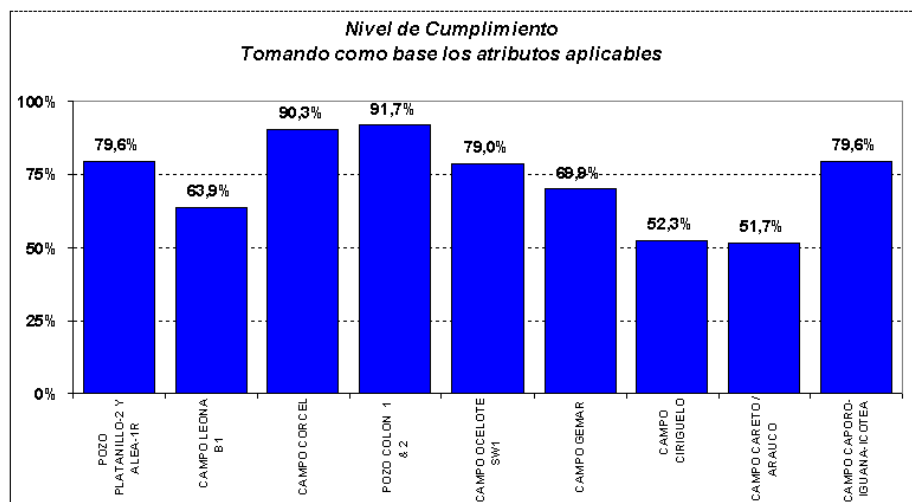
- Los límites aceptables que imponen las normativas internacionales aplicables.
- Los límites de operación de cada una de las facilidades de producción, considerando su nivel de tecnología y condiciones de operación.
- La evaluación y análisis de los mejores métodos y procedimientos utilizados para obtener el balance de productos (stock teórico/stock real) y la conciliación de los volúmenes de crudo.
- Todos los elementos y sistemas de medición estática y dinámica utilizados en la transferencia de custodia, incluidas las mediciones automáticas por el sistema radar.
- Las rutinas y políticas de mantenimientos y re-calibración de instrumentos de medida.

Las auditorías de medición permitieron establecer el cumplimiento de las compañías en la aplicación de las normas y estándares definidos para la medición de hidrocarburos. En desarrollo de estas auditorías se han definido listas de verificación adecuadas para evaluar con objetividad los sistemas de medición en cuanto a cantidad y calidad y exigir su optimización. Los resultados fueron dados a conocer a las empresas operadoras, para efectos de que implementaran sus planes de mejora, lo cual será verificado en las que se programen para el año 2010.

Es así como, los resultados arrojados por las primeras auditorías –en la siguiente gráfica- muestran como 17 de los sistemas de medición verificados (de un total de 23) estuvieron por debajo del 60% en cumplimiento.



En el segundo semestre del 2009, se realizaron nuevas auditorías de medición a las facilidades de nuevos campos y a aquellas que habían sufrido cambios significativos en su configuración diferente de la recomendada en las oportunidades de mejora. Los resultados –en la siguiente gráfica- muestran cómo las compañías han asumido la responsabilidad de mejorar las condiciones de medición y de 9 facilidades auditadas, dos estuvieron por debajo del 60% de nivel de cumplimiento.



Para efectos de llevar todas las facilidades de producción de los contratos E&P a un nivel de cumplimiento en la medición del 95%, se continuará con las auditorías de medición. En aquellos campos en los que se implementen sistemas de medición automático, el Módulo de Control de Producción y Reservas adscrito al Sistema Integrado de Información (SII-ANH), dentro del que

se considera el Monitoreo Remoto de Producción, está configurado para recibir la información de producción y entregas en tiempo real.

8. Monitoreo Remoto de Producción

Para efectos de tener un manejo adecuado de toda la información técnica de producción y reservas de los pozos de petróleo y gas de una manera organizada, integrada y centralizada, hacer un seguimiento oportuno de la producción y controlar la información, la ANH formuló una solución piloto del Módulo de Control de Producción y Reservas adscrito al Sistema Integrado de Información de la ANH (SII-ANH). Para dicho desarrollo, en lo que a producción se refiere, se contrató con la firma Schlumberger el suministro de dos aplicativos y la configuración de los mismos a las necesidades de la ANH para efectos de realizar el Monitoreo Remoto de Producción y el manejo de dicha información e incentivar y promover el desarrollo de buenas prácticas en el país, así como la innovación tecnológica que las soporte.

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

Como quiera que tenemos campos con niveles de producción desde 10 BPD (barriles de petróleo por día) hasta 20.000 BPD, se estableció un formato único (IDP) para la entrega de la información, ajustable a las particularidades de cada campo, cuya carga se realiza en la herramienta Avocet Volumes Manager (AVM), a través de una macro de Excel desarrollada para este fin. Dicho formato puede ser cargado diariamente por el operador desde un enlace en la página web, cumpliendo con los requerimientos de seguridad y control de la información y ciertos protocolos que garantizan la integridad de la información.

Así las cosas, independientemente de la tecnología implementada en cada campo, podemos hacer los ajustes del caso para que AVM capture la información ya sea en tiempo real (desde los instrumentos de medición fiscal en el campo cuando las facilidades así lo permiten) ó las mediciones al momento del cierre del día fiscalizado (un solo dato por punto fiscal) reportado por la compañía en el formato Informe Diario de Producción (IDP) implementado para tal fin.

De acuerdo con lo anterior, se realizó la jerarquización y parametrización de la estructura de la solución de aplicaciones al SII-ANH, la definición de la estructura de los datos a registrar en cada una de las aplicaciones instaladas y sus unidades de medida, el modelamiento de carga de información y los procedimientos de verificación de la calidad de los datos capturados en la herramienta fuente de la información en el aplicativo AVM, para lo cual se diagramaron en AVM todas las facilidades de producción en los contratos E&P lo

que permitirá además, complementar el manejo de la logística de almacenamiento de crudo.

Con el objetivo de mantener la estandarización de la información y garantizar el cargue correcto de la misma, se estableció un protocolo de cambios en las facilidades de producción para los archivos IDP, así como el formato de solicitudes de creación, modificación o eliminación de configuraciones, procedimiento que fue socializado por al ANH con las operadoras de campos en producción en contratos E&P.

Para analizar la anterior información, se adquirió el aplicativo Oil Field Manager (OFM), el cual toma la información capturada en AVM (conexión ésta que se actualiza automáticamente) y permite analizar las curvas de producción e inyección (por completamiento, pozo, campo o grupo de pozos), análisis de curvas de declinación (exponencial, armónico e hiperbólico), mapas de producción, diagramas de pozos (variables en el tiempo), entre otras. Así mismo, permite combinar las herramientas de análisis de producción con mapas de burbuja, mapas estructurales y de propiedades del yacimiento (como porosidad, permeabilidad, espesor neto, entre otras) para determinar áreas con un potencial de desarrollo para la perforación de pozos y trabajos de reacondicionamiento. Esta herramienta es entonces soporte al momento de verificar los planes de desarrollo que presentan las operadoras con el informe de reservas, al permitir verificar si las operaciones propuestas tienen viabilidad técnica.

Todo lo anterior permite verificar los cierres de producción para cada campo para lo cual se crearon los modelos de las formas mensuales de producción (Cuadro 4, Forma 9, Cuadro 7, Forma 16 y Forma 30) que los operadores deben enviar al Ministerio de Minas y Energía y de cuatro reportes adicionales que permiten la generación de otros informes de indicadores de producción.

MANEJO DE RESERVAS

De acuerdo con lo establecido mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008¹, el primero de abril del 2010 las compañías entregaron a la ANH el informe de recursos y reservas.

En total se revisaron 56 informes de reservas entregados por 38 compañías con participación en 124 contratos incluidos en los informes. Un total de 9 compañías Auditoras presentaron informes de reservas a petición de las compañías operadoras, varias de ellas prepararon más de un informe. Siete compañías participantes en los contratos entregaron informes preparados internamente por sus mismos profesionales.

Los informes evaluados mostraron una mejor calidad en el contenido y presentación. Si bien es cierto que fue necesario realizar requerimientos adicionales, la información presentada permitió realizar un balance con el 99% de las reservas auditadas.

Como resultado del proceso de revisión de la información se realizó un primer balance de reservas que fue reportado al Ministerio de Minas y Energía y se solicitó a las compañías la información soporte faltante. Más adelante se presenta el balance de reservas de petróleo y gas final una vez revisada la información complementaria.

Ante la necesidad de mantener la integridad de la información de reservas, se configuró el módulo de de reservas dentro de la Solución Piloto del Módulo de Control de Producción y Reservas adscrito al Sistema Integrado de Información de la ANH (SII-ANH). Dicho módulo utiliza la aplicación MERAK, que ha permitido manejar y consolidar información de reservas a cualquier nivel. No obstante, es preciso complementar dicha configuración para capturar la información relativa a la caracterización de los yacimientos y a las inversiones asociadas a las reservas.

1. Reservas de crudo y gas

La siguiente tabla muestra las reservas remanentes de crudo al 31 de diciembre de 2009.

Categoría general	Reservas de petróleo a 31-dic-2009 (Mbbbl)
Reservas probadas	1.988
Reservas probables	582
Reservas posibles	481
Total general	3.051

¹ Reglamentado mediante Resoluciones 494 de 2009 y 096 de 2010 de la ANH

La siguiente tabla muestra dichas reservas discriminadas en crudo y en condensado.

Producto	Categoría general	Reservas a 31-dic-2009 (Mbb)
Petróleo	Reservas probadas	1.979
	Reservas probables	580
	Reservas posibles	480
Total Petróleo		3.039
Condensado	Reservas probadas	9
	Reservas probables	2
	Reservas posibles	1
Total Condensado		12
Total general		3.051

Considerando la producción total de petróleo, el siguiente es el resultado en cuanto a la incorporación anual. La relación R/P 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.

Año	RESERVAS DE PETRÓLEO			
	RESERVAS PROBADAS (Mbb)	PRODUCCIÓN ANUAL (Mbb)	INCORPORACIÓN ANUAL (Mbb)	RELACIÓN R/P (Años)
2009	1.988	245	565	8,1
2008	1.668	215	524	7,8
2007	1.358	194	142	7,0
2006	1.510	193	249	7,8
2005	1.453	192	165	7,6
2004	1.478	193	124	7,7
2003	1.542	198	105	7,8
2002	1.632	211	114	7,7
2001	1.842	221	90	8,4
2000	1.972	251	-68	7,9

En las siguiente tablas se relacionan las reservas de gas a 31 de diciembre de 2009, de las cuales 4737 GPC corresponden a reservas probadas, también se tiene en cuenta la producción total y la incorporación anual que incluye nuevas reservas y reevaluaciones. La relación R/P hace referencia al número de años de autosuficiencia que se tendrían si se mantiene el nivel de producción por año y no se añaden nuevas reservas.

Categoría general	Reservas de Gas a 31-dic-2009 (Gpc)
Reservas probadas	4.737
Reservas probables	2.903
Reservas posibles	820
Total general	8.460

Considerando la producción total de gas, el siguiente es el resultado en cuanto a la incorporación anual. La relación R/P hace referencia al número de años de autosuficiencia que se tendrían si se mantiene el nivel de consumo del año 2009 y no se incorporan nuevas reservas.

Año	RESERVAS DE GAS			
	RESERVAS (Gpc)	PRODUCCIÓN ANUAL (Gpc)	INCORPORACIÓN ANUAL (Gpc)	RELACIÓN R/P (Años)
2009	8.460	371	1.554	22,8
2008	7.277	319	512	22,8
2007	7.084	266	0	26,6
2006	7.349	248	8	29,6
2005	7.527	236	552	31,8
2004	7.212	224	364	32,1
2003	6.688	211	-113	31,7
2002	7.187	220	-40	32,7
2001	7.489	218	563	34,4
2000	6.188	210	-243	29,5

Respecto al gas proyectado para consumo en operación de los campos, este alcanza los 655 Gpc² a 31 de diciembre de 2009.

2. Barriles equivalentes incorporados

En 2009 se incorporaron 565 Mbbl (millones de barriles de petróleo) y 1554 Gpc en razón de los nuevos descubrimientos y las comercialidades aprobadas por Ecopetrol.

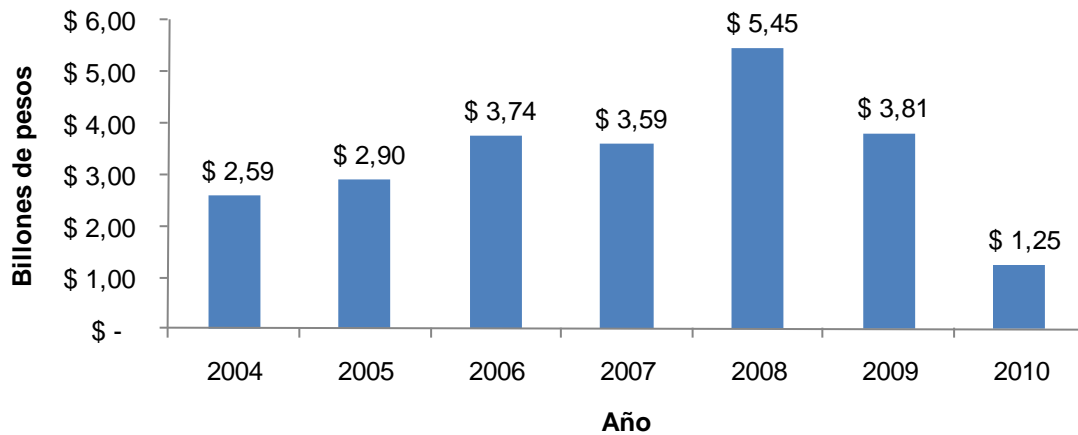
En total, en el año 2009 se incorporaron 837 millones de barriles 0/*9de petróleo equivalente.

² Giga pie cúbico

ADMINISTRACIÓN DE REGALÍAS

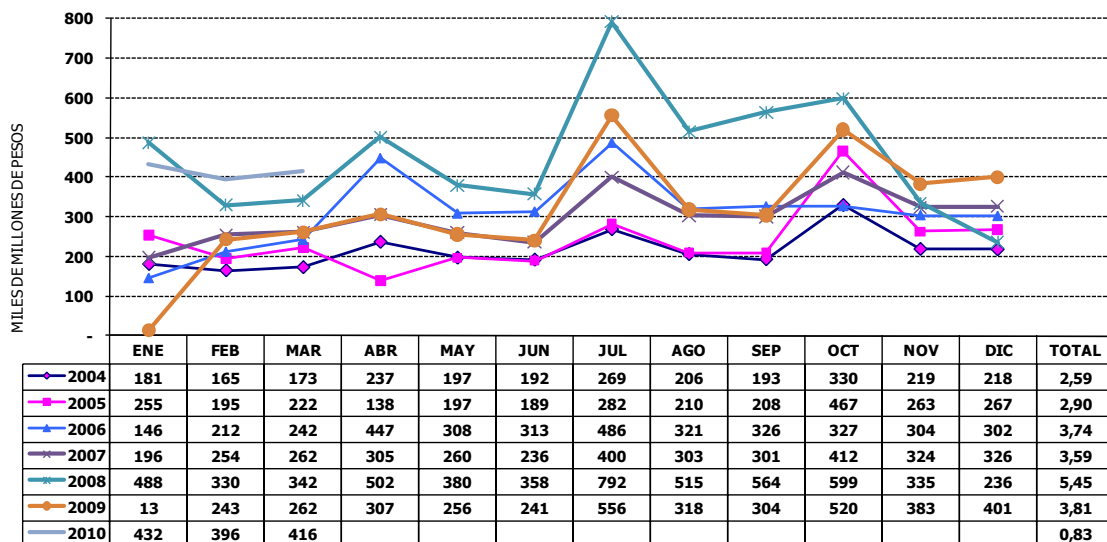
1. Recaudo de regalías

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 2010:



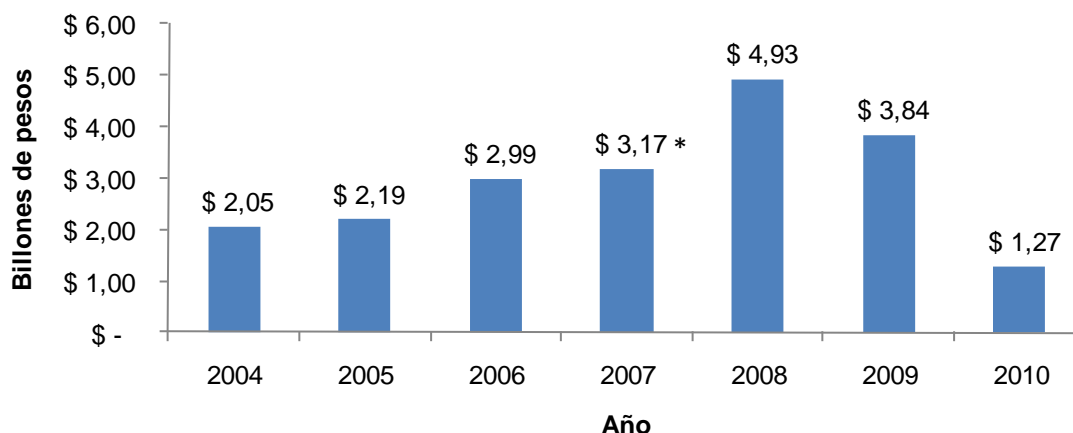
Incluye hasta la liquidación provisional de marzo de 2010.

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 2010:



* No incluye el traslado al FONPET por \$1,075 billones (octubre de 2007)

** Incluye hasta la liquidación provisional marzo de 2010

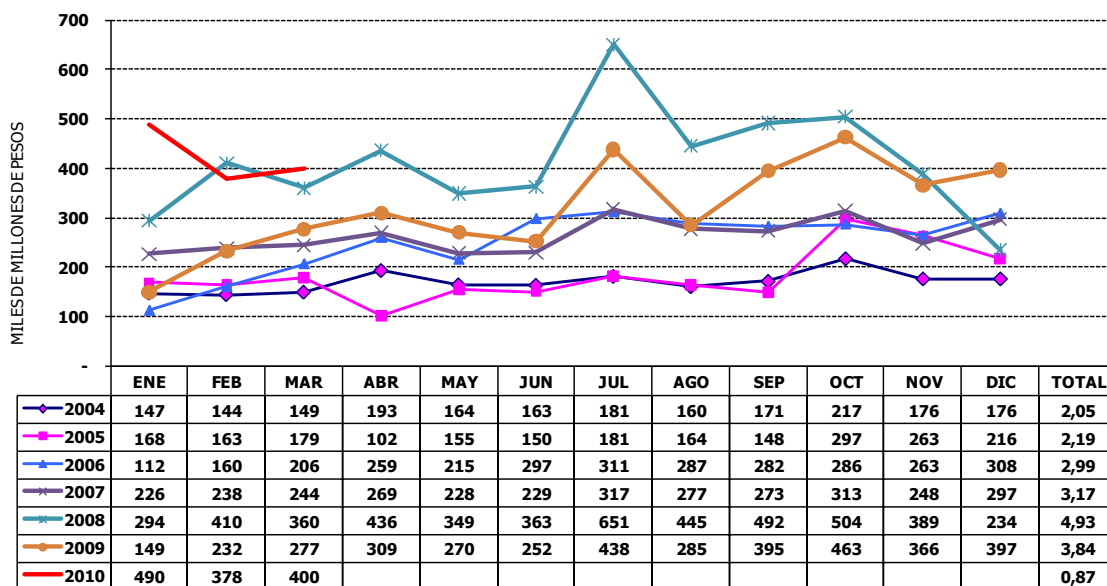
Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

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

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

Concepto	A diciembre 31 de 2009	A mayo 31 de 2010
Novedades de cuenta	60	10
Suspensión de giros	20	8
Levantamiento de suspensión	31	7

El comportamiento mensual de las regalías giradas desde el 2004 hasta la fecha, se presenta en el siguiente gráfico:



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 2010:

Beneficiario	Valor (\$)
ARAUCA	28.246.141.630
BOLIVAR	38.994.863.552
BOYACA	34.592.406
CASANARE	8.449.900.301
HUILA	3.404.662.276
PUTUMAYO	3.300.643.248
TOLIMA	64.753.913
VICHADA *	469.991.208
DEPARTAMENTO NN **	401.603.385
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	6.306.409.267
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	1.742.197.700
TOTAL	91.415.758.886

* El Municipio de Santa Rosalía y el departamento de Casanare se encuentran en trámite de autorización de cuenta por parte de la Dirección de Regalías del Departamento Nacional de Planeación.

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

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

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

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

En lo corrido del año 2010 igualmente se han incluido como participes de regalías, los municipios de Santa Rosalía en el departamento de Vichada y Sitio Nuevo como puerto de carga –descarga y cabotaje.

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

REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
PERIODO COMPRENDIDO ENTRE
EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE DICIEMBRE DE 2009
 Pesos moneda legal

BENEFICIARIO	2009
ANTIOQUIA	59.794.962.333
ARAUCA	307.464.892.707
BOLIVAR	34.278.839.377
BOYACÁ	82.134.433.668
CASANARE	693.459.991.206
CAUCA	4.091.465.772
CESAR	25.055.749.248
CÓRDOBA	559.156.223
CUNDINAMARCA	5.377.001.311
GUAJIRA	206.357.817.744
HUILA	210.009.714.595
META	486.451.298.852
NARIÑO	900.743.875
NORTE DE SANTANDER	19.990.073.825
PUTUMAYO	68.534.577.318
SANTANDER	206.045.092.002
SUCRE	8.135.222.182
TOLIMA	108.310.300.194
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	93.812.974.738
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	84.476.884.361
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	54.459.377.225
FNR. ESCALONAMIENTO	5.413.735.647
COMISIÓN NAL. REGALÍAS 1% LEY 756	28.870.693.826
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	397.081.510.033
FONPET	505.961.191.148
TOTAL	3.697.027.699.410

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

REGALÍAS GIRADAS POR EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
PERIODO COMPRENDIDO ENTRE
EL 1 DE ENERO Y EL 31 DE MAYO DE 2010
 Pesos moneda legal

BENEFICIARIO	2010
ANTIOQUIA	49.086.320.481
ARAUCA	111.409.228.399
BOLIVAR	18.825.865.718
BOYACÁ	50.165.876.990
CASANARE	300.671.774.462
CAUCA	2.427.655.652
CESAR	13.259.415.507
CÓRDOBA	137.130.124
CUNDINAMARCA	3.579.427.790
GUAJIRA	76.749.517.367
HUILA	111.265.309.244
META	423.525.505.048
NARIÑO	1.356.540.232
NORTE DE SANTANDER	12.208.572.329
PUTUMAYO	55.603.042.006
SANTANDER	107.822.915.646
SUCRE	4.754.577.042
TOLIMA	53.614.865.223
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. SUCRE	49.491.366.847
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CÓRDOBA	45.088.389.966
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	30.964.508.727
FNR. ESCALONAMIENTO	-
COMISIÓN NAL. REGALÍAS 1% LEY 756	9.418.001.204
DIRECCIÓN DEL TESORO NAL. FNR.	226.651.159.469
FONPET	273.822.933.745
TOTAL	2.031.899.899.218

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

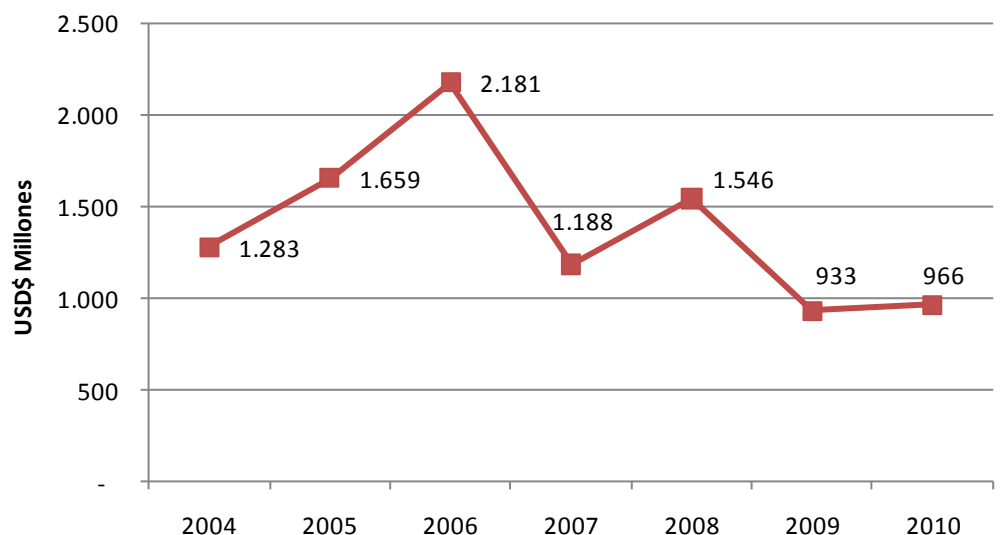
Con la información oficial de las liquidaciones provisionales y definitivas de regalías del MME, la ANH procede a: "Efectuar las retenciones de las sumas que por concepto de participaciones y regalías correspondan a las entidades

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.”³

En este mismo sentido, en cumplimiento a las instrucciones impartidas por el Departamento Nacional de Planeación, de conformidad con lo establecido en el Decreto 3668 de 2009⁴, la Agencia remitió instrucciones de desahorro al Banco de la República en cuantía de USD\$ 46,542,899.07 con cargo al partícipe Fondo Nacional de Regalías.

En atención a estas disposiciones legales, a 30 de mayo de 2010, el saldo acumulado en el FAEP asciende a US\$936 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el Ministerio de Minas y Energía.

A continuación se presenta el comportamiento del saldo del FAEP a 31 de diciembre de los últimos 6 años, así:



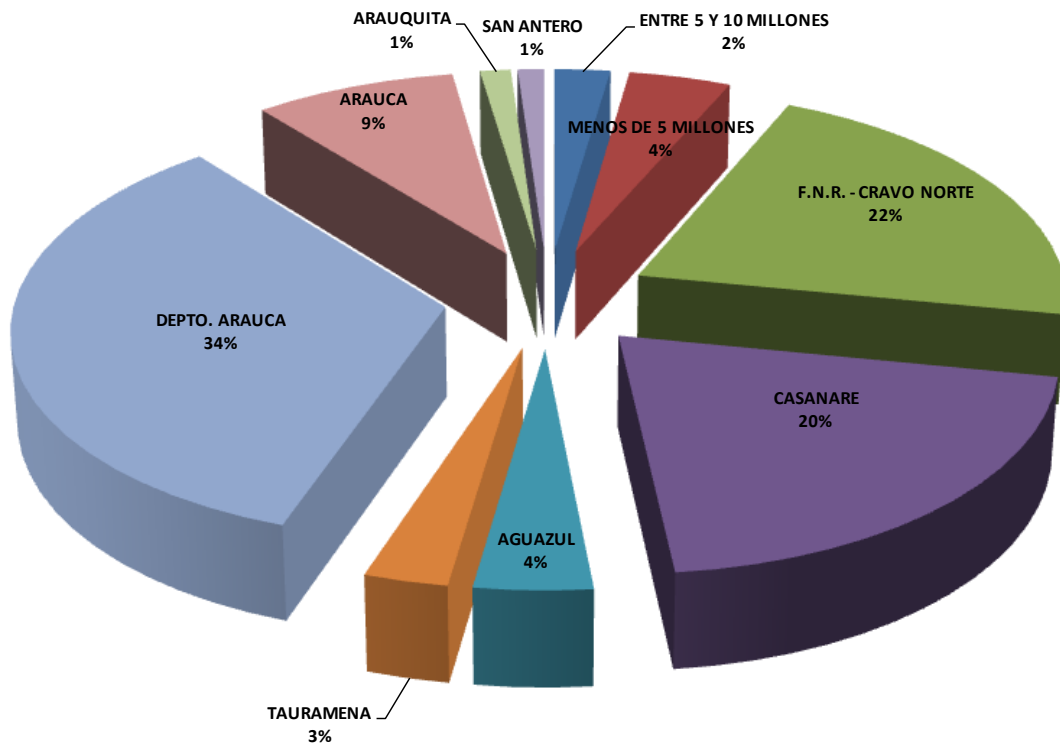
* Saldo mayo 31 de 2010

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

³ Numeral 5.11, artículo 5 Decreto 1760 de 2003

⁴ Decreto 3668 de 2009 "Por el cual se definen los criterios y procedimientos para la distribución y giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera de que trata el artículo 45 de la Ley 1151 de 2007 y se dictan otras disposiciones"

Distribución del saldo del FAEP*



* Incluye hasta la liquidación provisional marzo 2010

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA

La ANH administra el Banco de Información Petrolera, EPIS, que en la actualidad cuenta con 1.728.269 activos de información representados en 993.575 unidades físicas.

La Litoteca Nacional de Colombia es el Centro de Información e Investigación en Ciencias de la Tierra que administra y preserva las colecciones de muestras de roca del país. Promueve su estudio sistemático orientado a la exploración y aprovechamiento sostenible de los recursos mineros energéticos y la investigación de los procesos geológicos naturales. Sus colecciones a 31 de diciembre de 2009 estaban constituidas por:

- 225.441,65 pies de corazones de 1.599 pozos.
- 5.073.108 unidades de ripios de 6.827 pozos.
- 6.336 unidades corazones de pared (SWC) de 260 pozos.
- 73.694 muestras de roca de afloramiento.
- 19.890 placas palinológicas.
- 7.346 placas de foraminíferos.
- 16.778 plugs tomados de corazones y muestras de afloramiento.

Entre enero y mayo de 2010, ingresaron a la Litoteca Nacional las siguientes muestras:

- 13.767,2 pies de corazones de 19 pozos.
- 72.650 unidades de ripios de 108 pozos.
- 197 plugs tomados de corazones y muestras de afloramiento.

Por lo tanto, a 31 de mayo de 2010, las colecciones de muestras almacenadas en la Litoteca Nacional estaban conformadas por:

- 239.208,85 pies de corazones de 1.618 pozos.
- 5.145.758 unidades de ripios de 6935 pozos.
- 6.336 unidades de corazones de pared (SWC) de 260 pozos.
- 73.694 muestras de roca de afloramiento.
- 19.890 placas palinológicas.
- 7346 placas de foraminíferos.
- 16.975 plugs tomados de corazones y muestras de afloramiento.

De acuerdo con lo estipulado en la Ley 1213 de 2008, la administración de la Litoteca Nacional entre el 1 de enero y el 15 de febrero de 2009 fue realizada a través de un contrato cedido por ECOPETROL a la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH. A partir de 16 de febrero de 2009, la administración y operación de la Litoteca Nacional se ha venido realizando en el marco de un convenio de cooperación suscrito entre la ANH y la Universidad Industrial de Santander - UIS.

Desde sus inicios la Litoteca Nacional ha funcionado dentro de las instalaciones del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP en Piedecuesta, Santander. Por lo tanto comparte con el ICP las redes de servicios públicos, la infraestructura vial interna, la portería y los servicios de seguridad. Esta situación conlleva a que los servicios de soporte logístico para el buen funcionamiento de la Litoteca Nacional sean prestados por ECOPETROL en el marco de un Convenio Interadministrativo suscrito con la ANH.

1. Contratos de Concesión del EPIS

Para garantizar la prestación de los servicios relacionados con el EPIS, durante los años 2007, 2008 y 2009, la firma Schlumberger-Surencó prestó a la ANH a través del contrato No. 066 de 2007, los servicios de gestión, organización, manejo, administración y operación de un centro de recepción y verificación física y técnica, carga y suministro de información de exploración y producción, administración e implementación de software y medios físicos en el EPIS, el cual finalizó el 30 de noviembre de 2009.

Con el fin de recibir solicitudes y otorgar concesiones de prestación de servicios y de comercialización de la información contenida en el Banco de Información Petrolera – EPIS, el 9 de octubre de 2009, la ANH abrió la Invitación Pública No ST-001 de 2009, la cual a su vez fue declarada desierta mediante Resolución No 145 del 19 de abril de 2010.

Para la prestación de los servicios de recepción, verificación, catalogación, carga, marcación de confidencialidad, certificación de entrega y expedición de Certificados de Paz y Salvo relativos a la información Técnica de Exploración y Producción de hidrocarburos adquirida en el país; y la comercialización y suministro de información técnica de exploración y producción de hidrocarburos a nivel nacional e internacional, en el mes de enero de 2010, la ANH suscribió el contrato No 059 con la compañía Geoconsult CS Ltda.

Por otra parte, a partir de diciembre de 2009 la administración de la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla se lleva a cabo mediante el Contrato No. 117 de 2009, firmado con la firma Setecsa S.A., el cual tiene por objeto “La prestación de servicios especializados de recepción, archivo, manejo y preservación de la información original de Exploración y Producción que ingrese y que exista en la Cintoteca, así como el mantenimiento de las instalaciones”.

Finalmente, la administración de la plataforma tecnológica de sistemas y comunicaciones inherente al EPIS, que comprende el suministro y operación de manera interrumpida, en calidad de hosting y housing, del centro de cómputo en Bogotá y de los respectivos canales de comunicación con el EPIS, la Litoteca Nacional y la Cintoteca, es realizada por la Unión Temporal Synapsis-Colombia Telecomunicaciones.

Esta distribución de actividades entre entidades especializadas en cada campo ha generado una mejor dinámica en la operación del Banco de Información Petrolera, EPIS, incluyendo nuevos servicios como el de autoatención a través de servidores FTP, que permite el acceso a la información por parte de la industria desde cualquier parte del mundo, sin necesidad de un canal dedicado como operaba antes y que limitaba este tipo de acceso a empresas establecidas en Colombia.

Asimismo, este modelo ha mejorado e implementado mayores controles a cada contratista del EPIS sobre las actividades que desarrolla, lo que ha repercutido en mejores niveles de seguridad, medición de actividades, definición de responsabilidades, contra chequeo de información entre los componentes del sistema y mayor calidad y oportunidad en la prestación de los servicios.

2. Plataforma Tecnológica del EPIS

El desarrollo del nuevo modelo del Banco de Información Petrolera, EPIS, 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 del contrato ANH-FEN 01-26/2008, celebrado con la compañía Kadme AS, se creó el modelo de arquitectura abierta para soportar la interfase de usuario o “front-end”; se integró y desarrolló el software para esta interfase y se realizó la correspondiente instalación y puesta en operación de la misma. Dentro de este contexto, se suscribió el contrato ANH-FEN-1342601-2009 con esta misma compañía, con el fin de dar soporte a la operación del nuevo modelo operacional del Banco de Información Petrolera, EPIS; y a través del cual se definió el nuevo modelo operacional, se actualizaron los procedimientos de entrega y suministro de información, se dio soporte a la operación del nuevo modelo y se migraron los datos al nuevo sistema tecnológico. 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; este software, integra a su vez otros desarrollos para componentes puntales del EPIS, todos integrados a la solución Web, tales como el aplicativo Sistema Web de Administración de Metadatos Geográficos, Swami y la base de datos Gabriela que administra la información de muestras de rocas

En diciembre del año 2009, entro en operación el nuevo portal del EPIS, el cual tiene como principal característica un solo punto de acceso a toda la información a través de la búsqueda de texto, una interfase más veloz para la consulta del catálogo y diferentes capas de información pública.

3. Información cargada en el EPIS - Actualización Banco de Información Petrolera, BIP

Con base en los compromisos que las compañías tienen dentro de los diferentes esquemas contractuales vigentes en Colombia, al EPIS fue cargada la siguiente información durante el 2009 y los primeros cinco (5) meses de 2010:

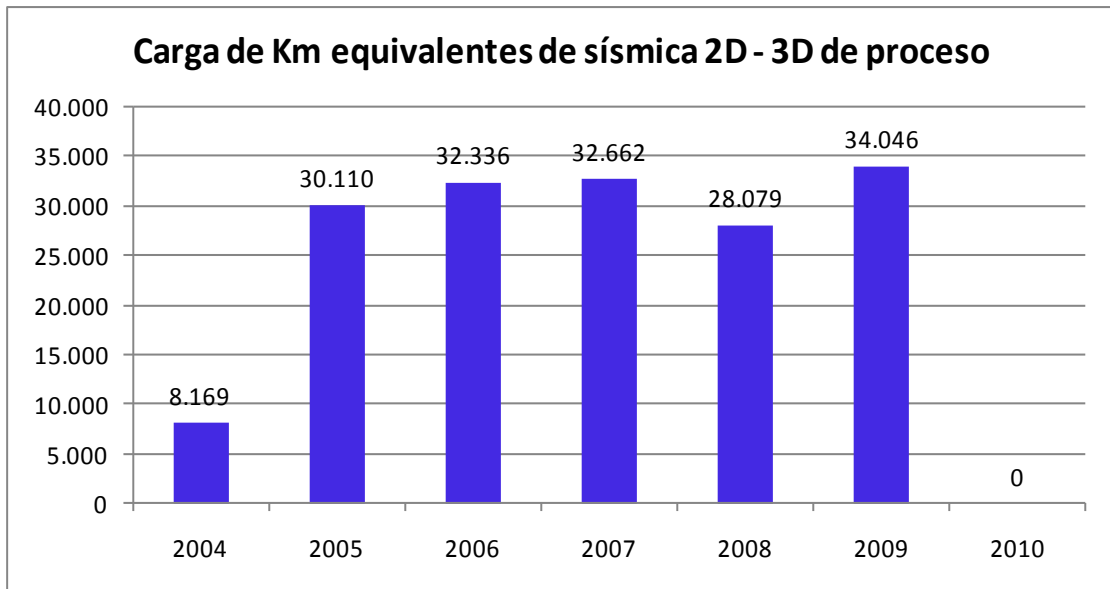
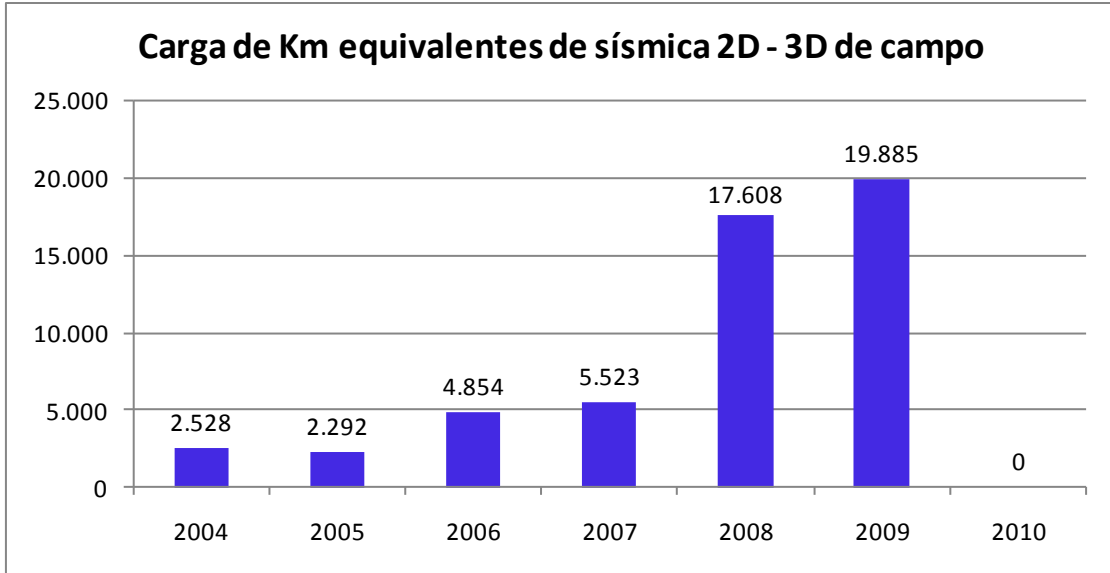
Tipo de Información	Unidades	Cantidad (2009)	Cantidad (Enero – mayo de 2010)	Observaciones
Sísmica de campo	Km equivalentes	19.885	0	23 Programas sísmicos 2D y 35 programas sísmicos 3D en el 2009.
Sísmica de proceso	Km equivalentes	34.046	0	146 Programas sísmicos 2D y 55 programas sísmicos 3D en el 2009.
Información de pozos	Pozos	1.313	0	
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	13.219	0	

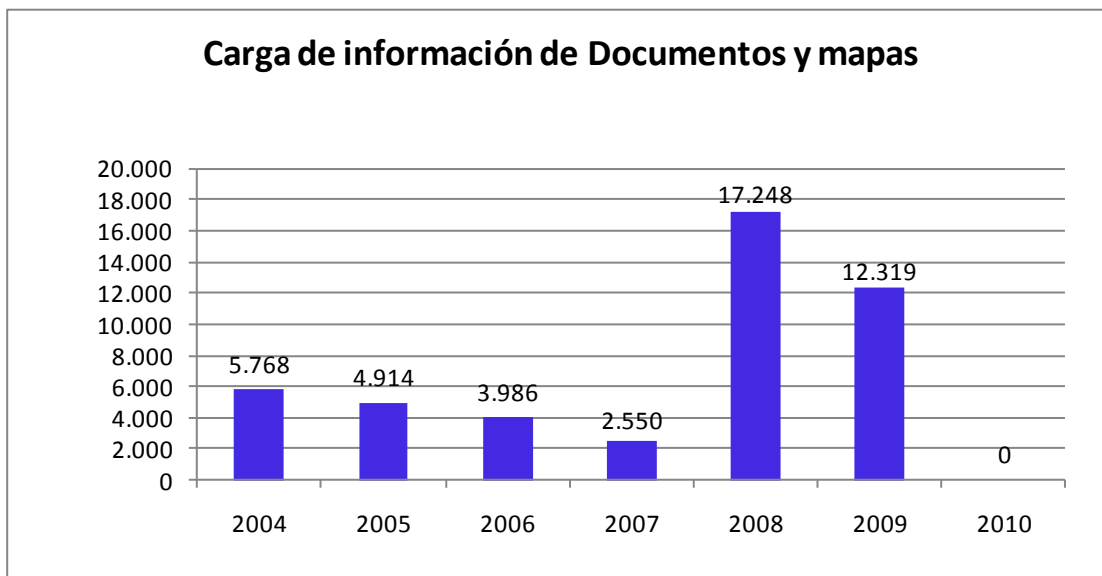
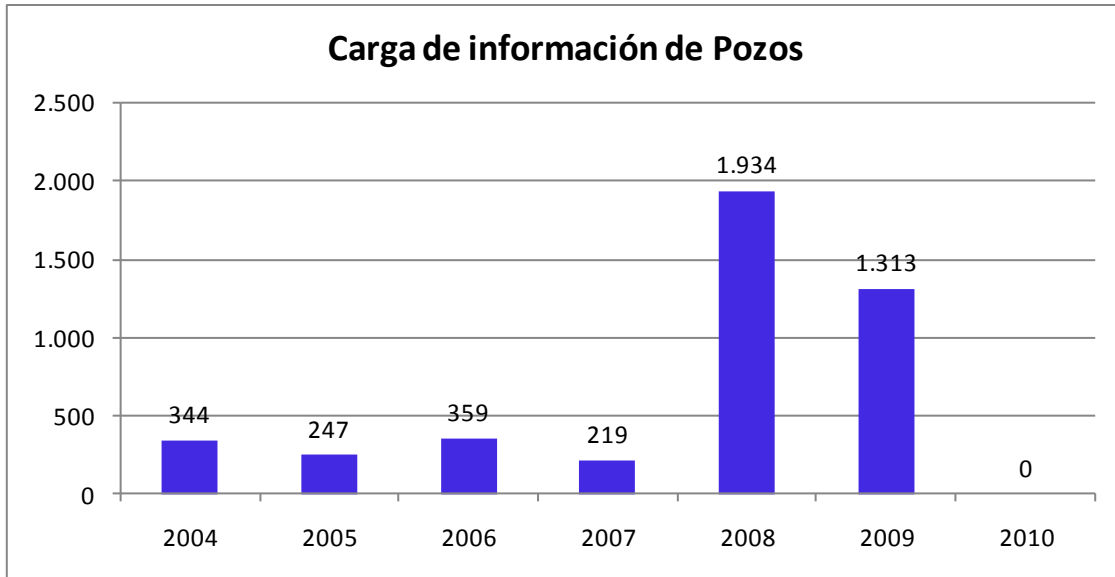
Esta información fue cargada con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierte en un insumo más para las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en Colombia y garantiza que la Subdirección Técnica de la ANH cumpla con su misión de preservar la información técnica del país.

De acuerdo con esto, en el 2009 se cargaron 14.821 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representó un crecimiento del 1,90 % para 2009. Adicionalmente, se recibieron 33.535 nuevos medios físicos como cintas, documentos, secciones sísmicas en papel, mapas y registros eléctricos, entre otros, catalogados en la base de datos Asset DB, que presenta un crecimiento anual del 3,63 %.

Para el año 2009 se llevaron a la Cintoteca NRP 26.392 medios físicos por Plan de Actualización, que reposaban en las instalaciones del EPIS y estaban pendientes por traslado a la Cintoteca para su ubicación final, y los 33.535 nuevos medios físicos, para un total de 59.927 medios físicos que representan un crecimiento anual en el repositorio del 7,03 %.

Los resultados a 31 de mayo de 2010 comparados con los del 2004 al 2009 se señalan en las figuras presentadas a continuación.





Con relación a la carga de información al EPIS en el 2010, entre enero y mayo se han adelantado todas las actividades de recepción, verificación técnica, catalogación, generación de metadatos y marcación de confidencialidad de la información técnica recibida a 31 de mayo de 2010, quedando pendiente únicamente la validación de la información por el sistema y su respectiva carga.

4. Suministro de información

Con corte a 31 de mayo de 2010, se suministró la siguiente información:

Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2009	Cantidad (Enero – mayo de 2010)	Observaciones
Sísmica de campo	Km	55.488	24.668	En el 2009, 436 programas sísmicos 2D y 4 programas sísmicos 3D. En el 2010, 128 programas sísmicos 2D.
Sísmica de proceso	Km	39.250	5.578	En el 2009, 279 programas sísmicos 2D y 6 programas sísmicos 3D. En el 2010, 57 programas sísmicos 2D y 2 programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	574	96	
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	17.437	2.909	
Dataroom	Sesiones	11	2	

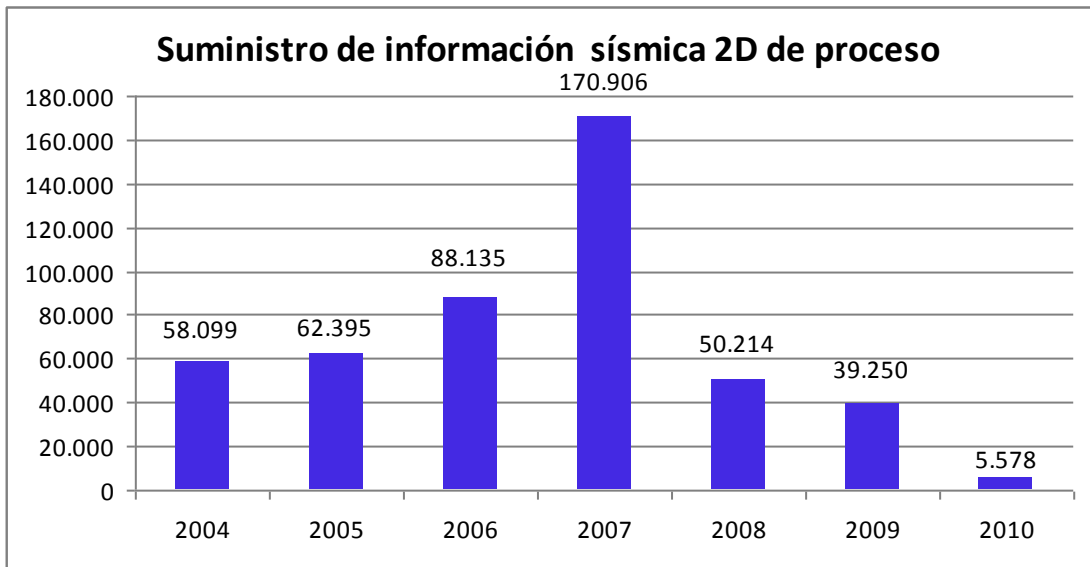
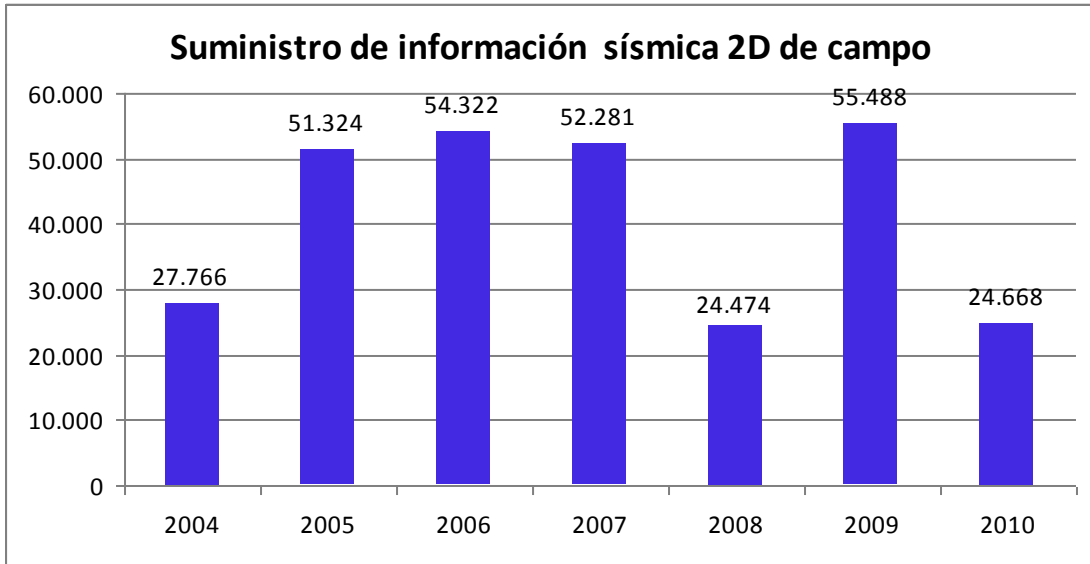
Estos datos no incluyen la información suministrada a las compañías suscriptas al servicio de autoatención y la descargada para el desarrollo del proceso competitivo de Open Round 2010 (10.255 sísmicas de proceso, 6.875 imágenes, 1.023 documentos, 1.108 registros de pozo y 1.424 UKOOAS).

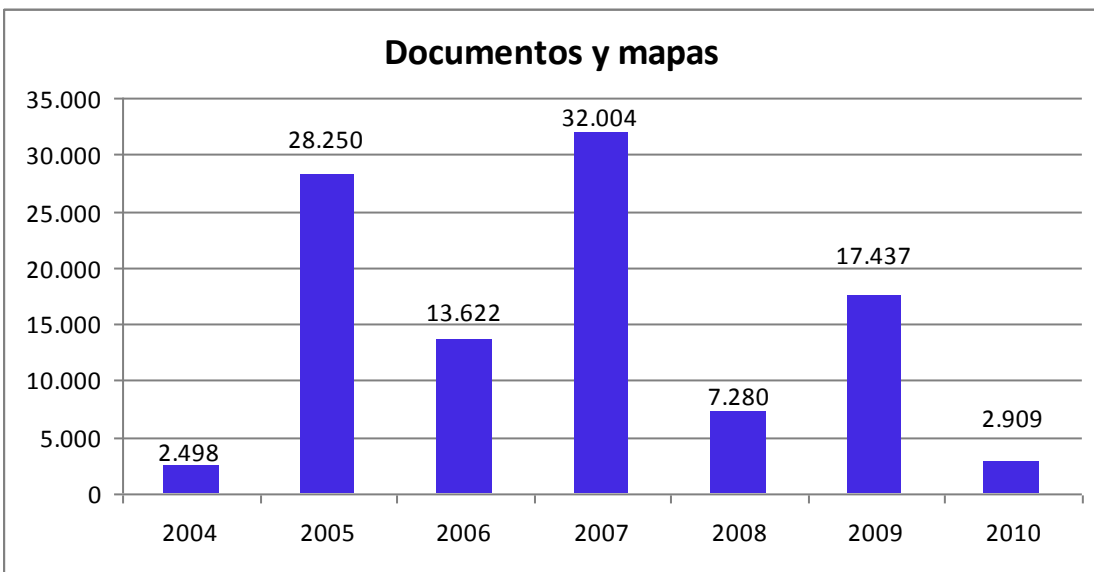
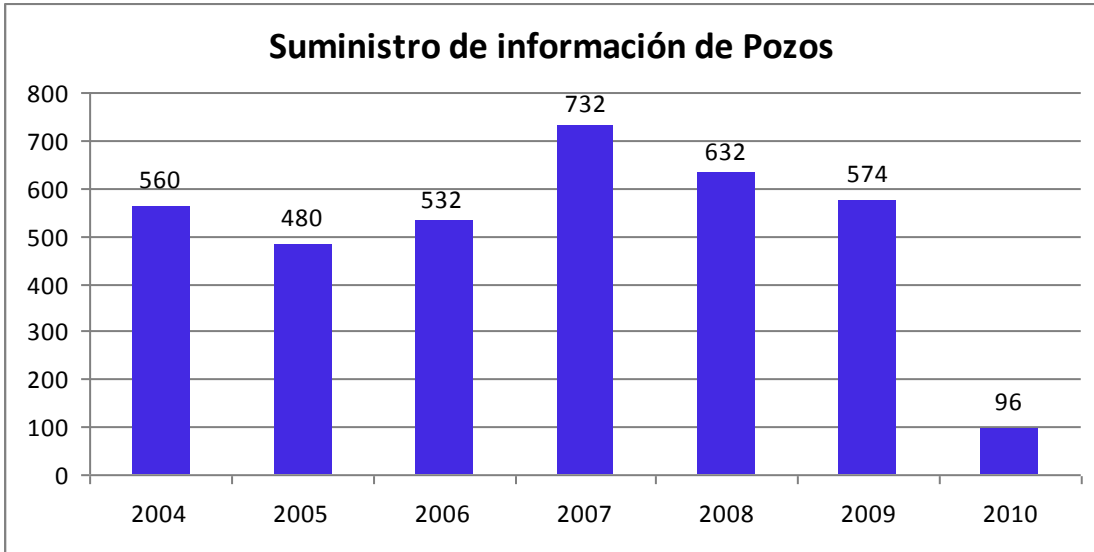
Estos volúmenes de información suministrados a la industria petrolera, son el principal aporte del Banco de Información Petrolera a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia.

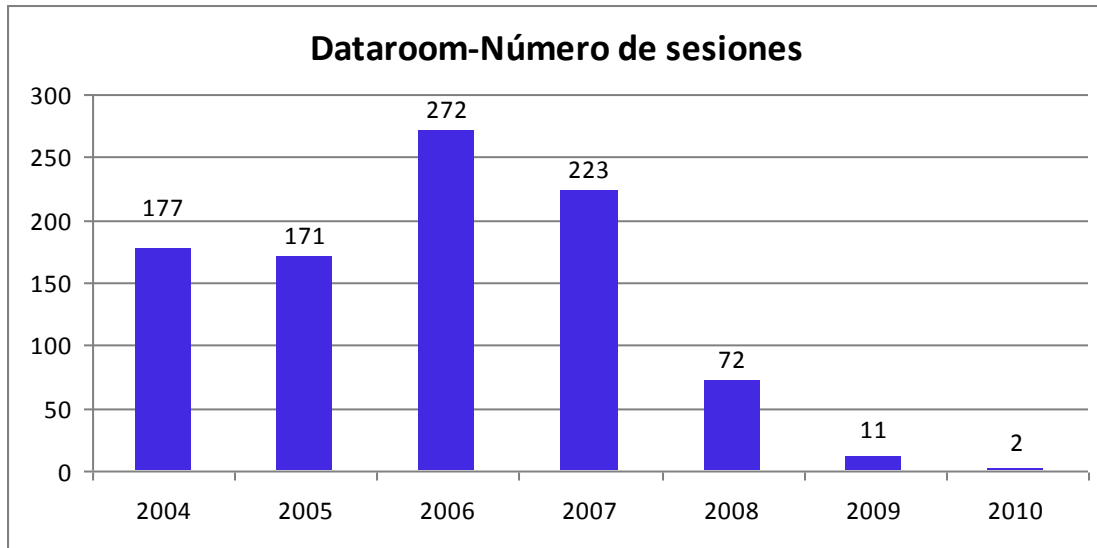
Para el año 2009, las cuencas de mayor demanda de información fueron: Llanos Orientales, Valle Medio del Magdalena, Caguán - Putumayo, Valle Inferior del Magdalena y Sinú - San Jacinto, mientras que durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, la información de las cuencas de Tumaco, Tumaco Offshore, Llanos Orientales, Guajira Offshore y Sinu Offshore fue la más solicitada.

Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron en el 2009, fueron: Ecopetrol S.A., BHP Billiton, SK Energy, Petrobras, Petrominerales y Vale Colombia, entre otras. Para el 2010, con corte a 31 de mayo, las compañías con mayor número de solicitudes son Ecopetrol S.A., Hess Colombia Limited, Hocol S.A., Trayectoria Oil and gas Sucursal Colombia y Rancho Hermoso S.A.

Los resultados de los primeros cinco (5) meses del 2010, comparados con los de años anteriores se ilustran en las figuras que se presentan a continuación.







La disminución en el suministro de algunos tipos de información, durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se debe esencialmente a que la mayoría de los requerimientos por parte de las compañías se ha centrado en la información contenida en los paquetes de información para la Ronda 2010.

5. Servicio de autoatención EPIS

El servicio de autoatención consiste en la conexión directa al portal Web del EPIS para descargar información técnica y geológica, que facilita las labores operativas de las compañías, ya que pueden disponer de la información insumo de sus proyectos en tiempo real.

A partir de la nueva plataforma del EPIS, se implementó el servicio de autoatención a través de un servidor FTP, tecnología que permite disponer de grandes volúmenes de información de manera remota y acceder a la información de forma segura mediante mecanismos de control de acceso. Durante el año 2009, se suscribieron a este servicio las siguientes compañías: Columbus Energy Sucursal Colombia, La Cortez Energy Colombia, Ecopetrol S.A., Meta Petroleum Corp. Sucursal Colombia, Telpico L.L.C, Petroandina, Hocol S.A y Maurel & Prom Colombia B.V. Para los primeros cinco (5) meses del 2010, se han suscrito dos nuevos contratos, un contrato adicional con Ecopetrol S.A y uno con Suroco Energy Colombia.

6. Ingresos y egresos del Banco de Información Petrolera EPIS

El valor facturado por el servicio de suministro de información a los usuarios del EPIS para el año 2009, fue de \$ 6.870.844.161,15 incluido el IVA. Los egresos del EPIS durante la misma vigencia fueron de \$10.174.159.508 de acuerdo con lo establecido en los Contratos No. 066 de 2007 y 094 de 2007, suscritos con

Schlumberger Surencó S.A y la Unión Temporal Synapsis-Colombia Telecomunicaciones, respectivamente.

Los ingresos del EPIS para el año 2009, fueron la suma de los siguientes conceptos:

CONCEPTO	VALOR (IVA)
OPEN ROUND 2010	\$ 1.669.769.066,81
EPIS	\$ 5.201.075.094,34
TOTAL BIP	\$ 6.870.844.161,15

Para los primeros cinco (5) meses del año 2010, los ingresos del EPIS fueron de \$8.245.763.489,78 constituidos por los siguientes conceptos:

CONCEPTO	VALOR (IVA)
OPEN ROUND 2010	\$ 7.764.606.424,96
EPIS	\$ 481.157.064,82
TOTAL BIP	\$ 8.245.763.489,78

Los egresos por contratos para el año 2009 fueron:

CONTRATO No. 066 DE 2007 (EPIS)	
ITEM	2009 - VALOR INCLUIDO IVA
Costo Fijo Mensual	\$ 1.101.603.500
Precios Unitarios Fijos	\$ 3.932.424.112
Actividades Esporádicas	\$ 1.102.006.532
Reembolsables	\$ 29.414.953
TOTAL	\$ 6.165.449.129

CONTRATO No. 094 DE 2007 (Plataforma tecnológica)	
ITEM	2009 - VALOR INCLUIDO IVA
Valor Mensual	\$ 3.261.357.579
Actividades Esporádicas	\$ 747.352.800
TOTAL	\$ 4.008.710.379

Según estos valores, el porcentaje de ingresos Vs egresos fue de 68 %, lo que evidencia que en el 2009, un 68 % de los egresos del EPIS fueron cubiertos por los ingresos generados.

Para los primeros cinco (5) meses del año 2010, se tienen egresos por un valor de \$ 2.221.621.769,13 constituidos por los siguientes gastos:

CONTRATO No. 059 DE 2010 (EPIS)	
ITEM	2010 - VALOR INCLUIDO IVA
Costo fijo Mensual	\$ 261.901.263
TOTAL	\$ 1.008.962.657

CONTRATO No. 117 DE 2009 (Cintoteca)	
ITEM	2010 - VALOR INCLUIDO IVA
Costo fijo Mensual	\$ 37.920.400
TOTAL	\$ 227.522.4 00

CONTRATO No. 094 DE 2007 (Plataforma tecnológica)	
ITEM	2010 - VALOR INCLUIDO IVA
TOTAL	\$ 985.136.712,13

7. Ingresos y egresos de la Litoteca

En el 2009, la Litoteca Nacional prestó servicios a la industria petrolera por \$1.072.541.028 sin incluir el valor del IVA. La ANH reconoció \$1.509.970.722, sin IVA, por la administración y operación de la Litoteca. Por lo tanto, los ingresos cubrieron el 71 % de los egresos. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, la Litoteca Nacional facturó servicios por \$550.536.116 y los costos de administración y operación fueron de \$325.860.254.

8. Tiempos de entrega de información a usuarios

El seguimiento y los ajustes realizados dentro del proyecto EPIS, entre los que se incluye la adopción de la evaluación del servicio dentro de los nuevos contratos de la operación del EPIS, ha permitido reducir los tiempos de entrega de la información. Para el último trimestre de 2009, el promedio de los días de suministro fue de 1,0. Para los primeros cinco (5) meses de 2010, el promedio de días de suministro de información técnica fue de 11,5 días. Este valor se debe esencialmente al hecho de que durante este periodo se le ha dado prioridad a la descarga de la información requerida para el proceso competitivo de Open Round 2010.

9. Proyectos de inversión

Durante 2009 se desarrollaron los siguientes proyectos de inversión:

- Estudios previos y trámites necesarios para la obtención del registro de la marca EPIS, sus servicios y productos. Se suscribió el contrato No.074 de 2009, con la firma Muñoz Abogados compañía limitada – Iurismark Ltda, en donde se realizó el estudio de antecedentes de la marca, estudio de

confundibilidad de ésta y la identificación de productos y servicios para la obtención de registros marcarios, adicionalmente se presentaron las solicitudes de registro de marca ante la Superintendencia de Industria y Comercio.

- Sistema automático contra incendios para la Cintoteca. En el año 2008, se suscribió el contrato para el suministro y montaje del sistema automático contra incendios para la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla acorde con sus necesidades y condiciones físico ambientales. Como resultado de este contrato, en el primer trimestre de 2009, se instaló y se puso en funcionamiento dicho sistema.
- Georreferenciación Magna-Sirgas. Con este proyecto se realizó el diagnóstico y control de calidad de la georreferenciación y la georreferenciación en Magna Sirgas de la información contenida en el EPIS. Se llevaron a cabo las siguientes etapas: a) migración de información contenida en las bases de datos de Metatool y Mapoteca, b) selección de información a clasificar y asociación de archivos con metadatos, c) clasificación y proyección de campos de inventario para cada archivo y d) reproyección de archivos al datum Magna-Sirgas.

10. Actividades de cartografía

Durante el año 2009, el Grupo de Cartografía de la ANH dio respuesta a 1.101 solicitudes, generando un total de 2.536 productos para 44 funcionarios de la entidad. Durante los primeros cinco meses del año 2010, se le dio respuesta a 469 solicitudes, generando 1.081 productos para 35 funcionarios de la entidad. En este punto es importante tener en cuenta que la complejidad de los productos generados es muy variable.

11. Litoteca Nacional

La Litoteca Nacional, durante el año 2009, desarrolló 416 órdenes de servicio a 19 empresas del sector petrolero. En los primeros cinco (5) meses de año 2010, desarrolló 134 órdenes de servicio a 15 compañías, lo cual implicó el desarrollo de las siguientes actividades:

- El alquiler de 2 horas del servicio de montacargas, 86 días de la sala de conferencias, 215 días de sala de consulta privada, 1.434 días de mesas en sala de consulta pública y 19 días de la sala de juntas para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se realizó el alquiler de 29 días de la sala de conferencias, 5 días de sala de consulta privada, 565 días de mesas en sala de consulta pública y 11 días de la sala de juntas.

- La movilización de 11.735 cajas con material litológico para la realización de consultas para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se realizó la movilización de 3.838 cajas con material litológico para la realización de consultas.
- La adquisición de 2.644 pies de Registro Gamma Spectral para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010 se adquirieron 328 pies.
- El almacenamiento de 1.894 cajas con material litológico para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se almacenaron 2.263 cajas de diferentes compañías operadoras.
- El suministro de copias digitales de 4.623 pies de Registros Core Gamma Spectral para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se suministraron copias digitales de 165 pies de estos registros.
- El corte de 847 pies de corazones, de los cuales 420 pies fueron en manga de aluminio para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se cortaron 471 pies de corazones en manga de aluminio.
- El lavado de 102 muestras de ripios de perforación para el 2009.
- La toma de 18.899 muestras para diferentes tipos de análisis en el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se realizó la toma de 2.833 muestras para diferentes tipos de análisis.
- La verificación y preservación de 848 pies de corazones para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se verificaron y preservaron 466 pies de corazones.
- La adquisición de fotografías de 7.638 pies de corazones y su correspondiente diseño para el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se adquirieron fotografías de 1.718 pies de corazones y se realizó el diseño de 1.688 pies de fotografías.
- El suministro de copias digitales de fotografías de 209 pies de corazones para el 2009.
- Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se realizó el escaneo de 16 unidades de negativos y el montaje de 46 pies de fotografías secuenciales.
- La venta de 7.666 cajas plásticas para el almacenamiento de rocas en el 2009. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010 se realizó la venta de 6.697 cajas.

- En el 2009, las encuestas de satisfacción al cliente mostraron un promedio de calificaciones entre “Excelente” y “Bueno” de 89.91 %. Las encuestas de satisfacción aplicadas durante los cinco (5) primeros meses del año 2010, muestran un promedio 81,04% entre “Excelente” y “Bueno”.
- Durante el año 2009, las empresas del sector petrolero, en cumplimiento de los compromisos adquiridos, remitieron a la Litoteca Nacional 14.294 cajas con material litológico, presentando una disminución del 11,6% frente a lo recibido durante el 2008 (16.180 cajas). Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se han recibido 6.138 cajas con material litológico.
- Durante el 2009, se verificaron y cargaron en la base de datos 17.711 cajas con material litológico. Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, se verificaron y cargaron 4.221 cajas a la base de datos.

Adicionalmente, en el 2009, la Litoteca Nacional prestó 10 servicios de consulta de información técnica a proyectos de la ANH, para los cuales se utilizó 53 días de sala privada, 117 días de mesa en sala pública, se movilizaron 3.319 cajas con material litológico y se tomaron 1.459 muestras. Estos proyectos por ser de carácter interno no generaron ningún tipo de contraprestación económica a la ANH.

Durante los primeros cinco (5) meses del año 2010, la Litoteca Nacional ha prestado 7 servicios de consulta de información técnica a proyectos de la ANH, para los cuales se utilizó 196 días de sala privada, 85 días de mesa en sala pública, se movilizaron 1.942 cajas con material litológico, se tomaron 147 muestras y se adquirieron 13.384 pies de fotografías de cores.

PROCESOS DE APOYO

GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

1. 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 realizaron las siguientes actividades por el período comprendido entre el 1 de julio de 2009 al 31 de mayo de 2010:

Número Servidores	Actividad
26	Superaron el período de prueba y se adelantó el trámite de inscripción en el registro de carrera administrativa ante la CNSC
1	No superó el período de prueba y fue declarado insubsistente
1	Renunció antes de terminar el período de prueba y regresó a la entidad donde se encontraba nombrada en propiedad
2	Nombramientos en período de prueba y posesión utilizando la lista de elegibles en el año 2010
3	Servidores en período de prueba
25	Evaluación del desempeño ordinaria (fracción de 2009 hasta el 31 enero de 2010)
28	Concertación compromisos laborales febrero (o fracción) 2010 a enero 2011

2. Bienestar social, salud ocupacional y capacitación laboral

En el lapso comprendido entre julio 2009 a mayo de 2010, se resalta lo siguiente:

La ejecución del Plan de Bienestar Social, los eventos desarrollados se encaminaron principalmente mejorar el clima laboral, a través de la realización de actividades de integración entre los empleados de las diferentes áreas de la Agencia. Adicionalmente, se buscó ampliar el límite de acción hasta el grupo familiar de los empleados. Dentro de las actividades realizadas cabe destacar:

- Vacaciones recreativas para los hijos de los funcionarios (julio y diciembre 2009)
- Campeonatos internos deportivos (noviembre y diciembre de 2009)
- Día de la familia ANH (diciembre 2009)
- Encuesta opinión y expectativas para las actividades de bienestar social (diciembre 2009 – enero 2010)

- Estructuración y presentación de propuesta plan de bienestar (diciembre-febrero)
- Cultura y aprovechamiento tiempo libre: entrega de tarjetas cineco y bono para la utilización de servicios de la caja de compensación familiar a los servidores (diciembre 2009) y entrega de dos taquicheques a cada uno de los servidores.(mayo 2010)
- Evaluación clima laboral (inicio el proceso en febrero 2010)
- Valoración de la cultura e impacto de la comunicación institucional interna (inicio el proceso en febrero 2010)
- Campaña la Receta del Éxito, que busca la intervención al clima laboral, a través de espacios de aprendizajes lúdicos, vivenciales y de integración para el fomento del auto-cuidado, trabajo en equipo, comunicación asertiva y pertenencia.(Ultimo viernes de cada mes a partir de abril de 2010)

El Programa de Salud Ocupacional, se resaltan las siguientes actividades:

- Revisión requisitos legales: Se cuenta con la matriz de requisitos legales, acopiando las normas respectivas, y evaluando aquellas en las que se debe gestionar actividades.
- Identificación de riesgos: Se llevó a cabo el levantamiento del panorama de factores de riesgo, en el piso 12 sede principal y la sede Cintoteca.
- Subprograma de Medicina Preventiva y del Trabajo: Se han realizado los exámenes médicos de salud ocupacional para ingreso y retiro; Exámenes médicos de seguimiento (noviembre 2009); semana de la salud ocupacional (octubre 2009), valoración de riesgo cardiovascular (abril 2010), registro del ausentismo.
- Subprograma de Seguridad Industrial. Se realizó la recarga de los extintores y se realizó medición del nivel de iluminación.
- Planes de emergencia: Participación en simulacros de evacuación (noviembre 2009). Se realizó la actualización de la ubicación del personal en la ANH entregándola a los brigadistas. Se realizó visita a la nueva sede para determinar el tipo y sitio para la ubicación de las señales de emergencia.
- Capacitación Brigadas de Emergencia: Se ha realizado capacitación a las brigadas de emergencia, los días 11 y 25 de febrero; 25 de marzo, 8 y 22 de abril, a cargo de un asesor de la ARP.
- Reuniones COPASO: Han realizado reuniones ordinarias del COPASO, una vez al mes.

Plan de Capacitación: El personal de carrera administrativa ingreso en el 2009 en periodo de prueba, lo cual limitó el desarrollo de las actividades de capacitación, sin embargo, se han ido desarrollando actividades en lo siguiente:

- Inducción: En el lapso julio 2007 a mayo 2010 se han realizado 6 procesos de inducción a la entidad.

- Reinducción: En el 2009, se incluyó como uno de los componentes de la campaña Explorando su potencial, abarcando temas como peticiones, quejas y reclamos, MECI, Mejoramiento Continuo, Seguridad en la Información, Valores, entre otros. En el 2010, se ha realizado una evaluación en temas como Código de Ética, planeación estratégica, MECI, conocimiento de la entidad y riesgos.
- Plan Institucional de Capacitación, se ha iniciado la implementación de la metodología exigida por el Plan Nacional de Formación y Capacitación del Estado, aprobado por el Decreto 4665 de 2007, en lo corrido del 2010 se ha culminado la fase de sensibilización (marzo-abril), se avanza en la fase de formulación. En el 2009 como el personal se encontraba en periodo de prueba, el desarrollo del PIC no se pudo realizar.
- Seguimiento actividades: En lo corrido del 2010 se han realizado 23 actividades de capacitación, incluyendo las desarrolladas por las propias áreas.

ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Entre 2009 y el 31 de mayo de 2010 el área de sistemas se concentró en dos frentes:

1. Acompañamiento en el proceso de levantamiento del “SER” y “DEBER SER”, así como la recepción de los equipos en el Centro de Cómputo de la ANH a la UT SIANH encargada de la implementación del Sistema Integrado de Información. Coordinación con la firma interventora DIA Ltda y con Fonade entidad a través de la cual se realizó esta contratación.
2. Continuación de la implementación de mecanismos que mejoren y garanticen la seguridad informática, como son:
 - Instalación, migración y capacitación del licenciamiento de la solución Total Protection for Data de Siemens, herramienta con que opera el DLP – Data Loss Prevention, para el control de la fuga de información de la ANH a través de dispositivos externos, impresiones y correos, utilizando reglas de chequeo sobre la información electrónica.
 - Operación del DRP – Plan de Recuperación de Desastres que hace respaldo a la infraestructura tecnológica de los servidores SAPPL, SMAIL, SFILE y SALMACENA determinados como críticos, en el Centro de Cómputo de Terramark Zona Franca.
 - Pruebas y capacitación del Risk Manager, herramienta de gestión de vulnerabilidades.

A su vez, se continuó trabajando en los proyectos propios del área como son:

- Administración de la plataforma de infraestructura tecnológica sobre la que opera el Banco de Información Petrolera, a través de un contrato con la Unión Temporal Synapsis-Telefónica.
- Continuación del acondicionamiento de la página web de la ANH para el cumplimiento a los lineamientos de Gobierno en Línea e inclusión de la información correspondiente a Ronda Colombia 2010. Se continúa mejorando la intranet de la ANH mediante la inclusión del Boletín Interno (versión web).
- Operación del Módulo de Control de Producción del Sistema Integrado de Información, que permite el manejo adecuado de toda la información técnica operacional y de producción de los pozos de petróleo y gas de una manera organizada, integrada y centralizada con el objetivo de realizar seguimiento de la producción y control de la información de manera oportuna.

- Se programó el traslado del Centro de Cómputo del BIP (actualmente en Terramark) a la nueva sede de la ANH en la Avenida Calle 26 para Julio 1 de 2010 y del Centro de Cómputo de la ANH (en las oficinas de la CII 99) y de todos los equipos de oficina (desktop, work-stations, e impresoras) existentes en la CII 99, en Agosto 1 de 2010.
- En cuanto a desarrollos internos, se pasó a la etapa de desarrollo y pruebas del aplicativo sobre el cual operará la Ronda Colombia 2010. Y se realizó mantenimiento a los siguientes aplicativos:
 - Balance Score Card (Tablero de Mando, que controla indicadores de gestión)
 - Sistema de Gestión de Proyectos – SGP
 - Sistema de Administración de Clientes – CRM
 - Soporte Litoteca
 - Sistema de Gestión de Contratos de Exploración - SGC
- Se finalizó el contrato del Sistema Integrado de Información del Sector Minero Energético contratado a través de Fonade con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi-IGAC.

El servicio de archivo se comenzó a suministrar mediante la prestación de servicios técnicos.

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 2009, se realizaron un total de 14 sesiones y en lo que va corrido del año 2010, se han realizado 5 sesiones, todas con sus correspondientes actas.

Así mismo, se ha realizado el seguimiento a las tareas asignadas por el Consejo Directivo a las diferentes dependencias y se han preparado los correspondientes actos administrativos.

2. Actividad legislativa

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

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

3. Convenios interadministrativos

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

Para el efecto, elaboró los diferentes convenios previstos para el año 2009, cuyo resultado, fue la suscripción de 36 convenios en el año 2009 y 4 para lo corrido de 2010.

4. Procesos especiales

La oficina jurídica prestó el apoyo para la estructuración y trámite del proceso competitivo *Open Round* 2010.

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

Durante el año 2009 y los cinco primeros meses del año 2010, la oficina jurídica apoyó al grupo de asignación de áreas en la revisión de las propuestas de los contratos de evaluación técnica, TEA, así como de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos, E&P. Elaboró las minutas de 66 contratos, de los cuales 7 contratos son TEA suscritos por asignación directa, sin la realización de proceso competitivo, y 59 corresponden a los contratos E&P suscritos durante este período. Adicionalmente, se redactó la minuta de los tres convenios de producción sobre áreas de operación directa que se suscribieron con Ecopetrol.

Finalmente, durante este periodo se revisaron y aprobaron 5 contratos de fiducia mercantil exigidos por el consejo directivo, para la suscripción de contratos de E&P, se realizaron las prórrogas de las fiducias vigentes y se revisaron y aprobaron fiducias mercantiles de contratos en ejecución, para un total de 36.

6. Recursos

Se elaboraron los proyectos para resolver el 100% de los recursos interpuestos contra los diferentes actos administrativos proferidos por la Entidad. Se resolvieron un total de 7 recursos, discriminados de la siguiente forma:

REPOSICIÓN: Se resolvieron un total de dos (2) recursos de reposición, relacionadas con el proceso Misional (E&P y/o TEAs), así mismo se presentó un rechazo de fondo frente a un Recurso de Reposición que no cumplía con los requisitos para la presentación del mismo.

APELACIÓN: No se presentaron apelaciones referente a la actividad contractual misional (E&P y/o TEAs).

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 20 actas en el 2009

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 la siguiente manera:

Para la Vigencia 2009:

- Relación de Contratos Celebrados

TIPO DE CONTRATO	
Autoatención	9
Contrato	123
Convenio	36
Orden	141
Otrosí	109

- Relación de procesos Celebrados regidos por el Estatuto de Contratación Administrativa

PROCESOS CELEBRADOS	
Modalidad de Selección	No. de Procesos
Contratación directa	89
Concurso de méritos	1
Selección abreviada min. Cuantía	5
Selección abreviada	1

- Relación de procesos Celebrados regidos por el Manual de Contratación Misional

PROCESOS CELEBRADOS	
Modalidad de selección	No. de procesos
Contratación directa	112
Selección de mercado	47

A 31 de mayo de 2010 la gestión contractual ha sido la siguiente:

- Relación Contratos Celebrados

TIPO DE CONTRATO	
Autoatención	2
Contrato	59
Convenio	4
Orden	60
Otrosí	40

- Relación de procesos Celebrados regidos por el Estatuto de Contratación Administrativa

PROCESOS CELEBRADOS	
Modalidad de Selección	No. de Procesos
Contratación directa	23
Concurso de méritos	0
Selección abreviada min. Cuantía	6
Selección abreviada	4

- Relación de procesos Celebrados regidos por el Manual de Contratación Misional

PROCESOS CELEBRADOS	
Modalidad de selección	No. de procesos
Contratación directa	93
Selección de mercado	0

De igual manera, durante el periodo reportado se analizaron los estudios de conveniencia y oportunidad y demás obligaciones pactadas en cada uno de los convenios interadministrativos que fueron elaborados, cada uno de los cuales contó 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.

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 2009 se registró en el Portal del SICE el Plan de Compras inicial de la entidad.

Durante el transcurso de la vigencia 2009, se registraron 10 modificaciones al Plan de Compras reportado inicialmente. El valor final registrado en el portal del SICE asciende a la suma de \$7.880.991.109 discriminado de la siguiente forma:

Adquisición bienes y servicios	\$ 3.587.383.109
Servicios personales	\$ 2.602.400.000
Asesoría, diseño, adquisición, mantenimiento y construcción de los sistemas de información	\$ 1.442.208.000
Investigación básica aplicada	\$ 249.000.000
Valor registrado en el SICE	\$ 7.880.991.109

Para el año 2010, se tiene:

Adquisición bienes y servicios	\$ 11.737.134.000
Servicios personales	\$ 2.500.000.000
Asesoría, diseño, adquisición, mantenimiento y construcción de los sistemas de información	\$ 233.100.000
Valor registrado en el SICE	\$ 14.470.234.000

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 2009, la Agencia adelantó una actualización del inventario físico de los bienes de su propiedad. Adicionalmente, se modificó el instructivo para el manejo administrativo de los bienes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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

1. 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.

2. Medidas de austeridad

La Agencia durante el año 2009 implementó 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 consumo de café y agua
- 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
- Conversión de vehículos a gas natural

3. Archivo y correspondencia

Durante la vigencia la entidad asumió directamente el servicio de archivo y correspondencia y adquirió un software propio. Con esta medida garantiza la seguridad de la información de la entidad y logró una reducción importante de los gastos.

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 órgano⁵.

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 1260 de 2008, por medio de la cual se decretó el presupuesto de rentas y recursos de capital del 1º de enero al 31 de diciembre de 2009, ordenó una apropiación de \$326.497.070.000 para atender los gastos de funcionamiento e inversión de la ANH. Adicionalmente, el Decreto 4841 de 2008 estableció la liquidación del Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2009, detalló las apropiaciones, clasificó y definió los gastos de la ANH.

El 2 de enero de 2009, el gobierno expidió el Decreto 004 de 2009 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 \$74.407.000.000, en los siguientes rubros.

111 Construcción de infraestructura propia del sector	\$20.800.000.000
211 Adquisición y/o producción de equipos	\$3.000.000.000
310 Divulgación, asistencia técnica y capacitación	\$4.600.000.000
410 Investigación básica aplicada y estudios	\$46.007.000.000

Mediante Decreto 271 del 30 de enero de 2009 y Decreto 3679 del 25 de septiembre del mismo año, el Ministerio de Hacienda y Crédito Público en modificó el detalle del aplazamiento contenido en el Decreto 0004 de enero de 2009, quedando para la ANH la siguiente afectación:

111 Construcción de infraestructura propia del sector	\$10.000.000.000
211 Adquisición y/o producción de equipos	\$3.000.000.000
310 Divulgación, asistencia técnica y capacitación	\$2.100.000.000

⁵ Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.

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	\$172.851.000.000	99,8%
21	Otros Recursos de Tesorería	\$ 649.000.000	0,2%
	Total Ingresos Propios	\$326.497.070.000	100%

1.2 Excedentes generados por la ANH

Durante la vigencia 2009 se generaron excedentes por \$562.311.572.963 como se muestra en la siguiente tabla:

Concepto	Valor	Porcentaje
Presupuesto de ingresos apropiado	\$326.497.070.000	100%
Ejecución de ingresos	\$888.808.642.963	272%

2. Ejecutar el presupuesto

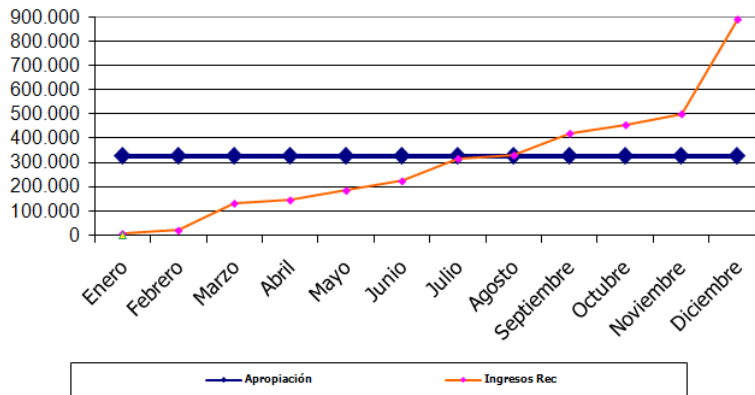
2.1 Porcentaje de ejecución del presupuesto (ingresos)

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

Concepto	Apropiación	Ingresos Causados	Porcentaje
Enero	326.497	6.755	2%
Febrero	326.497	20.526	6%
Marzo	326.497	131.585	40%
Abril	326.497	144.980	44%
Mayo	326.497	184.457	56%
Junio	326.497	223.516	68%
Julio	326.497	315.382	97%
Agosto	326.497	329.541	101%
Septiembre	326.497	419.199	128%
Octubre	326.497	454.371	139%

Concepto	Apropiación	Ingresos Causados	Porcentaje
Noviembre	326.497	499.313	153%
Diciembre	326.497	888.809	272%

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



Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Apropiación	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497
Ingresos Rec	6.755	20.526	131.585	144.980	184.457	223.516	315.382	329.541	419.199	454.371	499.313	888.809

Como puede observarse, la ANH cumplió holgadamente con la meta de recaudo de ingresos planteada por la Ley de Presupuesto para el año 2009. 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 004 de 2009 ordenó un aplazamiento de \$74.407.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

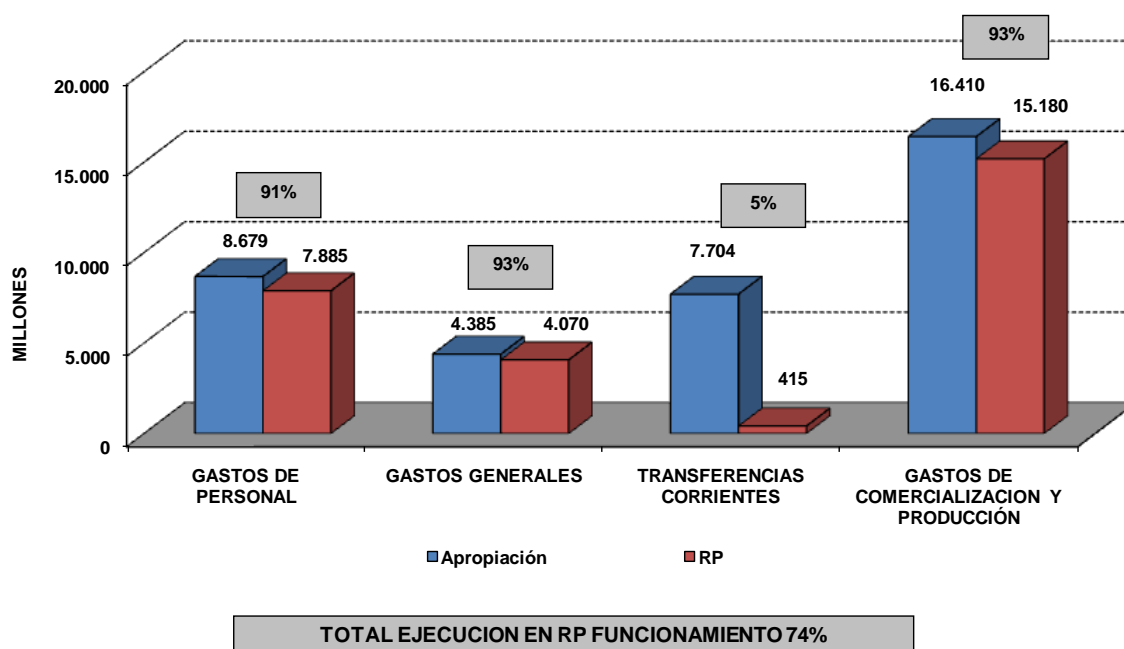
Teniendo en cuenta este aplazamiento y sus posteriores modificaciones, se presenta a continuación una descripción de los gastos de funcionamiento e inversión según lo decretado en la Ley general de apropiaciones:

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 2009, se presenta en el siguiente gráfico:



Como se observa, la ejecución de gastos de funcionamiento al 31 de diciembre del año 2009 corresponde a un 74% del total del presupuesto apropiado.

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 social⁶.

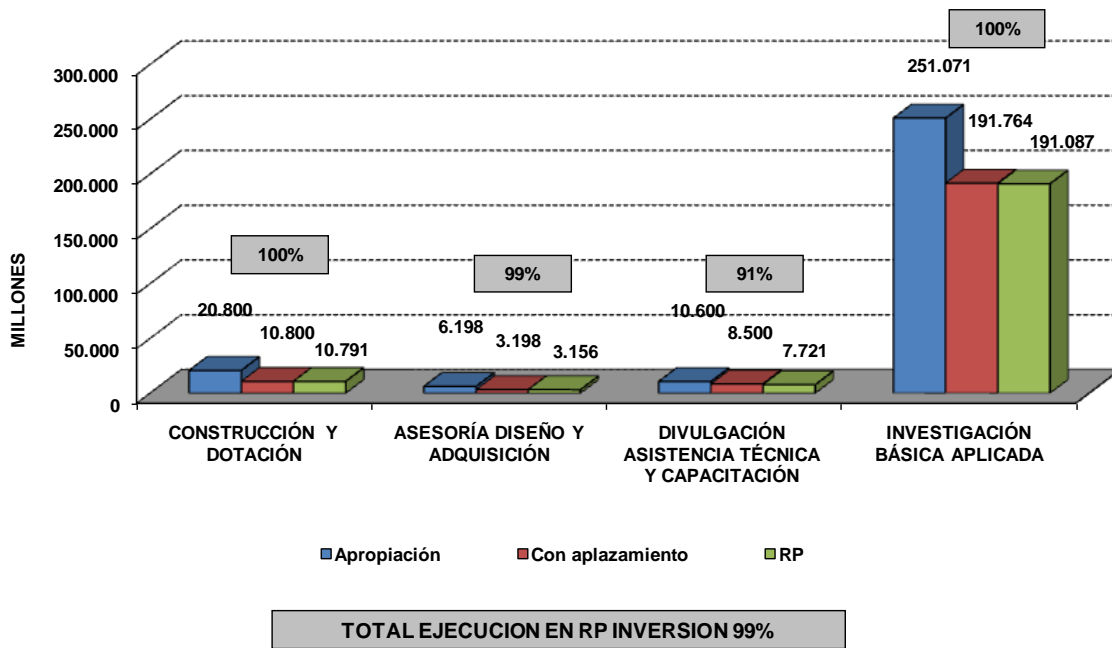
La característica fundamental de este gasto debe ser que su asignación permita acrecentar la capacidad de producción y productividad en el campo de la estructura física, económica y social, y en el caso de la ANH corresponden a la adquisición de infraestructura propia del sector, divulgación, asistencia técnica y

⁶ Definición según Ley 1169 de 2007

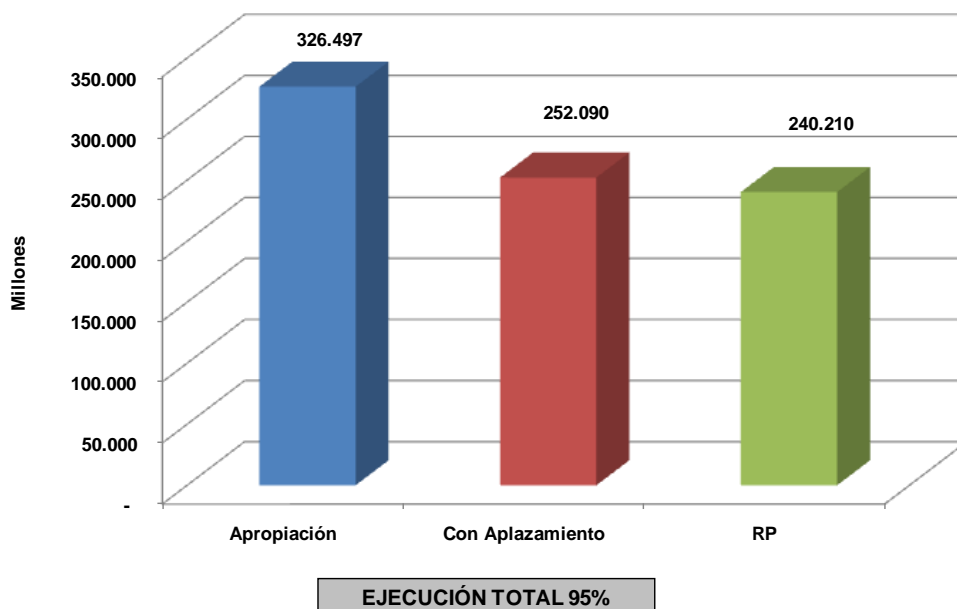
capacitación del recurso humano, investigación básica, aplicada y estudios y levantamiento de información para procesamiento.

Como se refirió anteriormente, el Decreto 004 de 2009 ordenó un aplazamiento de \$74.407.000.000 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.

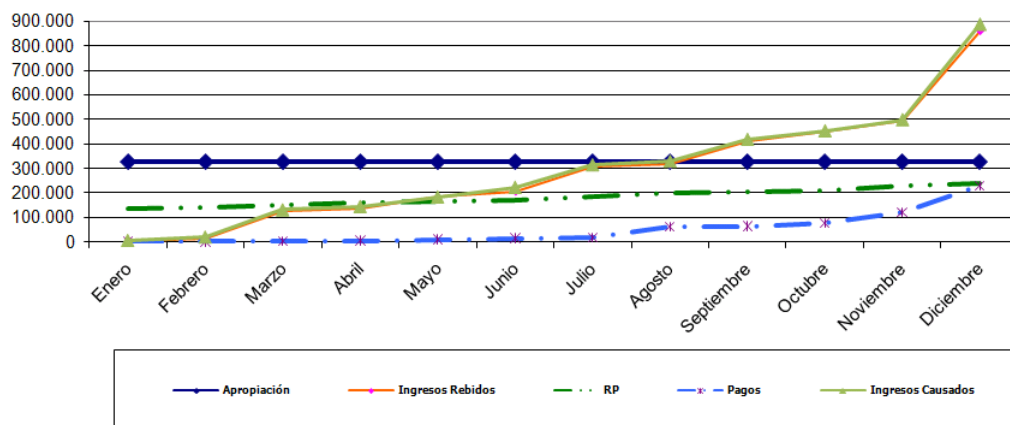
Así, la ejecución presupuestal de gastos de inversión a 31 de diciembre de 2009, se presenta en el siguiente gráfico:



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 2009 asciende al 95%, considerándose 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 2009.



Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Excedentes	0	0	0	0	0	0	0	3.044	92.702	127.874	172.816	562.312
Apropriación	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497	326.497
Ingresos Rebidos	5.861	14.632	126.274	137.629	183.546	205.208	306.558	317.108	411.645	448.303	492.956	860.019
Ingresos Causados	6.755	20.526	131.585	144.980	184.457	223.516	315.382	329.541	419.199	454.371	499.313	888.809
RP	135.788	142.591	148.758	162.366	167.873	170.775	187.144	202.005	205.035	210.367	229.354	240.210
Pagos	487	1.296	3.296	5.850	10.750	15.267	18.608	60.918	64.762	78.398	121.227	228.755

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 – MHCP expidió la circular Externa No. 003 del 8 de enero de 2009, mediante la cual informó que esta transición al SIIF Nación II se llevaría a cabo en dos fases: La primera, de alistamiento y aprendizaje, comprendería toda la vigencia 2009; y la segunda, correspondiente a la entrada en producción, a partir de 2010.

Posteriormente, mediante circular externa No. 004 de Enero 13 de 2009, el MHCP estableció los procedimientos a seguir por las entidades respecto de la implementación del SIIF Nación II.

Es de resaltar que a lo largo del año 2009, la ANH participó como entidad piloto en este proceso y atendió todos los requerimientos establecidos por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público, por la Coordinación del SIIF Nación II, relativos a exigencias de carácter tecnológico, de comunicación, y asistió a las capacitaciones programadas del personal responsable de implementar el mencionado proyecto.

Por último, el MHCP el pasado 4 de diciembre de 2009, expidió la circular Externa No. 024 mediante la cual determinó los lineamientos y procedimientos para continuar con la implantación del SIIF Nación II durante el año 2010 y a su vez, el ministerio ratificó a la ANH como entidad piloto en la implantación de este sistema.

EJECUCIÓN PRIMER TRIMESTRE 2010

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 órgano⁷.

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

La Ley 1365 de 2009, por medio de la cual se decretó el presupuesto de rentas y recursos de capital del 1º de enero al 31 de diciembre de 2010, ordenó una

⁷ Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.

apropiación de \$1.018.933.700.000 para atender los gastos de funcionamiento e inversión de la ANH. Adicionalmente, el Decreto 4996 de 2009 estableció la liquidación del Presupuesto General de la Nación para la vigencia fiscal de 2010, detalló las apropiaciones, clasificó y definió los gastos de la ANH.

El 3 de febrero de 2010, el gobierno expidió el Decreto 325 mediante el cual se aplazan unas apropiaciones en el Presupuesto General de la Nación de la vigencia fiscal 210. Como consecuencia de ello, a la ANH le correspondió un aplazamiento en su presupuesto de gastos de inversión en la suma de \$15.000.000.000, en el rubro C4105061 Estudios Regionales para la Exploración de Hidrocarburos

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

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

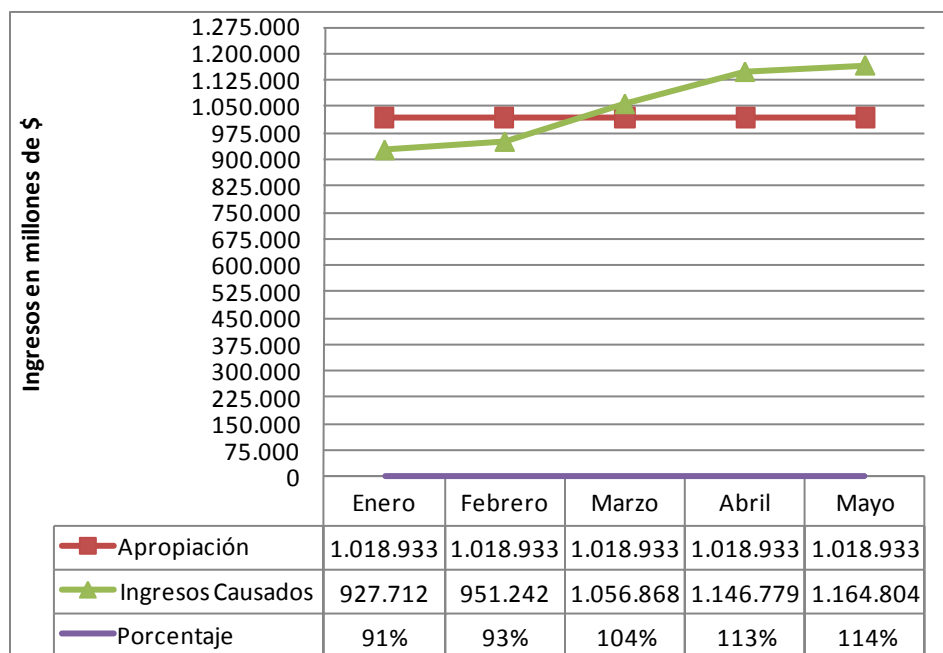
6. Ejecutar el presupuesto

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.

Concepto	Apropiación	Ingresos Causados	Porcentaje
Enero	1.018.933.700.000	927.711.697.658	91%
Febrero	1.018.933.700.000	23.530.584.992	2%
Marzo	1.018.933.700.000	105.625.457.875	10%
Abril	1.018.933.700.000	89.911.638.228	9%
Mayo	1.018.933.700.000	18.024.408.987	2%
Total trimestre	1.018.933.700.000	1.164.803.787.282	114%

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

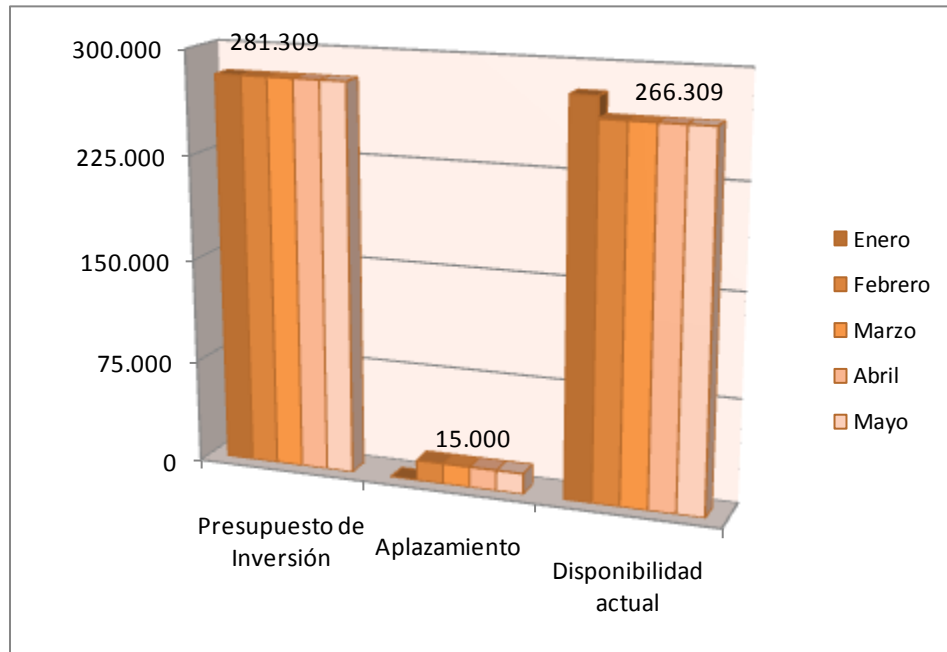


Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Apropiación	1.018.933	1.018.933	1.018.933	1.018.933	1.018.933
Ingresos	927.712	951.242	1.056.868	1.146.779	1.164.804
Porcentaje	91%	93%	104%	113%	114%

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.

7. 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 inversión de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.



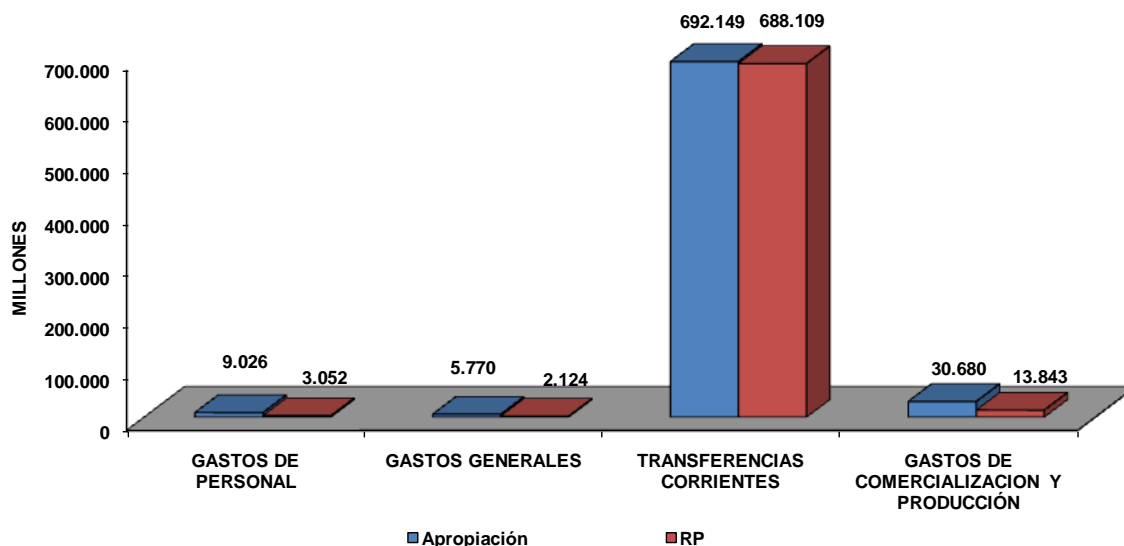
Concepto	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
Presupuesto de Inversión	281.309	281.309	281.309	281.309	281.309
Aplazamiento	0	15.000	15.000	15.000	15.000
Disponibilidad actual	281.309	266.309	266.309	266.309	266.309

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

7.1 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 mayo de 2010, se presenta en el siguiente gráfico:



Como se observa, la ejecución de gastos de funcionamiento al 31 de mayo de 2010 corresponde a un 96% del total del presupuesto apropiado.

7.2 Presupuesto de inversión

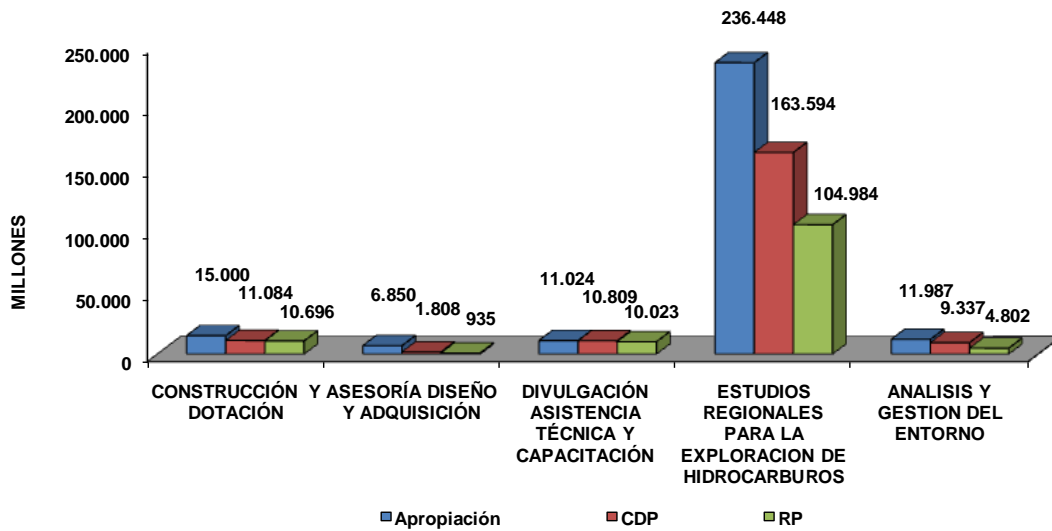
El presupuesto de inversión está compuesto por todas aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, son aquellos gastos destinados a crear infraestructura social⁸.

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.

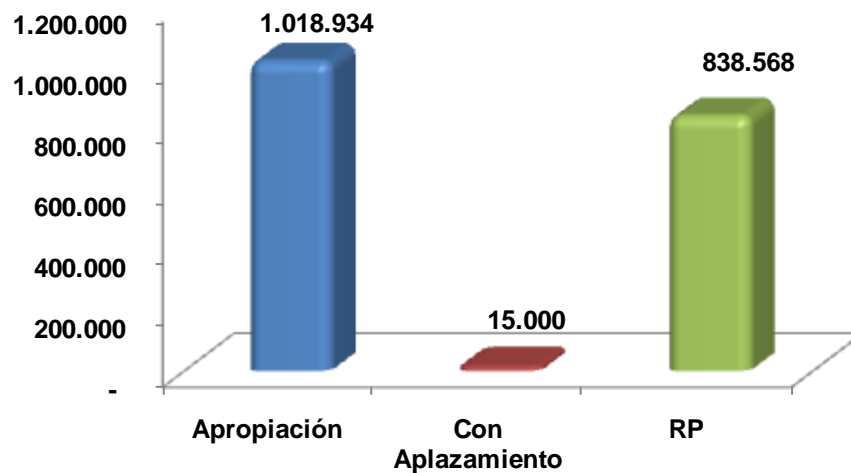
Como se refirió anteriormente, el Decreto 325 de 2010 ordenó un aplazamiento de \$15.000.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, razón por la cual el cálculo sobre la ejecución del presupuesto de inversión se realiza teniendo en cuenta este aplazamiento.

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

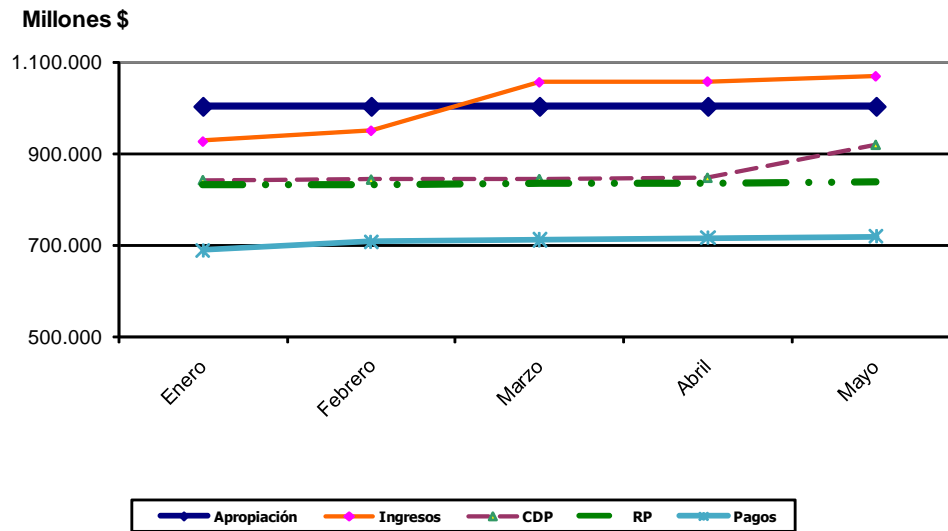
⁸ Definición según Ley 1169 de 2007



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 mayo de 2010 asciende al 49%, considerándose 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
Excedentes	0	0	52.934	54.569	66.067
Apropiación	1.003.933	1.003.933	1.003.933	1.003.933	1.003.933
Ingresos	927.712	951.242	1.056.867	1.058.502	1.070.000
CDP	843.031	844.238	845.303	848.132	920.460
RP	832.605	833.267	834.804	836.211	838.568
Pagos	689.041	708.210	711.925	716.075	719.607

PROCESO DE EVALUACIÓN

EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA

Durante el año 2009, 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:

- Emisión del Boletín “OCI” elaborado por el asesor de control interno
- Desarrollo la campaña “ANH explorando su potencial” con las temáticas en MECI: Riesgos, código de ética, comunicaciones y políticas operacionales.
- 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 logro la actualización de los mapas de cada proceso y la generación de planes de acción.

2. Monitoreo y Auditorías

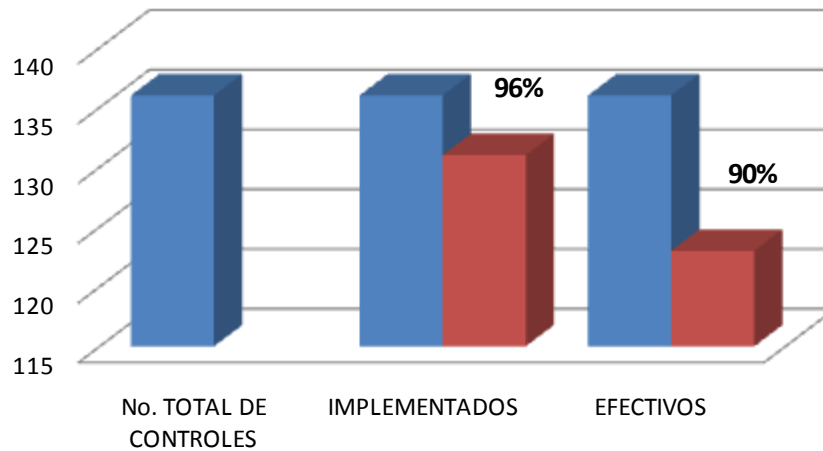
Se llevaron a cabo dos auditorías a los riesgos, con el objetivo de verificar la implementación y efectividad de los controles establecidos en los mapas de riesgo de cada proceso, para estas auditorías se contó con el apoyo de la firma Concalidad y KPMG.

Como resultados de estas auditorías se logro:

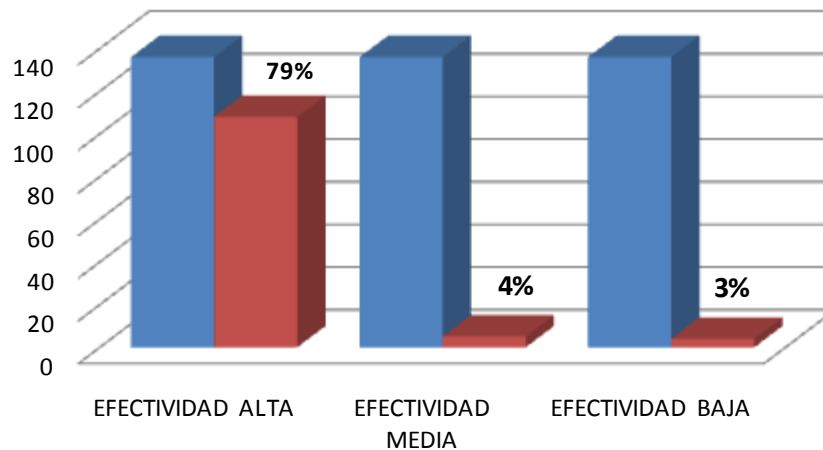
- Evidenciar la implementación de los controles establecidos en los mapas de riesgos.
- Identificar oportunidades de mejora en los procesos analizados, que deberán ser implementadas durante el año 2010.

En la siguiente grafica se presenta los resultados del estado de los controles evaluados:

ESTADO DE LOS CONTROLES (MAPAS DE RIESGOS) 2009



NIVEL DE EFECTIVIDAD DE LOS CONTROLES 2009



3. Resultados de otras auditoría

Además de las auditorías realizadas a los riesgos de la entidad durante la vigencia 2009, 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 2008, concluyendo que las operaciones financieras, administrativas y económicas se realizaron conforme a las normas legales, estatutarias y de procedimientos aplicables, feneciendo la cuenta, clasificándola en el cuadrante D22, que corresponde a una opinión a los estados contables con salvedades y una opinión de la gestión con observaciones.

4. Estado de las acciones correctivas y preventivas

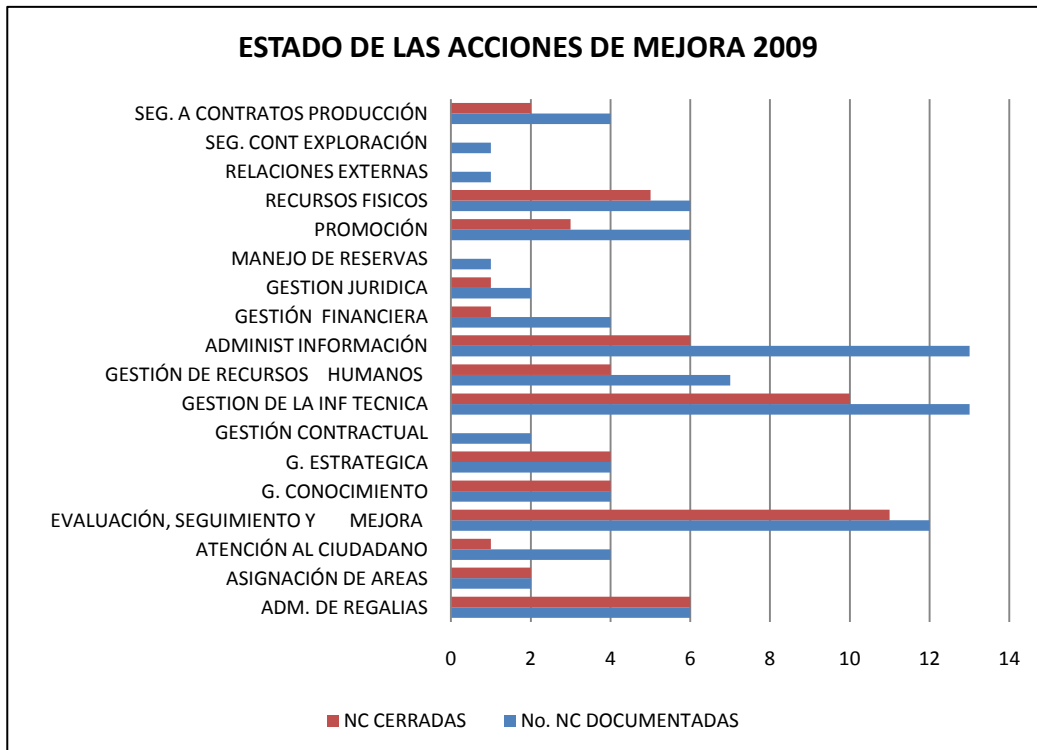
Durante el 2009 se trabajo permanentemente con los líderes de proceso en el fortalecimiento del Sistema de Gestión y Control, en crear cultura para el mantenimiento y la mejora de los procesos, para lo cual se llevaron a cabo varias actividades de apoyo en la generación de planes de mejoramiento para los procesos.

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

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

Se cuenta a 31 de Diciembre de 2009 con 89 reportes de acciones correctivas y preventivas, de los cuales 55 fueron implementados y cerrados y 34 se encuentra en proceso de implementación. Para el año 2010 la entidad tiene establecido actividades se seguimiento trimestral para verificar la implementación oportuna de los planes de mejoramiento y realizar el respectivo cierre.

El siguiente grafico presenta el estado de las acciones por cada proceso:



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 se pudo establecer que se ha cumplido en un 99%, se tenía previsto que a 31 de diciembre de 2008, se debían tener ejecutadas las acciones respectivas para 81 hallazgos, de los cuales se logro ejecutar acciones para 80 hallazgos. Para el hallazgo faltante, la entidad solicito plazo debido a las observaciones presentadas por los interesados en el proceso licitatorio para la contratación del Sistema Integrado de Información en el sentido de ampliar los plazos establecidos en los borradores de los pliegos de condiciones y a lo complejo del sistema a contratar. El día 8 de septiembre de 2009 se adjudicó el proceso de selección para la contratación del Sistema Integrado de Información.

6. Sistema de control interno

Se realizaron las evaluaciones y auditorias para verificar el estado de la implementación del MECI.

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 2010 se han desarrollo las actividades que se mencionan a continuación:

8. Capacitación

- Se llevo a cabo formación de 23 funcionarios como auditores internos en las normas NTC ISO 9001:2008 y NTC GP 1000:2009. Actualmente se está adelantando la fase de entrenamiento de auditores para la posterior realización de auditorías internas de la Entidad.
- Emisión del Boletín "OCI" elaborado por el asesor de control interno
- Iniciación de la campaña 5S.
- Inició ciclo de capacitaciones en MECI, componentes: Código de ética, políticas operacionales y administración de riesgos.

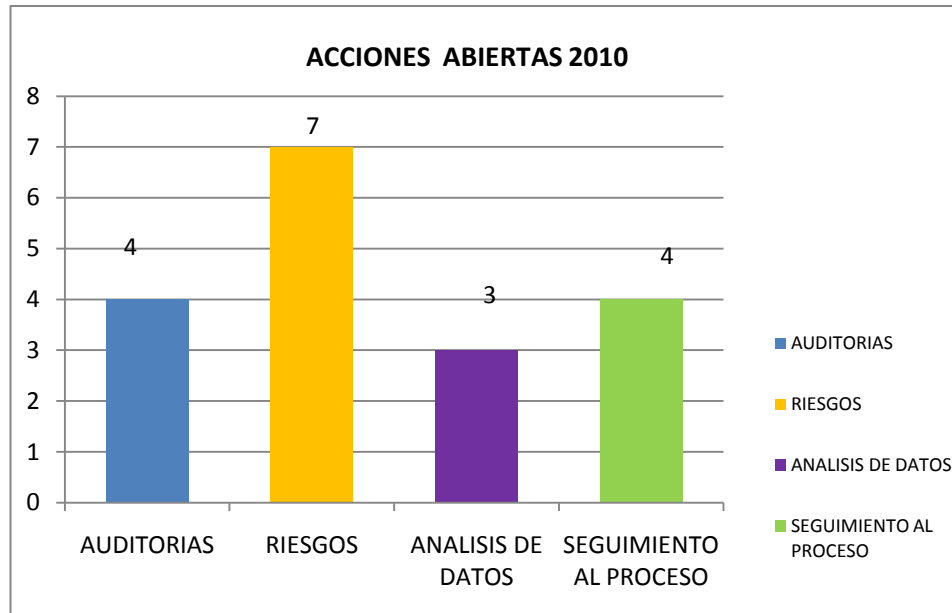
9. Monitoreo y control

9.1. Seguimiento a procesos

Se adelantaron las actividades relacionadas con la:

- Evaluación de gestión por dependencias,
- 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 noviembre y diciembre de 2009 y enero, febrero, marzo y abril de 2010.
- 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.

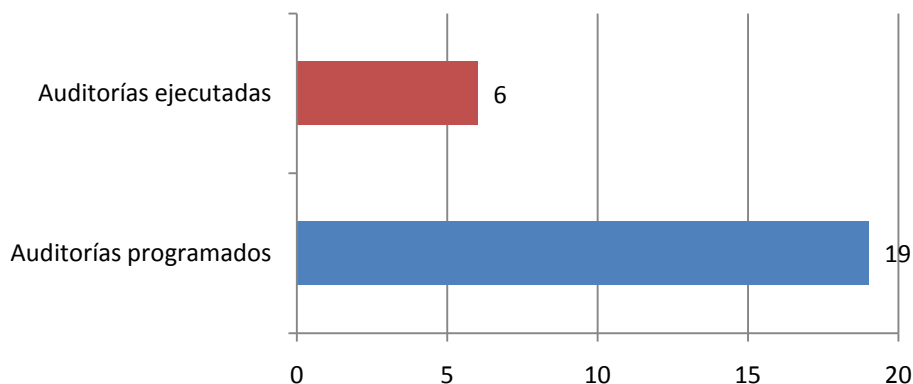
Estado de las no conformidades abiertas en el 2010



9.2. Auditoria Internas

De acuerdo con la programación establecida se inicio la ejecución de las mismas.

EJECUCIÓN DEL PROGRAMA DE AUDITORÍAS



10. Otras auditoría

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 2009.

11. 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 se pudo establecer que se ha cumplido en un 99%, se tenía previsto que a 31 de diciembre de 2008, se debían tener ejecutadas las acciones respectivas para 81 hallazgos, de los cuales se logro ejecutar acciones para 80 hallazgos. Para el hallazgo faltante, la entidad solicito plazo debido a las observaciones presentadas por los interesados en el proceso licitatorio para la contratación del Sistema Integrado de Información en el sentido de ampliar los plazos establecidos en los borradores de los pliegos de condiciones y a lo complejo del sistema a contratar. En la actualidad dicho proceso de contratación ya se encuentra adjudicado.

ATENCIÓN AL CIUDADANO

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

- Coordinar, controlar y efectuar seguimiento a las actividades relacionadas con la cultura de la participación ciudadana al interior de la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH.
- Coordinar 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.
- 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.

La mencionada Resolución 115 se encuentra en proceso de revisión y modificación, teniendo en cuenta los nuevos procesos y procedimientos de la Agencia, así como el actual esquema de gestión documental.

En el año 2009, además de efectuarse el seguimiento a la atención oportuna de las diferentes solicitudes presentadas por los ciudadanos, se realizó al interior de la Agencia una campaña para sensibilizar y concientizar a los funcionarios acerca de la importancia de atender en forma oportuna las diferentes peticiones de información, petición de documentos y consultas que a cada uno corresponda.

Durante el 2009 se atendieron 758 eventos, siendo los temas más consultados, aquellos relacionados con regalías, reservas de hidrocarburos e información de contratos E&P. Es de resaltar que en este periodo no se presentaron ante el grupo de participación ciudadana, quejas en contra de los funcionarios de la entidad por parte de la ciudadanía.

Con fecha de corte 31 de mayo de 2010, se han atendido en lo corrido del año, 358 solicitudes, divididas en derechos de petición, solicitudes de información y consultas.

Dentro de las actividades adelantadas en el Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, se tienen principalmente las siguientes.

Temas generales

- Asocolflores presentó a la ANH su programa Cultivemos la Paz en Familia de Asocolflores. Asistieron la Asesora de asuntos ambientales y sociales y los auditores sociales y ambientales y se acordó identificar escenarios donde se podría usar la mecánica del programa (administraciones municipales, juntas de acción comunal, cuadrillas de contratistas, etc.) en una futura reunión con Asocolflores, para que estos presenten luego una propuesta de acompañamiento.
- Se inició la participación del “Plan de Trabajo Conjunto para la Viabilidad y Sostenibilidad de las Actividades Petroleras”. La primera actividad ha sido fijar prioridades con base en el plan de trabajo aprobado por el Acuerdo Gobierno Industria.
- Durante el mes de septiembre de 2009 se realizó la explicación a la dirección de la ACP de las actividades de la Dirección del Proyecto DCP (Desarrollo de Crudos Pesados). Así mismo, se realizó la presentación a los miembros de Campetrol del Proyecto.
- Reunión con ACNUR, Alto Comisionado de las Naciones Unidas para los Refugiados, para explicar el proyecto.
- En el mes de noviembre de 2009 se llevó a cabo una reunión en la Universidad de los Andes, Facultad de Derecho, con un equipo de la Universidad de Harvard y la Universidad Diego Portales de Santiago de Chile, para discutir los avances de la Consulta Previa en Colombia.
- A finales del año 2009 se realizó una reunión con Paralife, fundación Suiza dedicada a la promoción de microseguros, para explicarles el proyecto DCP e identificar opciones de cómo utilizar los productos de la Fundación en beneficio de la región, apalancándose en las regalías petroleras.
- Fondo para la acción ambiental y la niñez. Reunión con el Secretario Ejecutivo, el Dir Administrativo y Financiero y la Especialista Ambiental (José Luis Gómez, Luis Germán Botero, Juana Camacho) y Fernando Trujillo (Omacha) para conocer cómo opera el fondo y así considerarlo como una posible opción para que los Operadores del DCP constituyan un capital que beneficie a la región del DCP.
- Se sostuvo una reunión con Rodrigo Parot, representante del BID en Colombia, para solicitarle consejo sobre cómo promover el desarrollo económico en la Orinoquía.

Temas relacionados con indígenas y tribales

- En el mes de julio de 2009 la Directora de Consulta Previa del MIJ explicó la nueva organización para trabajar los temas indígenas en el DCP.
- En el mes de agosto de 2009 se entregó al MIJ un mapa localizando todos los proyectos y clasificándolos según las tareas pendientes por ejecutar por parte del MIJ.
- En el mes de octubre de 2009 se realizó una reunión de Información General a los resguardos de Macaure, Caño Jabón y Barranco Colorado, en Puerto Alvira, Mapiripán, Meta, con coordinación logística de Pluspetrol, Operador del CPE 7 en asociación con Pluspetrol. En la reunión participó la ANH, el MIJ, personal de Pluspetrol y el Comandante de la Brigada con sede en San José del Guaviare. Se explicó el proyecto (ANH), los detalles de la Consulta Previa (MIJ), las particularidades de las actividades de Sísmica (Pluspetrol), y se realizó una charla explicándole a la comunidad su responsabilidad en diseñar mecanismos que permitan utilizar bien los recursos que genere el proyecto DCP y las eventuales regalías.
- Primer Taller de Impactos en Resguardo Unuma Vichada, Noviembre 6 y 7. Se asistió como observadores al taller de Talisman, realizado en San Juan del Morro, Vichada. Asistieron cerca de 50 Capitanes y el Cabildo Gobernador del Resguardo; Talisman desarrolló su programa.
- En el mes de enero de 2010 se participó en las sesiones de planeación de tres consultas previas de BHP Billiton: una en La Primavera, con el Resguardo La Llanura, y otras dos en Cumaribo con los resguardos Sta Teresita del Tuparro y Tomo W. En estas reuniones la ANH presentó el proyecto, UniAndes explicó sus actividades, y el Operador acordó la logística de los talleres a seguir.

Adicional a las actividades mencionadas anteriormente, dentro del avance del Proyecto de Desarrollo de Crudos Pesados, se han cumplido una gran cantidad de labores referidas primordialmente con:

- Temas con autoridades civiles.
- Temas de seguridad.
- Temas de infraestructura.
- Temas relacionados con la vocación económica de la región.
- Temas de educación.
- Temas con las compañías operadoras.
- Temas ambientales.
- Comité Social del DCP.
- Temas técnicos.
- Convenio MIJ – ANH.