

INFORME DE GESTIÓN 2009

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

TABLA DE CONTENIDO

PRESENTACIÓN.....	2
CAPÍTULO 1 - PROCESOS ESTRATÉGICOS	
Gestión estratégica	6
Proceso de relaciones externas.....	14
CAPÍTULO 2 - PROCESOS MISIONALES	
Gestión del conocimiento	20
Promoción.....	37
Asignación de áreas.....	47
Seguimiento a contratos de exploración	50
Producción	55
Manejo de reservas.....	67
Administración de regalías.....	71
Gestión de la información técnica	77
CAPÍTULO 3 - PROCESOS DE APOYO	
Gestión de recursos humanos	93
Administración de la información	95
Gestión jurídica.....	97
Gestión contractual.....	99
Administración de recursos físicos	100
Gestión financiera	103
CAPÍTULO 4 - PROCESO DE EVALUACIÓN	
Evaluación, seguimiento y mejora	111
Atención al ciudadano	115

PRESENTACIÓN

La gestión realizada en 2009 por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH, permitió superar las metas anuales establecidas para los indicadores estratégicos del Plan Nacional de Desarrollo 2006-2010. Este Plan fijaba como objetivo la firma de 120 contratos y hasta la fecha se han firmado 189. En 2009, se firmaron 58 contratos de exploración y producción (E&P) y seis de evaluación técnica (TEA), para un total de 64 contratos.

Asimismo se han adquirido 20.117 km de sísmica equivalente 2D y se han perforado 75 pozos exploratorios A3, con lo cual se llegó a 64.439 km de sísmica equivalente 2D y a 257 pozos, superando las metas cuatrienales de 32.000 km de sísmica equivalente 2D y 160 pozos.

El país registró en el tercer trimestre de 2009 una inversión extranjera directa de US\$2215 millones, información disponible a la fecha en el Banco de la República.

La ANH generó excedentes por valor de \$562.311 millones, dentro de los que 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 ejecución de inversión fue 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 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 1313 pozos, 13.219 documentos y mapas.

Durante 2009 se suministró información de 56.223 km de sísmica 2D de campo y 39.759 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.

Por otro lado, el término de entrega de información se redujo en promedio de dos días a un día. Respecto del servicio de auto-atención, este 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 16 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, OmegaEnergy, 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, están 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.

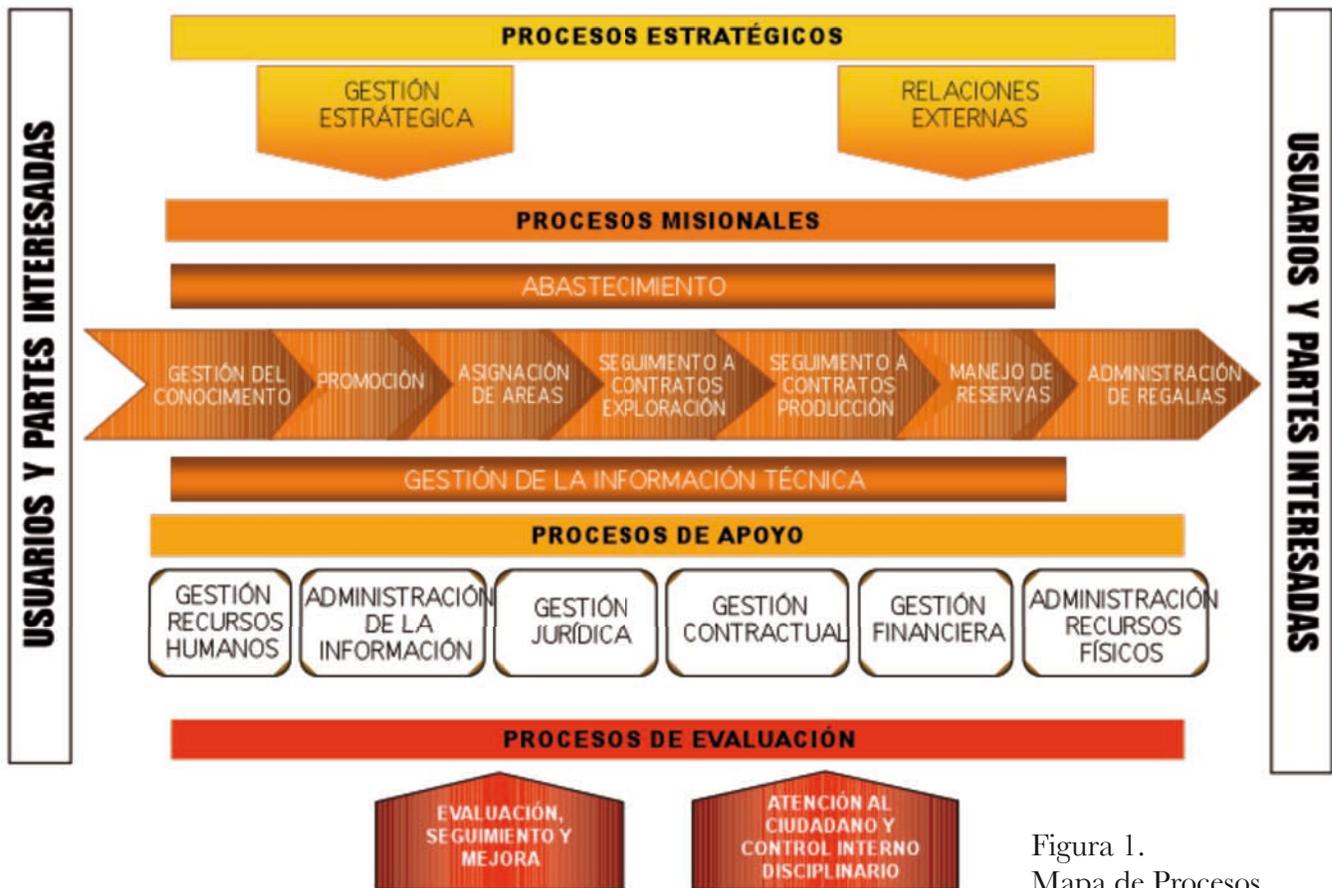


Figura 1.
Mapa de Procesos.

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 2009, la ANH trabajó en el fortalecimiento del Sistema de gestión y control, para lo cual desarrollo las siguientes actividades:

1.1. Indicadores de Gestión

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

Clasificación	Cantidad
Estratégicos	17
Estadísticos	31
Proceso	55
Total	103

Tipología	Cantidad
Efectividad	21
Eficiencia	23
Eficacia	34
Economía	25

1.2. Documentación

Se actualizó la documentación establecida para la operación y control de los procesos (80 documentos), teniendo en cuenta:

- Actualizaciones de la normatividad
- Optimización y mejora de los procesos
- Inclusión de controles derivados de los mapas de riesgos
- Hallazgos de las auditorías realizadas a los procesos

Se adoptó la documentación por medio de la Resolución 460 del 24 de Noviembre de 2009.

1.3. Mantenimiento de Procesos

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

- Generación de planes de mejoramiento para los procesos
- Actualización de los mapas de riesgos de los procesos
- Fortalecimiento de controles para la mitigación de los riesgos
- Establecimiento de planes para el manejo del riesgo
- Ciclo completo de auditorías internas de calidad de acuerdo con los requisitos de las normas NTC ISO 9001:2000, NTC GP 1000: 2004 y MECI 1000:2005

1.4. Capacitación

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

- 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

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, el 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, ca-

lidad 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 la mayor competencia política tiene un efecto negativo.

Se estudiaron siete países abundantes en petróleo y gas, dos considerados exitosos (Noruega e Indonesia) y cinco 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 presenta 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, se producirá 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 desincentivar el crecimiento de las exportaciones y en consecuencia, limitar 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, un mayor nivel de inversión pública y de cobertura en educación. Por otro lado, esta comparación muestra que estos departamentos tienen instituciones de menor 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 decrecer.

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 de 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 de 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 de 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

Weintroub, 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; de esta manera se brinda 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 1000 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 se ha 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 contrató 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 las variables o puntos críticos a partir de los cuales construir escenarios futuros en el sector petrolero.

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.

5. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

Indicador	Meta / estimado Unidad 2009	Año 2009	Observaciones
% de cumplimiento del Plan de Acción	100 %	93	
% de cumplimiento del Plan de Comunicaciones	100 %	93	
Inversión extranjera en el sector petrolero	3.000 USD millones	2.215	El dato corresponde al tercer trimestre (información disponible a la fecha)

PROCESO DE RELACIONES EXTERNAS

Durante el año 2009, se apoyaron las iniciativas en materia de exploración y producción de hidrocarburos liderada por la ANH, orientando a los operadores para que las actividades hidrocarburiíferas se ejecuten de manera sostenible y en armonía con las comunidades, a través de la trasmisión de lineamientos de buenas prácticas y el seguimiento continuo al cumplimiento de las mismas.

Dicha gestión ha sido posible, debido al trabajo coordinado entre la Agencia y las instituciones gubernamentales del orden nacional y local que tienen como función la formulación e implementación de proyectos para garantizar la protección del ambiente, los recursos naturales, y de las comunidades en el país.

En la perspectiva de fortalecer la responsabilidad de la gestión socio-ambiental en las etapas de planeación y desarrollo del sector, la entidad orienta a la industria en la generación de condiciones para el crecimiento en el desarrollo local, integrando las consideraciones ambientales y sociales en los procesos de planificación con el fin de armonizar los intereses de la sociedad, las compañías y el Estado.

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que Colombia es un país altamente sensible y complejo para la ejecución de proyectos, la ANH ha contribuido con la actualización de los estudios regionales de riesgos sociopolíticos y de seguridad, identificando la capacidad de amenazas en las diferentes zonas del país y las formas de minimización de los riesgos a través del fortalecimiento en la relación con las comunidades, por medio de un sistema que monitorea dichas condiciones en nueve regiones estratégicas para el sector de hidrocarburos, lo que redundará en la viabilidad de las operaciones petroleras.

A partir de los lineamientos enunciados, las actividades llevadas a cabo en el año 2009, se desarrollaron en el marco de:

- Desarrollo y ejecución de convenios y contratos para la ampliación del conocimiento y la consolidación de la planeación ambiental, social y de seguridad del sector.

- Acompañamiento y asesoría a las compañías hidrocarburíferas relacionadas con la ANH en su gestión y trabajo con grupos étnicos.
- Seguimiento a los compromisos socio-ambientales, en el marco de los contratos E&P.
- Seguimiento y acompañamiento en la planificación y ejecución de los aspectos socio-ambientales en el marco de los proyectos directos que adelanta la Agencia, con el fin de obtener el conocimiento del potencial del subsuelo colombiano y el logro de su aprovechamiento.

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

1.1 Comunidades

Resulta de gran importancia avanzar en una relación de calidad con los grupos étnicos existentes en el país, por lo cual se ha trabajado continuamente en la formulación de proyectos que permitan realizar las operaciones hidrocarburíferas en el marco del respeto a las comunidades ubicadas en el área de influencia de los proyectos.

En este sentido, la ANH en conjunto con el Ministerio del Interior y de Justicia ha venido adelantando una serie de convenios, con el fin de fortalecer la capacidad operativa y de gestión del MIJ, el cual tiene como función, garantizar los derechos de los grupos étnicos de acuerdo a la legislación existente en el país, cumpliendo así con las verificaciones de existencia o no de comunidades indígenas o afros y con los procesos de consulta previa a los que haya lugar de acuerdo con los proyectos que se han de desarrollar en dichos territorios.

Los principales resultados de este convenio son:

Acompañamiento de funcionarios y contratistas del Grupo de Consulta Previa bajo el marco del Convenio 003 de 2008 con el apoyo de la ANH – durante la vigencia 2009	Cantidad
Reuniones de Consulta Previa acompañados por el Ministerio del Interior y de Justicia	39
Verificaciones de la existencia de comunidades étnicas desarrolladas por el Ministerio del Interior y de Justicia	47
Reuniones de socialización con comunidades étnicas	22
TOTAL	108

Acompañamiento de funcionarios y contratistas del Grupo de Consulta Previa bajo el marco del Convenio 019 de 2009 con el apoyo de la ANH – durante la vigencia 2009	Cantidad
Reuniones de Consulta Previa acompañados por el Ministerio del Interior y de Justicia	55
Verificaciones de la existencia de comunidades étnicas desarrolladas por el Ministerio del Interior y de Justicia	42
TOTAL	97

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 y ECOPETROL S.A.

En 2009 se adelantaron cuatro talleres de formación con las comunidades y etnias 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 étnicas y funcionarios locales y regionales. Se elaboraron cuatro Agendas Locales con las problemáticas y necesidades identificadas por las comunidades participantes, insumos que sirven a los operadores en el relacionamiento y conocimiento de las comunidades del área de influencia de los proyectos.

De la misma manera, la Agencia, el ICA y el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras José Benito Vives de Andreis – IVE-MAR, suscribieron un convenio con el fin de llevar a cabo la ca-

racterización de la pesca marino-costera de Colombia en términos de identificar, ubicar y cuantificar la extensión de caladeros para los tipos de pesquerías industrial y artesanal, con el fin de contar con la información que contribuya al proceso de toma de decisiones para los procesos de consulta previa en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos en aguas costa afuera.

1.2 Medio Ambiente

Las actividades hidrocarburíferas se deben desarrollar de manera sostenible; por ello, se ha trabajado conjuntamente con las entidades del Estado que tienen competencia en el tema ambiental, con el fin de lograr que los proyectos se ejecuten en armonía con el medio ambiente.

En el año 2008 se firmaron varios convenios interinstitucionales con el objeto de avanzar en la consolidación del Sistema de Información Ambiental Nacional, contribuyendo con el levantamiento de la información de los ecosistemas existentes en el país, herramienta fundamental para afrontar el reto planteado desde los objetivos del milenio para el año 2015 de “garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”.

Adicionalmente y como complemento de lo anterior, la ANH conjuntamente con el ICANH e IGAC, está trabajando en la identificación de los principales sitios, colecciones arqueológicas y áreas arqueológicas protegidas en Colombia y en la generación de la capa en el sistema de consulta de áreas de reglamentación especial administrado por el IGAC, información que estará disponible al público en general, para lograr con ello la mejor planificación en el desarrollo de proyectos.

Así mismo, en un esfuerzo conjunto con varias entidades ambientales, a la fecha el país cuenta con la información de las áreas prioritarias para la conservación en cuanto a la biodiversidad con base en la sensibilidad y vulnerabilidad de las mismas. A partir de esta información se generaron los lineamientos técnicos para su conservación y manejo, que se constituyeron en el insumo preliminar para el desarrollo de los protocolos de Buenas Prácticas Ambientales para la industria petrolera.

La entidad 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 posibilitar el desarrollo de las actividades hidrocarburíferas de manera social y ambiental en esta región del país.

1.3 Viabilidad de operaciones

En conjunto con el Departamento Administrativo de la Presidencia de la República, se viene 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 formar coordinadores regionales multiplicadores que realicen el seguimiento a las rentas petroleras en sus regiones de la mano de las comunidades y autoridades locales y regionales, así como 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 con 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 estratégico de hidrocarburos.

El sistema tiene una cobertura geográfica en varios entornos del territorio nacional, entre los cuales se encuentra Arauca, Casanare, Meta, Huila, Tolima, Putumayo, Catatumbo, Vichada, San Andrés y Chocó. Con ello se espera actualizar la línea base de in-

formación 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. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

Indicador	Meta / estimado 2009	Unidad	Año 2009	Observaciones
% de cumplimiento del plan socio-ambiental convenios pactados a inicio de año.	100	%	100	Se ejecutaron los 8 convenios pactados a inicio de año.
% de solicitudes de licencias y consultas atendidas por los Ministerios de Medio Ambiente e Interior	100	%	100	El Ministerio de medio ambiente atendió 55 solicitudes y el del interior 108, atendidas en su totalidad de acuerdo con las solicitudes recibidas.
E&P y TEAs	100	%	100	E&P y TEAs.

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, Mini Ronda 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 quehacer misional.

Los estudios exploratorios han sido divididos en cinco tipos principales:

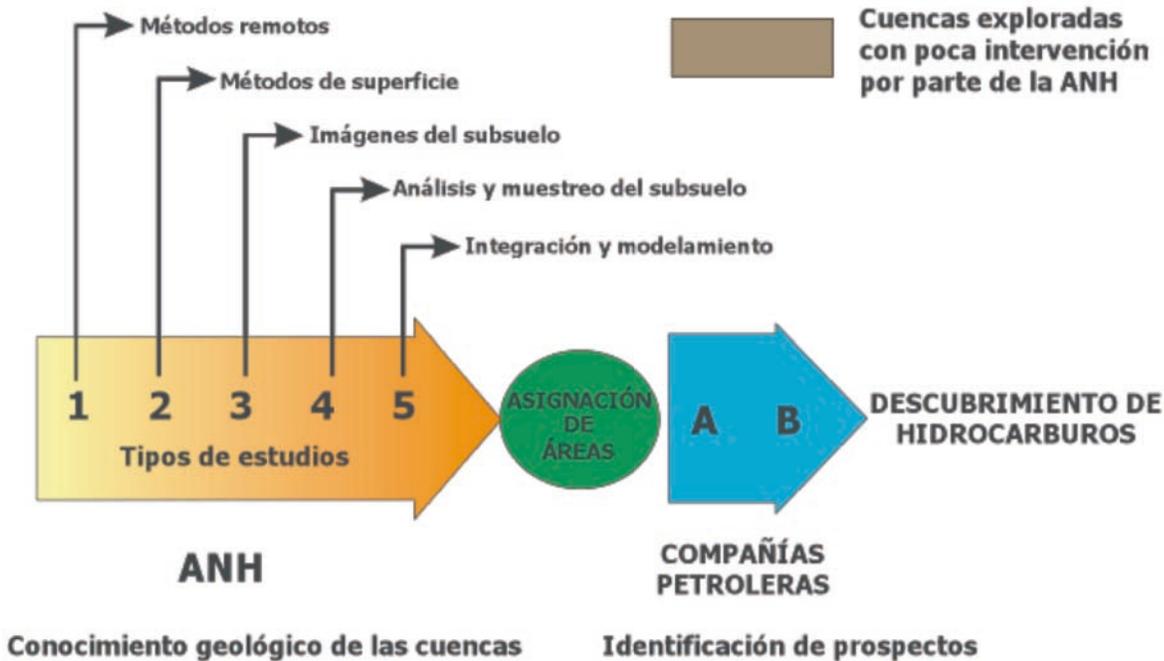


Figura 2. Gráfico que ilustra los diferentes tipos de estudios que realiza la ANH para mejorar el conocimiento de las cuencas sub-exploradas del país

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, magnetotelúrica, 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).

Los proyectos desarrollados durante 2009 en cada uno de los programas fueron:

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
CARSON HELICOPTERS	Adquisición, procesamiento e interpretación de magnetometría y gravimetría aerotransportada en el sector de Soápage 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
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
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 en noviembre de 2009 y se encuentran en evaluación por parte del grupo de geólogos y geofísicos de Gestión del Conocimiento
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 fue entregado en octubre de 2009 y está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
ARIANA LTDA	Magnetotelúrica pozo stratigráfico Chocó	El informe final fue entregado en mayo de 2009 y la información está disponible como insumo para la perforación del Pozo stratigráfico
ARIANA LTDA	Magnetotelúrica pozo stratigráfico Tumaco y Cauca Patía	El informe final fue entregado en agosto de 2009 y la información está disponible como insumo para la perforación de los Pozos stratigráficos en Tumaco y Cauca-Patía

MÉTODOS DE SUPERFICIE

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estudio de Isótopos de Carbono ($\delta 13C$) y Estroncio ($87Sr/86Sr$) en los depósitos cretáceos - terciarios de la Cordillera Oriental	El informe final fue entregado en noviembre de 2009 y está en revisión por parte del supervisor
UNIVERSIDAD DE CALDAS - UC	Estratigrafía de la formación La Paila: un potencial reservorio de hidrocarburos en la Cuenca del Cauca - Patía	El informe final fue entregado en noviembre de 2009 y 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 fue entregado en septiembre de 2009 y está disponible en la página WEB de la ANH para consulta de inversionistas y académicos
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 slim hole), 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, está siendo revisado por los geólogos del Grupo de Gestión del Conocimiento

VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
GEOKINETICS/A.R GEOPHYSICAL CONSULTANT LIMITADA	Programa Sísmico 2D Sinú - San Jacinto 2008 e interventoría	El informe final fue entregado en septiembre de 2009 y está disponible en el EPIS
WAVEFIELD INSEIS	Adquisición de 677 Km de sísmica 2D en las cuencas Los Cayos y Colombia	El informe final fue entregado en septiembre de 2009 y está disponible en el EPIS
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	Se encuentran realizando la topografía y la perforación de la segunda fase del proyecto en territorio de Acadesan
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Diagnóstico sobre sensibilidad, vulnerabilidad y riesgo sociocultural de las etnias localizadas en el Andén Pacífico Colombiano-Sector Norte ANH (PIISCO SOCIAL)	Se iniciaron las vistas de socialización del proyecto por parte de la Universidad a los Grupos de influencia
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	Se están realizando las reuniones previas a iniciar la capacitación
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
MDN-FFMM DE COLOMBIA	Convenio de cooperación técnica para aunar esfuerzos para que las partes, a partir de sus propias capacidades y experticia técnica, desarrollen actividades de exploración sísmica en zonas geográficas consideradas con afectación del proyecto PIISCO	Se están realizando las reuniones para iniciar la ejecución del convenio
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	Se están realizando las reuniones para iniciar la ejecución del contrato

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 fue entregado en julio de 2009 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 fue entregado en noviembre de 2009 y 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 fue entregado en noviembre de 2009 y está en revisión por parte del supervisor
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	Evolución térmica de la cuenca Sinú- San Jacinto	El informe final fue entregado en junio de 2009 y 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
LT GEOPERFORACIONES Y MINERÍA LTDA /HGA LTDA.	Perforación de un pozo somero stratigráfico con toma de registros y núcleos de roca en la Cuenca Tumaco e interventoría	Se encuentran realizando los estudios ambientales
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 va a realizar la UIS
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 adelantó la evaluación técnica en campo de las vías de acceso a cada uno de los puntos a perforar y se realizó la selección, de un conjunto de puntos sugeridos, de aquellos puntos con mejores condiciones técnicas, sociales y ambientales tanto en la cuenca geográfica del Río Cauca, como del Río Patía.

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
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
SOLUCIONES AMBIENTALES Y SOCIALES LTDA.	Licenciamiento ambiental de pozo estratigráfico Cauca Patía y Tumaco	Se termina esta fase previa a la publicación de los términos de referencia para la perforación de los pozos estratigráficos en Cauca-Patía y Tumaco
UIS	Elaborar el Estudio de Impacto Ambiental y realizar los trámites de obtención de la Licencia Ambiental para la perforación de un pozo estratigráfico, ubicado en el Municipio de Ríosucio, Cuenca Chocó, conforme a la ubicación y coordenadas definidas en el anexo del contrato.	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.
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.
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	Actualmente se encuentran en ejecución los acuerdos pactados con las comunidades negras en la consulta previa y se iniciará a perforar a mediados de diciembre.

ESTUDIOS VARIOS

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
MUSTAGH RESOURCES	Manual de Prácticas Técnicas de Sísmica	Elaboración de manual y curso. El contrato finalizó en diciembre de 2008 y el insumo de este proyecto será publicado por la Universidad Nacional de Colombia sede Bogotá
UNIVERSIDAD NACIONAL BOGOTÁ	Edición y publicación del Manual de procedimientos sísmicos terrestres	En enero de 2010 se encontrará disponible el libro para ser distribuido en eventos de promoción
UNIVERSIDAD EAFIT	Paquetes de información del área Sinú Sur y Chocó para la Ronda del año 2009	En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD EAFIT		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE CALDAS		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE PAMPLONA		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA	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	En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER – UIS		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA – UPTC		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE CALDAS – UC		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD DE CALDAS – UC		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
UNIVERSIDAD NACIONAL MEDELLÍN		En mayo de 2009 entregaron informes finales y se realizaron recomendaciones por parte del grupo de geólogos de gestión del conocimiento hasta obtener el producto conforme en septiembre de 2009. El producto final fue utilizado para elaborar los paquetes técnicos de la Open Round 2010
MANTTIS		Compilación paquetes
EAFIT	Edición y publicación del libro “Geology and Hydrocarbon Potential- Atrato and San Juan Basins, Chocó”	En enero de 2010 se encontrará disponible el libro para ser distribuido en eventos de promoción

CONTRATISTA	PROYECTO	RESULTADOS
UIS	Desarrollo de un estudio sobre la evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas	El informe final fue entregado en noviembre de 2009 y está en revisión por parte del supervisor
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	Colciencias se encuentra firmando los convenios de cooperación con las universidades seleccionadas para dar inicio a la Red Nacional de Laboratorios
UNIVERSIDAD DE CALDAS	Edición y publicación de la tesis doctoral denominada Paleocene-Eocene palynology and palynofacies from northeastern Colombia and western Venezuela	En enero de 2010 se entrará disponible el libro para ser distribuido en eventos de promoción

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.

1. Métodos remotos

Dentro de los métodos remotos se realizaron tres programas de adquisición aeromagnetogravimétrica en diferentes regiones del país (la parte nororiental de la cuenca de los Llanos Orientales, la región sur de la cuenca Caguán-Putumayo y el borde oriental de la Cordillera Oriental y el este de la cuenca Llanos Orientales). Estos programas se encuentran en la fase final de adquisición de datos y a principios de 2009 terminó la interpretación de la información y entrega del informe final. Con estos estudios se alcanza un cubrimiento de aproximadamente el 75% de la superficie total del país.

Dos proyectos que incluyen métodos remotos se realizaron entre el 2008 y 2009 con universidades colombianas en áreas de difícil

acceso y condiciones de trabajo: el primero en la región de Urabá, donde se interpretaron imágenes de radar con control de campo, con el fin de elaborar un mapa geológico.

Simultáneamente, se realizó un monitoreo de la actividad sísmica del área a partir de seis estaciones sismológicas, lo que permitirá hacer un modelo en profundidad de la estructura de la corteza en esta región de gran complejidad tectónica. Con esto se mejorará el conocimiento del marco geológico que controla la formación de las cuencas del NW de Colombia.

El otro proyecto lo realizó la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia sede Sogamoso (UPTC), el cual consiste en realizar una cartografía geológica entre el piedemonte de la Cordillera Oriental y la cuenca de Caguán-Putumayo usando principalmente imágenes de radar. Adicionalmente realizó un control de campo para verificar la información, lo que ayudó a definir el modelo tectónico de la cuenca.

Con el fin de determinar con mayor detalle la profundidad del basamento en las cuencas en las cuales se va a adelantar la perforación de pozos estratigráficos se realizaron campañas con métodos magnetoteléuricos en las inmediaciones de las localizaciones previstas para las perforaciones.

2. Métodos de superficie

Al respecto, la Universidad de Caldas se encuentra realizando dos proyectos: el primero consiste en el estudio de la variación de los valores de delta C y estroncio en los depósitos del Cretáceo-Paleógeno del N de Suramérica. Para ello se realizó un levantamiento estratigráfico detallado de la región de Villa de Leiva, la cual es una de las secciones más completas del país para el Mesozoico.

El segundo proyecto consiste en el estudio estratigráfico de la región norte de la cuenca de Cauca-Patía. En ella se realizaron levantamientos estratigráficos y toma de muestras para análisis petrográficos, isotópicos y bioestratigráficos. Este estudio permitirá precisar la edad de las unidades y su ámbito de depósito, lo cual es fundamental para conocer los momentos críticos de generación y migración de hidrocarburos en los sistemas petrolíferos. En este proyecto estuvieron vinculados estudiantes del programa de pre-

grado de la Universidad de Caldas y dio como resultado seis trabajos de grado, lo que evidencia el valor de adelantar los proyectos con las universidades.

El Instituto Smithsonian de Investigaciones Tropicales (STRI) realizó para la ANH una zonación palinológica del Maastrichtiano de la Cordillera Oriental, usando técnicas cuantitativas de análisis y BIOSS LTDA realizó la zonación bioestratigráfica en algunos sectores de las cuencas Sinú-San Jacinto, Cesar-Ranchería, Chocó y Cordillera Oriental. Para el Área Gestión del Conocimiento es estratégico contar con este tipo de trabajos ya que la bioestratigrafía estudia las sucesiones de fósiles en el registro geológico con el fin de identificar biozonas que permitan correlacionar y datar las rocas y, por lo tanto, es una de las herramientas empleadas en la exploración petrolera que permite identificar la posición estratigráfica de las unidades de interés exploratorio.

El país requiere avanzar en el conocimiento y evaluación de su potencial hidrocarburífero, en especial en aquellas áreas donde se considera posible que se encuentren nuevas reservas de hidrocarburos como es la cuenca de Tumaco, y para lograrlo se debe adicionar, administrar, complementar y reinterpretar la información técnica existente, adquirir nuevos datos para aumentar el conocimiento geológico, con el fin de incentivar la inversión de riesgo nacional y extranjera en su búsqueda. En este sentido la ANH se encuentra adelantado un proyecto con la Universidad de Caldas para realizar la cartografía geológica escala 1:100.000 en esta área de interés para el país.

3. Visualización

La adquisición y el procesamiento de datos sísmicos por parte de la ANH se basan en conceptos regionales que facilitan la definición de la geometría del basamento, el establecimiento de marcadores para apoyar la estratigrafía sísmica y el traslado de conceptos exploratorios entre diferentes cuencas. Estas ideas sustentan la adquisición del programa sísmico 2D Sinú-San Jacinto, la adquisición de 677 km en la cuencas Los Cayos y Colombia y continuar con la adquisición de sísmica 2D en el sector de Buenaventura; estos programas buscan establecer modelos regionales de las cuencas, evidenciar nuevos conceptos exploratorios y brindar informa-

ción sobre la estratigrafía y los estilos estructurales que permitan la identificación de trampas y sellos de hidrocarburos para validar los modelos geofísicos anteriormente planteados y/o probar nuevos conceptos exploratorios.

En el desarrollo de los proyectos de adquisición sísmica, se han presentado situaciones que retrasan las actividades y en ocasiones han generado la suspensión definitiva de los proyectos, además de la dificultad de contratar con particulares. De acuerdo con estos hechos, la ANH ha venido estructurando una nueva estrategia que permita articular todos los aspectos que conlleva el desarrollo de los proyectos de sísmica, entre los cuales se encuentran los planes de manejo ambiental y social, el diseño sísmico, la logística de toda la operación, la adquisición de la información y la seguridad para el desarrollo de actividades. De acuerdo con esta nueva estrategia, se suscribió, con la Universidad Nacional de Colombia, un convenio administrativo para el desarrollo del Programa Integrado e Interdisciplinario de Investigación Sísmica Colombia PIISCO-XXI, con el cual se pretende llevar a cabo el levantamiento de sísmica terrestre de tipo regional, cubriendo áreas, principalmente frontera, donde la exploración ha sido muy limitada debido a condiciones especiales tanto ambientales como sociales. El objetivo de esta estrategia consiste en incentivar el interés de las compañías y estimular la exploración petrolera. Inicialmente, la zona de estudio comprende el eje fluvial de la cuenca Atrato-San Juan y alcanza las estribaciones de las Cordillera Occidental y la Serranía del Baudó. No obstante, se ha proyectado la continuación de esta estrategia con el ingreso a otras cuencas como Tumaco, Caguán Putumayo y Vaupés – Amazonas.

4. Muestreo del subsuelo

La compañía LT Geoperforaciones fue contratada para realizar una campaña de pozos someros en las cuencas Sinú-San Jacinto y Urabá lo que permitió obtener 6000 metros de núcleos. La Universidad de Caldas realizó el estudio de los núcleos y determinó importantes cambios en la interpretación estratigráfica de la cuenca, lo que contribuye a re-evaluar los modelos y posiblemente despierta el interés exploratorio de los inversionistas en el área. Para dar continuidad al proyecto y al conocimiento del área se perforaron 4000 metros adicionales sobre el trazado de la línea

sísmica transandina, cuyos núcleos están siendo objeto de estudio por parte de la Universidad de Caldas.

La Universidad Industrial de Santander (UIS) y la Universidad Nacional de Colombia realizaron estudios sobre la evolución térmica de cuencas tanto en muestras de pozo como en afloramientos. Esto permitió conocer información sobre los principales eventos que modelaron las cuencas y que servirán de base para realizar la correlación estratigráfica de las unidades, realizar modelos paleogeográficos y de evolución térmica.

La ANH ha establecido como proyectos prioritarios la perforación de pozos estratigráficos someros y profundos en las cuencas Cauca-Patía, Chocó y Tumaco que permitan la caracterización de los componentes del sistema petrolífero, para lo cual se están adelantando los estudios ambientales y sociales.

5. Estudios integrados

En cumplimiento de la evaluación y adquisición de nueva información geofísica, la ANH ha planeado, estructurado y contratado diversos proyectos y estudios dentro de los cuales se encuentran programas de adquisición sísmica 2D realizados en las vigencias 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009, como resultado de ello se detectó la necesidad de elaborar un *Manual de Prácticas Sísmicas* con la compañía Mustagh Resources Ltd., ya que se requería un instrumento donde se definieran ciertas normas y que sirviera de guía para las empresas y contratistas que desarrollarán proyectos de adquisición sísmica en territorio colombiano.

Dada la importancia del *Manual* se decidió realizar la publicación del mismo en la Revista *Earth Sciences Research Journal* y recoge las mejores prácticas desarrolladas en otros países con características similares al nuestro (en términos del desarrollo de proyectos sísmicos) y se adaptaran a la geografía, legislación y desenvolvimiento colombiano.

La ANH, en convenio con las universidades del país en las cuales existen programas de Geología e Ingeniería Geológica (EAFIT, Caldas, Nacional de Bogotá, Nacional de Medellín, UPTC, Pamplona y UIS), ha adelantado estudios integrados de la información existente de las cuencas Tumaco on-shore y off-shore, Chocó on-

shore y off-shore, Cauca-Patía, Sinú-San Jacinto, Los Cayos, Urabá, Amagá, Caguán-Putumayo, Guajira y Vaupés-Amazona, con el fin de compilar y evaluar la información existente y poder ofrecer paquetes de información a los inversionistas en la Open Round 2009-2010. Estos informes fueron los insumos principales para la preparación del paquete técnico y del material promocional de la ronda que fue ejecutado por Mantis.

Adicionalmente, la universidad EAFIT, como resultado de los estudios de prospectividad de las cuencas realizados para la ANH en el 2007 y 2008, presentó un libro en donde compila la información geológica y geofísica de las cuencas Chocó y Tumaco que será publicado por su editorial.

Finalmente, La ANH realizó un convenio de cooperación con Colciencias que permita el desarrollo de programas y proyectos para impulsar la investigación, el desarrollo tecnológico y la innovación y fortalecer áreas de investigación en ciencias de la Tierra, cuyo propósito principal sea la creación o consolidación de capacidades en aspectos como infraestructura de laboratorios en Universidades y Entidades con funciones afines a las de la ANH que adicionalmente brinden servicios confiables a la ANH y a la industria, permitan el fortalecimiento de programas de pregrado y postgrado y la formación de recurso humano técnico y científico con los más altos estándares requeridos por el sector de hidrocarburos a nivel de maestría y doctorado. La importancia de este Convenio, radica en que está orientado a que las universidades que cuenten con programas en Geociencias fortalezcan sus laboratorios en las áreas de Bioestratigrafía, Cronoestratigrafía, Litoestratigrafía, Cromatografía, Geoquímica del Petróleo y que entidades que desarrollan actividades afines a la ANH (IGAC e INGEOMINAS), puedan continuar con el desarrollo de Programas Estratégicos de Investigación Nuclear y Satelital respectivamente.

6. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
% de cumplimiento del plan de adquisición de equipos necesarios para la solución de captura de información remota	100	%	100	
% de cumplimiento del Plan de métodos de superficie	100	%	100	Se cumplió con lo programado realizando 16 planchas 1:100.000 en la cuenca Caguan-Putumayo.
% de cumplimiento del Plan de visualización	100	%	108	Se adquirieron 1.300 Km de sísmica 2D equivalente en las cuencas Sinú-San Jacinto y Valle inferior del Magdalena (programado 1.200 Km).
% de cumplimiento de adquisición de núcleos	100	%	103	Se cumplió recuperando más de lo programado (13.000 mts núcleos).
% de cumplimiento de análisis de muestras	100	%	270	Se cumplió con el análisis de muestras (1.000 muestras)
% de cumplimiento del Plan de integración de cuencas	100	%	100	Se realizaron 9 estudios de integración de información de acuerdo con lo programado.
USD por kilómetro de sísmica 2D directa ANH	50.000	USD	50.000	Se adelantó un programa de adquisición sísmica regional en la cuenca Chocó que continúa en ejecución y se espera tener resultados finales en el primer semestre del 2010.
USD por núcleo adquirido	650	USD	650	La cifra corresponde al Slim Hole de la cuenca del Chocó.

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
USD por plancha geológica	30.000	USD	30.000	Se adelantó una cartografía en la Cuenca Caguán-Putumayo por el valor indicado.
USD por ejercicio integración de cuenca	220.000	USD	220.000	Se adelantaron 9 estudios por el valor indicado.
USD acumulados invertidos desde 2004 en estudios sectoriales por barril de reservas nuevas		USD	38,25	
USD acumulados invertidos desde 2005 en estudios sectoriales por barril de reservas potenciales (P50)		USD	58,07	

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.

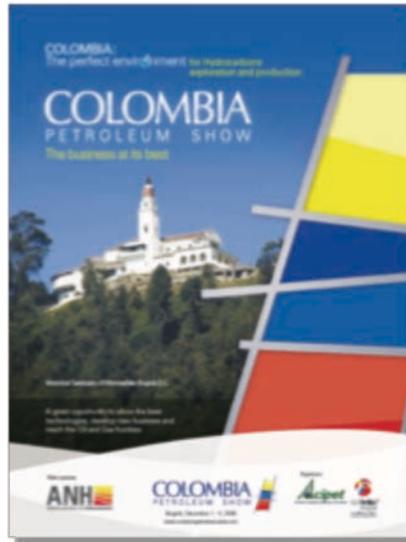
1.1. Plan de medios

En el año 2009, 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 del cual la ANH era patrocinador principal. Y finalmente, se promocionó la Ronda 2010, para atraer inversionistas para ser partícipes de este proceso competitivo y se informó de sus características principales y fechas para ser tenidas en cuenta. La Ronda se lanzó en 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 y 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 que se deben 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

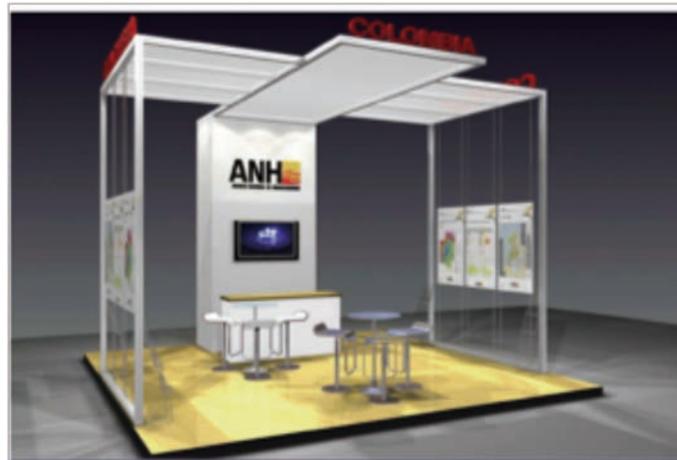


Tutorial

Afiches



Promocionales



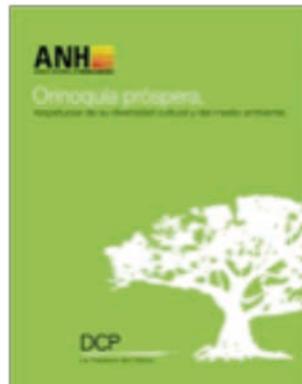
Stands

- Crudos pesados

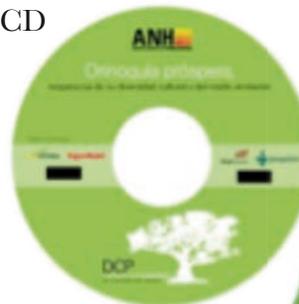
Almanaque



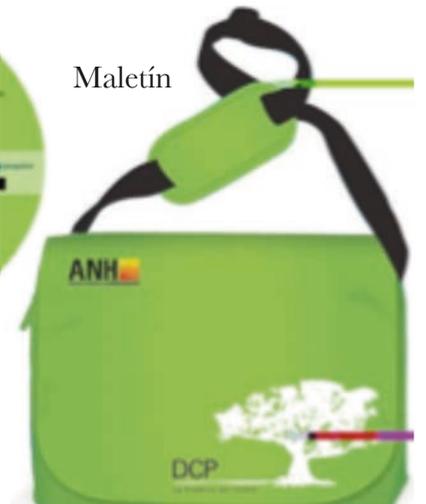
Cartilla



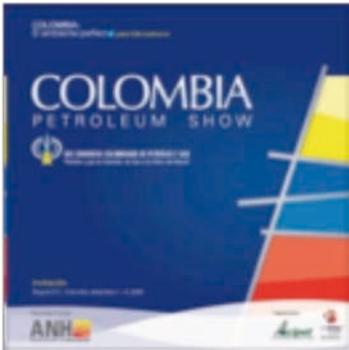
CD



Maletín



- Colombia Petroleum Show



Invitación



Escarpela



Agenda

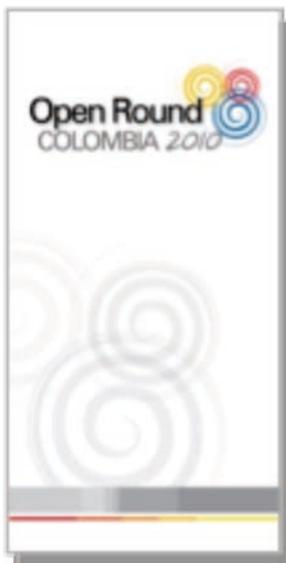
CD



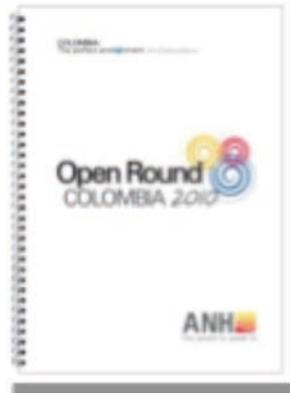
- Ronda Colombia 2010



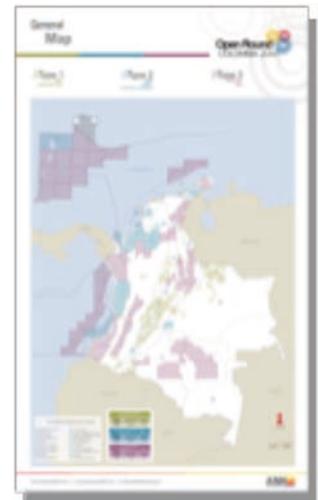
Logo



Pendón



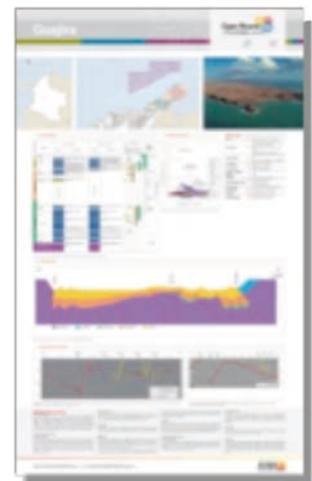
Cuaderno



Posters



Aviso

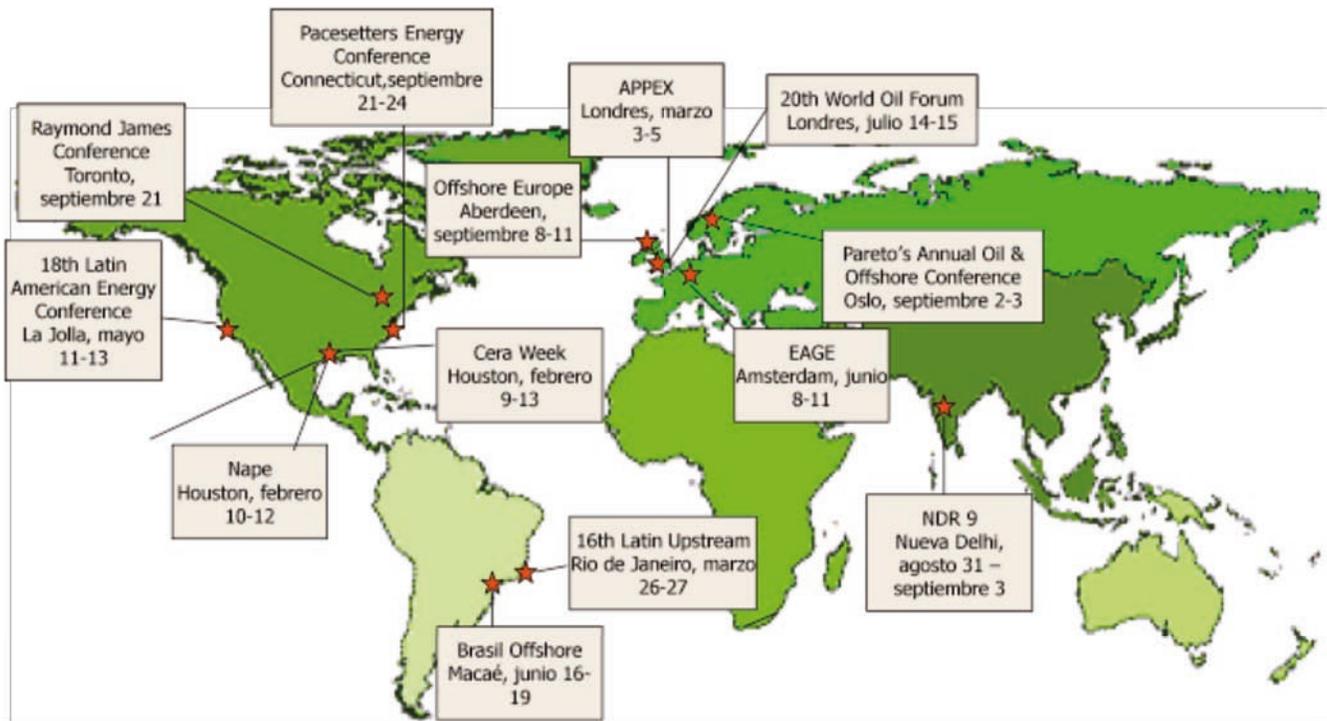


2. Ferias y eventos internacionales

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 2009, 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.

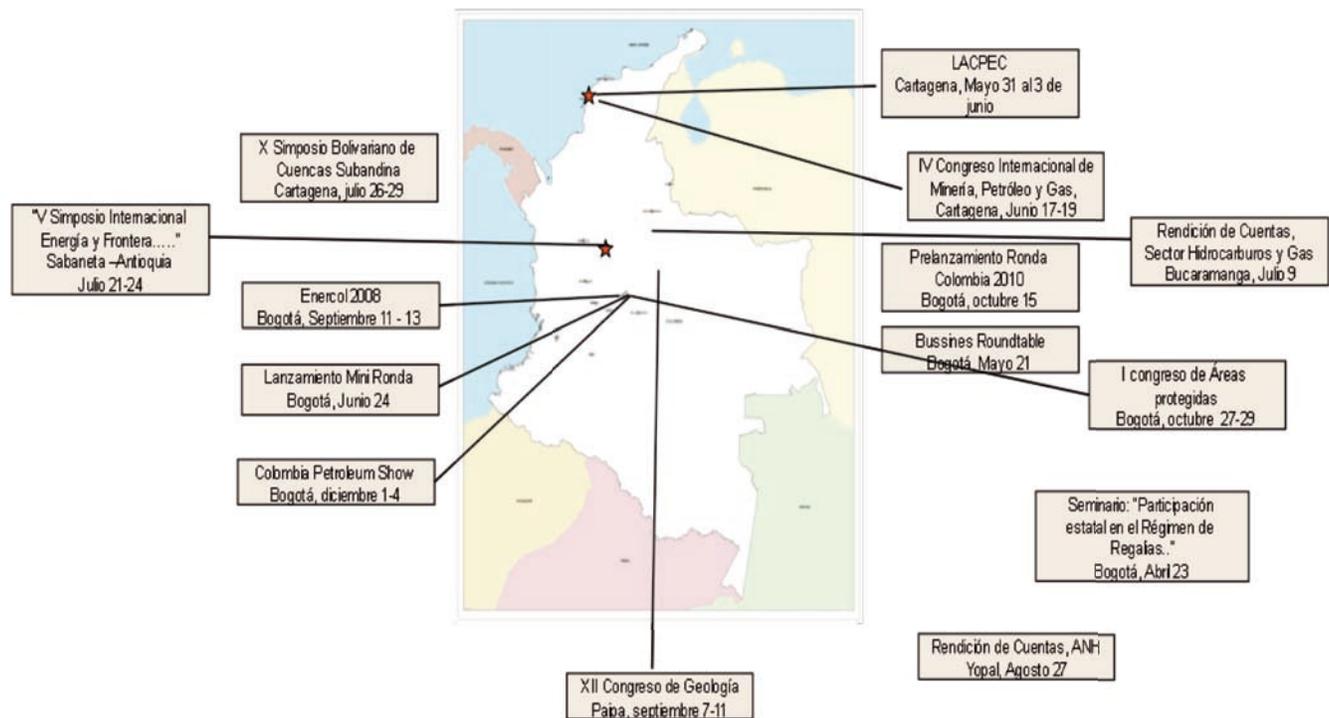
Es así como durante 2009 la entidad participó a través de stands, patrocinios y conferencias en los distintos eventos dependiendo del perfil de cada uno de ellos.



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.

Para 2009, la ANH además de haberse enfocado promocionalmente en el sector financiero también apoyó promocionalmente los eventos técnicos que son relevantes en el proceso de estudios del subsuelo colombiano. Es así como, durante 2009 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.

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 1-800. 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 newsletter a clientes ANH como estrategia de mantenimiento 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 actualizaron 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 dos 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 han 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 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:

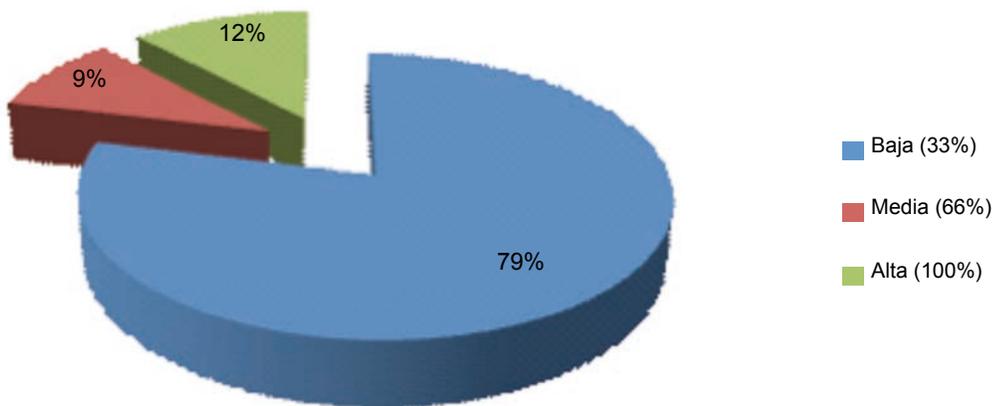
En el caso de promoción, el resultado es un primer grupo de 17 empresas con una calificación igual o superior a 67%. Todas tienen un tamaño superior a Ecopetrol, con ingresos superiores a 10.000 M USD al año. Son aquellas que en general tienen ya presencia en otros países de América Latina.

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 5000 M USD. Muchos de ellos con operaciones en otros países de América Latina; 27 - 70: Empresas que van de un rango de 1000 a 5 M USD 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, se definirán los procesos que, a su vez, servirán de fundamento para establecer los acuerdos de niveles de servicio.

7. Cumplimiento de indicadores

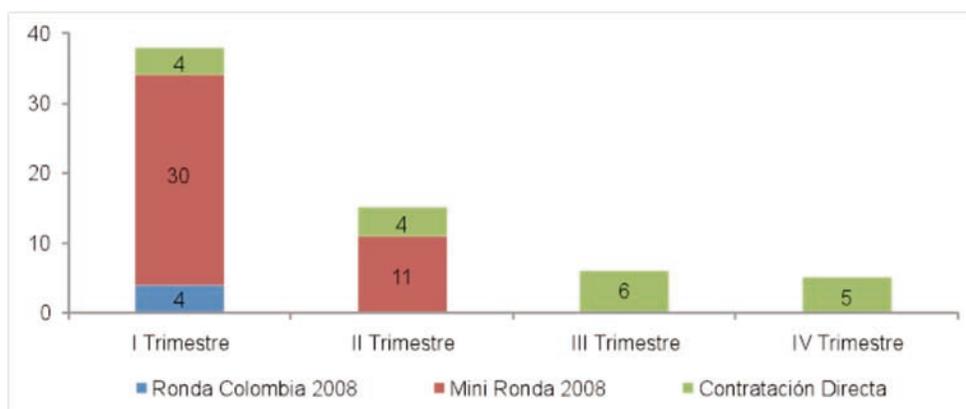
En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Atracción de nuevas empresas	4	#	16	
Empresas que firman contratos E&P	30	#	43	
USD por contrato E&P firmado	180.000	USD		

ASIGNACIÓN DE ÁREAS

Se han orientado los esfuerzos a la asignación de áreas mediante la suscripción de 58 contratos de exploración y producción y seis contratos de evaluación técnica, que desarrollan actividades de exploración y evaluación: adquisición, procesamiento e interpretación de sísmica 2D y 3D, perforación de pozos exploratorios y trabajos de evaluación técnica, de acuerdo con los requerimientos de cada área.

De los 64 contratos suscritos durante el año 2009, cuatro corresponden al proceso competitivo Ronda Colombia 2008, 41 al proceso competitivo Mini Ronda 2008 y 19 a propuestas de contratación directa.



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, nueve por conversión de contratos de evaluación técnica a exploración y producción y seis para contratos de evaluación técnica, TEA.

Estado de las propuestas	E&P	E&P/TEA	TEA	Total
Contrato firmado	3	5	3	11
Por firmar (aprobada CD)	1	0	1	2
Conforme	0	0	0	0
Admitida	0	0	0	0
Devuelta o no admitida	6	2	1	9
Recibida	6	2	1	9
TOTAL	16	9	6	31

En este cuadro no se contabilizaron aquellos contratos firmados en 2009 que venían de propuestas recibidas en 2007 ni tampoco las propuestas recibidas ni contratos firmados en el marco de los procesos competitivos de 2008: Ronda Colombia y Mini Ronda.

2. Relación inversión vs. contratos

De los contratos E&P, incluidos los contratos E&P sobre TEA, correspondientes a contratación directa suscritos en 2009, se presentó un promedio de inversión por hectárea en la primera fase de USD 66/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 de contratación directa suscritos en 2009, el nivel promedio de inversión de los contratos suscritos fue de USD 2/ha.

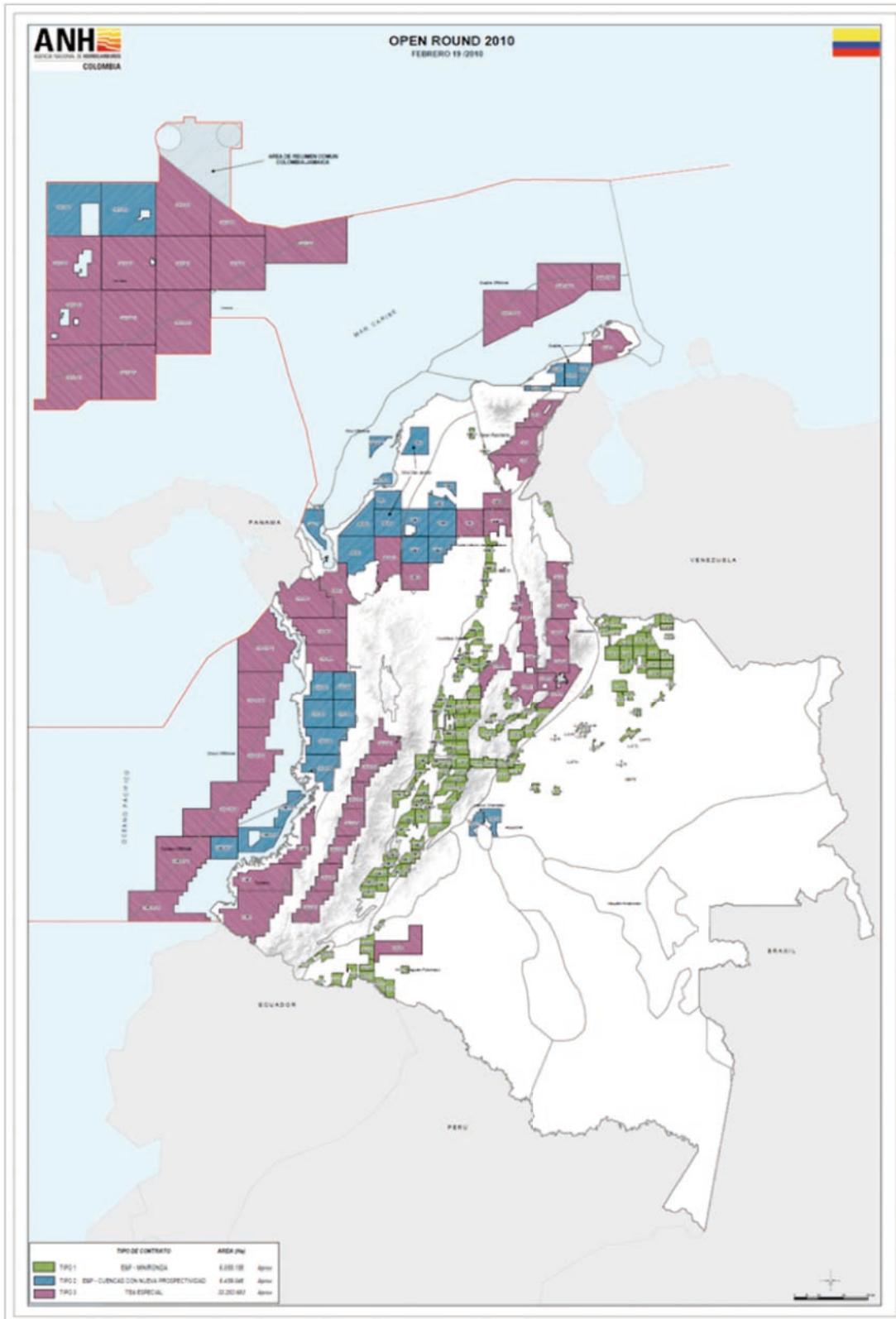
3. Área total asignada

En 2009, por concepto de propuestas E&P, E&P sobre TEA y TEA recibidas de contratación directa en esa vigencia y que se firmaron en la misma anualidad, se adjudicaron cerca de 1.503.303 ha.

4. Proceso competitivo Open Round 2010

La Ronda Colombia 2010 tiene por objeto adjudicar 228 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 de 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.

5. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Contratos E&P y TEAs Firmados	30	#	64	Se superó la meta en 34 contratos firmados, lo que equivale a un cumplimiento de la meta del 213%.
% de propuestas asignadas con tiempo efectivo entre la recepción de las propuestas hasta el acta de conformidad <120 días	100	%	100	Se firmaron 13 actas de conformidad de propuestas y el tiempo transcurrido entre la recepción de las propuestas y la firma del acta de conformidad fue inferior a 120 días.

SEGUIMIENTO A CONTRATOS DE EXPLORACIÓN

1. Contratos Exploración y Producción - E&P

Desde su creación hasta diciembre de 2009, la ANH ha firmado 229 contratos E&P. Actualmente se encuentran vigentes 194 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 229 firmados desde la creación de la ANH, 35 contratos han sido terminados o renunciados, de los cuales 16 terminaron durante 2009.

En términos generales, en lo concerniente al cumplimiento de compromisos exploratorios se destaca que durante 2009 la actividad exploratoria desarrollada condujo a una inversión cercana a los MUSD 966, 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.

Durante el año 2009 el grado de cumplimiento de los compromisos contractuales alcanzó un 100%.

El total de pozos exploratorios (A3) perforados en 2009 fue de 75, con una disminución de 24 pozos respecto al 2008. La distribución de la sísmica adquirida durante 2009 fue de 8441 km de sísmica 2D y 6868 km² de sísmica 3D, para un total de 20.117 km de sísmica 2D equivalente.

2. Convenios con Ecopetrol

Actualmente se encuentran vigentes diez convenios de exploración y producción. Dentro de los compromisos contractuales para 2009 se ejecutaron las siguientes actividades exploratorias: se perforaron siete pozos exploratorios (A3) y el total de sísmica adquirida por los contratistas durante 2009 fue de 1196 km de sísmica 2D equivalente.

En los convenios con Ecopetrol, para 2009 se realizó una inversión cercana a los MUSD 63, representada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3).

3. Asociación en exploración y explotación con Ecopetrol

Se encuentran vigentes nueve contratos de asociación; en 2009 renunciaron tres (Upar, Orquídea y Menégua). Los contratos de asociación Cosecha Doima y Baganviles pasaron al periodo de explotación. Dentro de los compromisos contractuales para 2009, de las cifras reportadas anteriormente, las siguientes corresponden a actividades exploratorias de contratos en asociación: perforación de 16 pozos exploratorios (A3) y un total de sísmica adquirida por los contratistas de 627 km de sísmica 2D equivalente.

En los contratos de asociación en exploración y explotación con Ecopetrol se realizó una inversión cercana a MUSD 68, represen-

tada en adquisición de sísmica y perforación de pozos exploratorios (A3).

Se pudo establecer que los problemas más frecuentes en los contratos de asociación en exploración y explotación con Ecopetrol están relacionados con superposiciones en los trámites de licencia ambiental y con las comunidades en los procesos de consulta previa.

4. Contratos de evaluación técnica – TEAs

Desde su creación, la ANH ha suscrito 79 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. Es importante anotar que la ANH ha suscrito 66 contratos E&P a partir de 38 contratos TEAs, de los cuales siete fueron suscritos durante 2009.

De otra parte, en 2009 se continuó el proceso de liquidación de los 60 contratos TEAs terminados de los cuales 40 ya cuentan con acta de liquidación suscrita por las partes y cinco están en trámite de firma de los contratistas. De los 26 contratos finalizados en el 2008, 12 ya cuentan con acta de liquidación y están en trámite de firma de los contratistas y 14 están en proceso de liquidación.

Cumplimiento de indicadores:

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

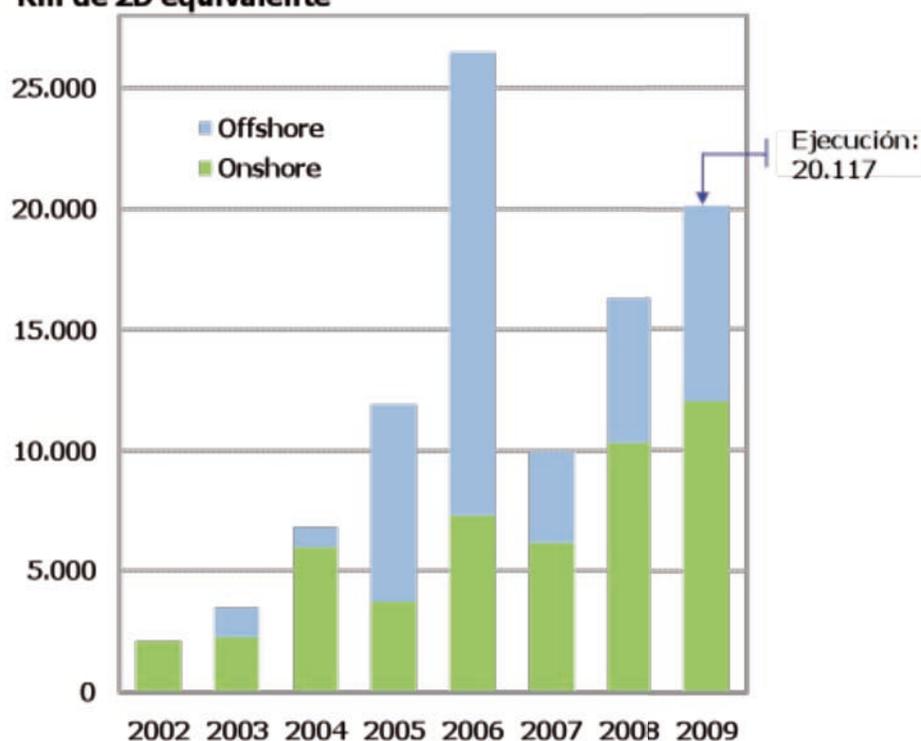
INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
% de área sedimentaria en exploración	14	%	14	El área sedimentaria en fase exploratoria en el país aumento en un 2%
Sísmica 2D equivalente adquirida país	8.000	km	20.117	
Pozos exploratorios A3 perforados	40	#	75	
Horas-hombre al año para el seguimiento de un contrato de exploración	200	Horas-hombre año	195	Se disminuyó en relación al año anterior

4.1 Derechos económicos de los contratos E&P y TEAs

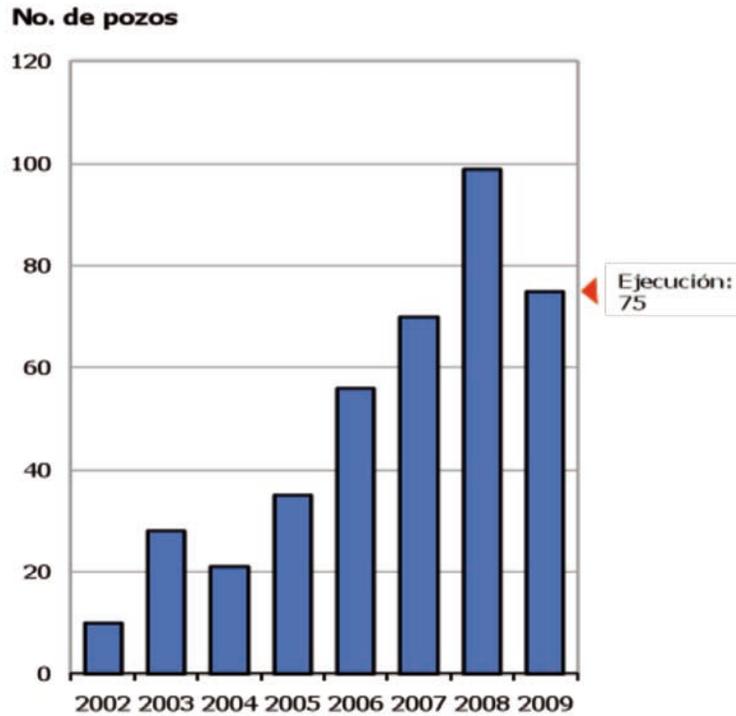
Derechos Económicos	2004 US\$	2005 US\$	2006 US\$	2007 US\$	2008 US\$	2009 US\$
Contratos E&P		364.051	2.277.406	2.368.915	88.327.988	88.393.076
Contratos de Evaluación Técnica	311.850	1.242.594	798.361	333.385	3.510.539	2.749.889
Transferencia de Tecnología	337.687	429.347	818.216	1.181.346	2.621.681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

4.2 Resultados de la gestión de seguimiento a la exploración

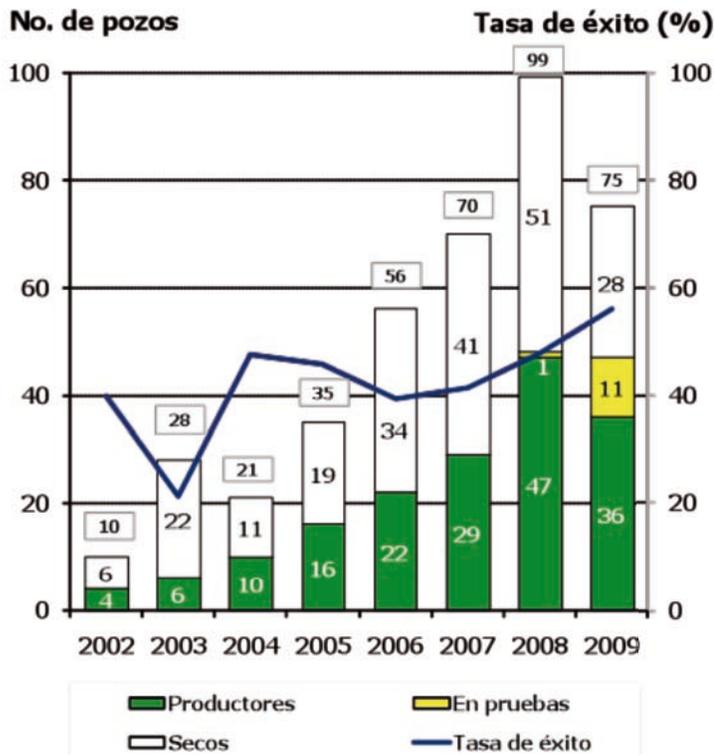
**Sísmica:
Km de 2D equivalente**



Actividad sísmica en el país



Número de pozos perforados



Resumen perforación de pozos A-3

PRODUCCIÓN

1. Contratos de Exploración y Producción - E&P

A diciembre 31 de 2009 se encontraban en producción 43 contratos E&P con 64 campos, es decir, 20 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 8% en el año 2009.

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. Asimismo, para cada etapa se definen actividades a ejecutar por parte de las compañías titulares de los mencionados contratos.

Durante la vigencia 2009, la ANH realizó seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por las diferentes compañías, para cada una de las etapas de producción anteriormente mencionadas; sobre el particular, es relevante anotar que el desarrollo de dichas actividades significó un presupuesto de costos -gastos de operación e inversión- de aproximadamente US\$ 235,8 millones. La inversión estuvo representada principalmente en optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, perforación de pozos de desarrollo y trabajos de reacondicionamiento de pozos.

De otra parte, en el año 2009 el número de pozos que iniciaron producción, pertenecientes a los contratos E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, fue de 61 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 conllevó a que la producción promedio diaria de crudo de los contratos E&P de la ANH para 2009 alcanzara la cifra de 56 kbpd, correspondiente a un incremento del 129% respecto a la producción obtenida en el año inmediatamente anterior; de igual manera, en lo que tiene que ver con

la producción de gas, se obtuvo un promedio diario anual de 49 Mpcd, correspondiente a un incremento del 40% respecto al año 2008.

A continuación se muestra la distribución de los contratos E&P para el año 2009, tomando como base las diferentes etapas de producción a que se hizo referencia en los párrafos anteriores:

Se presentaron 18 Avisos de Descubrimiento de pozos exploratorios pertenecientes a 15 Contratos E&P; la información detallada se ilustra en la siguiente tabla:

No.	CONTRATO	CAMPO	POZO	FECHA
1	ARRENDAJO	Mirla Negra	Mirla Negra-1	28-jul-09
2	CORCEL	Corcel D	Corcel-D1	02-mar-09
3	CORCEL	Corcel E	Corcel-E1ST1	12-ago-09
4	EL REMANSO	Remanso Norte	Remanso Norte-1	26-jun-09
5	EL REMANSO	Remanso	Remanso-1	26-jun-09
6	ESPERANZA	Cañaflecha	Cañaflecha-1	24-mar-09
7	ESPERANZA	Katana	Katana-1	27-feb-09
8	LA CUERVA	Cuerva Oriental	Cuerva-7	05-ago-09
9	LA LOMA	Iguana (GMAC)	Iguana-1	12-feb-09
10	LA PALOMA	Colón	Colón-1ST1	19-mar-09
11	LA POLA	Quintero	Quintero-1	26-jun-09
12	MAPACHE	Mapache Norte	Mirasol-1	12-feb-09
13	MARANTÁ	Mirto	Mirto-1	25-ago-09
14	MIDAS	Chuirá	Chuirá-1	27-oct-09
15	NISCOTA	Hurón	Hurón-1ST	15-sep-09
16	OROPÉNDOLA	Vireo	Vireo-1	17-jul-09
17	SIERRA NEVADA	La Pinta	La Pinta-1	19-ago-09
18	YAMÚ	Yamú	Yamú-1	30-ene-09

Avisos de Descubrimiento presentados en 2009

Asimismo, 15 contratos E&P entraron en etapa de Evaluación, con un total de 20 campos de producción, los cuales se relacionan a continuación:

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

Campos que entraron en Evaluación en 2009

Adicionalmente, la totalidad de los descubrimientos que culminaron evaluación en el transcurso de la vigencia 2009 presentaron Declaración de Comercialidad ante la ANH; de esta manera los siguientes campos dieron inicio al periodo de Explotación de Hidrocarburos:

No.	CONTRATO	CAMPO	FECHA
1	CABIONA	Cabiona B	28-jul-09
2	CARBONERA	Cerro Gordo	19-ene-09
3	CHAZA	Costayaco	08-jun-09
4	CORCEL	Corcel C	09-oct-09
5	CRAVOVIEJO	Bastidas	14-dic-09
6	DOROTEA	Dorotea B	07-dic-09
7	GUARROJO	Ocelote	15-sep-09
8	LA CRECIENTE	La Creciente D	25-sep-09
9	PLATANILLO	Platanillo	11-jun-09

Campos que iniciaron periodo de Explotación en 2009

Durante el año 2009, presentaron Plan de Explotación Inicial los campos que se relacionan a continuación:

No.	CONTRATO	CAMPO	FECHA
1	CABIONA	Cabiona B	28-oct-09
2	CARBONERA	Cerro Gordo	17-abr-09
3	CHAZA	Costayaco	08-sep-09
4	CORCEL	Corcel A	16-mar-09
5	GUARROJO	Ocelote	14-dic-09
6	LA CRECIENTE	La Creciente A	14-ene-09
7	LA CRECIENTE	La Creciente D	24-dic-09
8	PLATANILLO	Platanillo	11-sep-09

Planes de Explotación inicial presentados en 2009

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

2. Convenios de Explotación

En relación con las áreas en explotación de operación directa de Ecopetrol, durante el año 2009, 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 a 31 de diciembre de 2009 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; es de anotar, que dicha inversión se encuentra representada principalmente en optimización y am-

pliación 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

Dos convenios de exploración y explotación, durante el año 2009 se encontraron en etapa de producción: estos son Sirirí y Río Horta. En desarrollo de este último convenio, en el mes de noviembre tuvo lugar un nuevo descubrimiento con el pozo Morpho-1 el cual iniciará pruebas extensas de producción en el primer semestre de 2010.

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\$ 2,1 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	BOLIVAR	1.528,83	1.958,37
2	BUENAVISTA	BOCHICA	0,00	24,48
3	CABIONA	CABIONA A	208,25	0,00
4	CABIONA	CABIONA B	8.741,11	14.423,17
5	CACHICAMO	CIRIGUELO	1.037,61	7.479,11
6	CACHICAMO	HOATZIN	1.988,95	123,37
7	CARBONERA	CERRO GORDO	1.509,81	1.381,97
8	CHAZA	COSTAYACO	203.880,13	294.060,05
9	CORCEL	CORCEL A	64.077,08	98.558,46
10	CORCEL	CORCEL C	69.264,61	91.613,46
11	CORCEL	CORCEL D	35.614,15	7.976,11
12	CORCEL	CORCEL E	0,00	59.547,88
13	CRAVOVIEJO	BASTIDAS	16.158,54	28.883,64
14	CRAVOVIEJO	CARRIZALES	30.536,59	30.280,99
15	CRAVOVIEJO	MATEMARRANO	12.135,53	16.275,60
16	CRAVOVIEJO	GEMAR	2.664,90	2.300,79
17	CUBIRO	ARAUCO	10.897,47	15.280,22
18	CUBIRO	CARETO	24.974,27	20.284,50
19	DOROTEA	DOROTEA B	21.220,65	52.420,59
20	ESPERANZA	ARIANNA	3.688,87	3.901,86
21	ESPERANZA	KATANA	636,65	575,36
22	ESPERANZA	CAÑA FLECHA	1.144,91	4.910,21
23	GUARROJO	OCELOTE	192.561,58	227.422,17
24	GUASIMO	LISA	211,88	53,02
25	LA CRECIENTE	LA CRECIENTE A	67.064,51	93.162,18
26	LA CRECIENTE	LA CRECIENTE D	10.550,23	0,00
27	LA PALOMA	COLON	0,00	9.505,66
28	LAS GARZAS	LAS GARZAS	900,45	0,00
29	LEONA	LEONA A	145,28	0,00
30	LEONA	LEONA B	552,37	1.989,27
31	LOS HATOS	LOS HATOS	2.071,59	1.908,66
32	MAPACHE	MAPACHE	16.600,05	15.457,36
33	MAPACHE	MIRASOL	6.626,77	6.124,64
34	MORICHE	MAURITIA	2.727,66	1.057,60
35	NASHIRA	NASHIRA	5.644,75	11.775,90
36	OMBÚ	CAPELLA	4.236,48	4.537,00
37	OROPENDOLA	OROPENDOLA	29.692,69	25.944,32
38	PLATANILLO	PLATANILLO	586,80	1.254,41
39	RIO VERDE	TILODIRAN	14.690,00	12.896,15
40	RIO VERDE	BORAL	1.532,68	1.493,34
41	YAMU	CARUPANA	41.292,95	33.809,46
TOTAL			909.597,65	1.200.651,32

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

Adicionalmente, durante el segundo semestre del año 2009 se cumplieron las condiciones establecidas en los contratos E&P para causar derechos económicos por precios altos, en aplicación del numeral 16.2 de la cláusula 16, a la producción de hidrocarburos líquidos correspondiente a las áreas de explotación de los contratos E&P Chaza, Corcel y Guarrojo. El monto causado por este concepto fue de US\$ 36,5 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	23,17
2	CORCEL	oct-09	10,89
3	GUARROJO	dic-09	2,43
TOTAL			36,49

Derechos Económicos por Precios Altos, causados en 2009

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

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:

Producción promedio de crudo 2009 (kbpd)

	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

	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

A diciembre de 2009 la producción de crudo 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 gas comercia-

Comercialización promedio de gas 2009 (Mpcd)

lizado fue de 49 Mpcd, perteneciente a las cuencas Valle Inferior del Magdalena y Catatumbo.

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 dos años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato, es decir 13 de abril de 2007.

Durante esta primera fase se perforaron cuatro pozos, se recomplementaron diez 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 8.015 bpd, el detalle se muestra en la siguiente tabla:

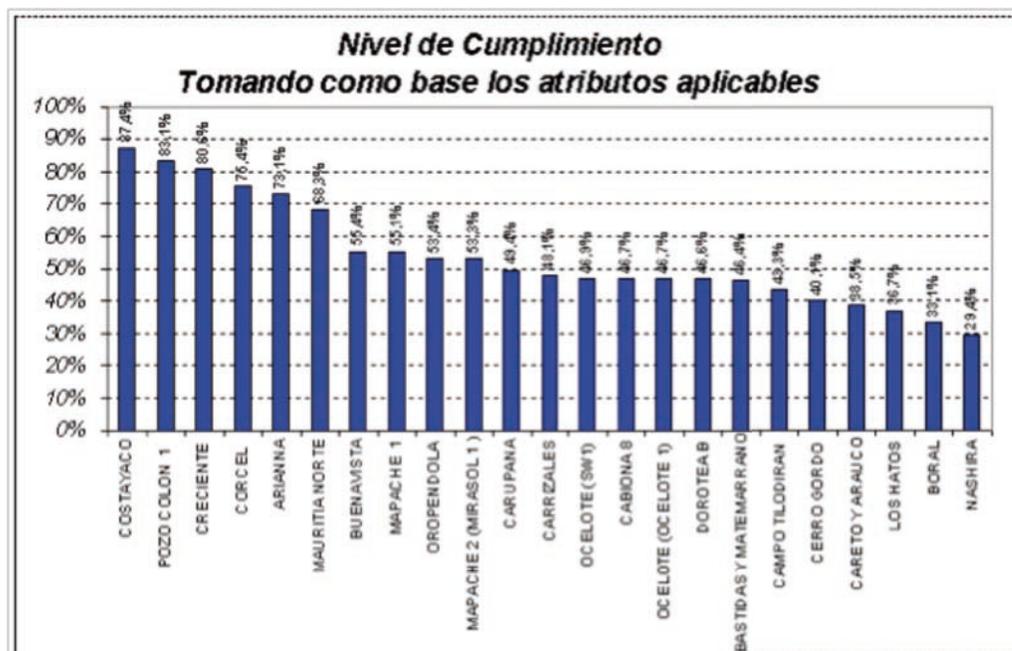
MES	PRODUCCIÓN (bpd)
Enero	6.693
Febrero	6.967
Marzo	7.112
Abril	7.393
Mayo	7.897
Junio	8.093
Julio	7.544
Agosto	7.705
Septiembre	7.570
Octubre	6.715
Noviembre	7.318
Diciembre	7.159
PROMEDIO	8.015

7. Auditorías de medición

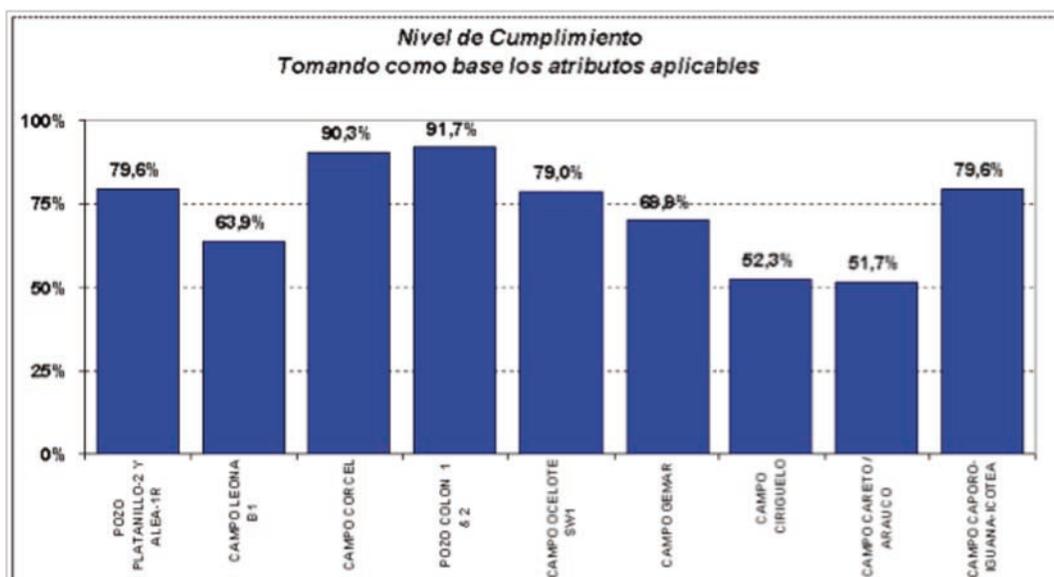
Dentro del plan de mejora del seguimiento a los contratos en producción, se confirmó la ventaja de realizar auditorías de medición a los campos en producción, de las que resultaron oportunidades de mejora que garantizan la calidad de la información que debe ingresar al Sistema de Monitoreo Remoto de 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, permitiendo 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 de 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 nueve 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 automática, 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 organizado, integrado y centralizado de toda la información técnica de producción y reservas de los pozos de petróleo y gas, de hacer un seguimiento oportuno de la producción y de 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.

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

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 que se registran 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.

Para analizar la información, se adquirió el aplicativo Oil Field Manager (OFM), el cual toma la información capturada en AVM (conexión esta 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.

9. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Promedio diario de producción de petróleo	565	kbpd	671	
Promedio diario de producción de gas	850	Mpcd	1016	
Horas-hombre al año para el seguimiento de un contrato de producción	140	Horas-hombre año	130	Se disminuyó en relación al año anterior

MANEJO DE RESERVAS

De acuerdo con lo establecido mediante acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, el primero de abril de 2009 las compañías entregaron a la ANH el informe de recursos y reservas. Se verificó, revisó y consolidó toda la información por campo desde el punto de vista estadístico, generando dos escenarios de reservas: el primero considerando la visión Ecopetrol, y el segundo con la visión de las empresas operadoras asociadas a Ecopetrol.

Se revisaron 65 informes de reservas entregados por 28 compañías con participación en 48 contratos. Un total de 12 compañías auditoras presentaron informes de reservas; varias de ellas prepararon más de un informe.

Los informes evaluados mostraron diversas calidades de contenido y presentación. Dicha disparidad, llevó a la ANH a expedir la Resolución 494 de diciembre 22 de 2009, por medio del cual se

desarrolla lo previsto en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, en relación con la forma, contenido, plazos y métodos de valoración de recursos y reservas de hidrocarburos en el país.

La entrada en vigencia en el año 2010 de dicha resolución, garantizará que los datos de reservas tengan todos los soportes del caso y permitan, además, un adecuado manejo y monitoreo de los volúmenes de producción de petróleo y gas pronosticados, los cuales pueden ser verificativos en el aplicativo OFM (ver Monitoreo Remoto de Producción).

Ante la necesidad de mantener la integridad de la información de reservas, se configuró el módulo 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, la cual se configuró con los requerimientos de la ANH y ha permitido manejar y consolidar información de reservas a cualquier nivel.

Adicionalmente, como quiera que en el aplicativo AVM se configuraron las facilidades de producción de los contratos E&P, y está enlazado con MERAK-VOLTS, este recibe directamente la información del balance mensual de producción. Cuando se trata de contratos de asociación y convenios con Ecopetrol, se realizó un desarrollo adicional que toma los datos de producción de las formas de producción aprobadas por el Ministerio de Minas y Energía e ingresan a MERAK para la actualización mensual de las reservas.

1. Reservas de crudo y gas

La siguiente tabla muestra las reservas remanentes de crudo al 31 de diciembre de 2009, la producción total, la incorporación anual y las nuevas reservas y revaluaciones. 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.

Reservas a 31 diciembre de 2008 (Mbbbl)	1.668
Incorporación	64
Producción año 2009 (Mbbbl)	245
Reservas a 31 diciembre de 2009 (Mbbbl)	1.487
Relación R/P (años)	6

De las reservas de gas a 31 de diciembre de 2008, 3799 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.

Reservas a 31 diciembre de 2008 (Gpc)	7.277
Incorporación	3
Producción año 2009 (Gpc)	368
Reservas a 31 diciembre de 2009 (Gpc)	6.912
Relación R/P (años)	19

2. Barriles equivalentes incorporados

En 2009 se adicionaron 63,8 Mbbl de petróleo en razón de las nuevas comercialidades aprobadas por Ecopetrol. Para el caso de gas la incorporación de reservas, también correspondiente a las nuevas comercialidades aprobadas por Ecopetrol, alcanzó un total de tres GPC.

En términos de millones de barriles equivalentes de petróleo por mes, las reservas añadidas en 2009 alcanzan los 64,3 MBPE. (1 BPE = 5700 PCG).

En todo caso, la incorporación de las reservas, tanto de petróleo y gas, solo podrá ser determinada una vez se conozcan los nuevos informes de recursos y reservas que deben ser presentados por las compañías operadoras antes del primero de abril del 2010.

3. Cumplimiento de indicadores

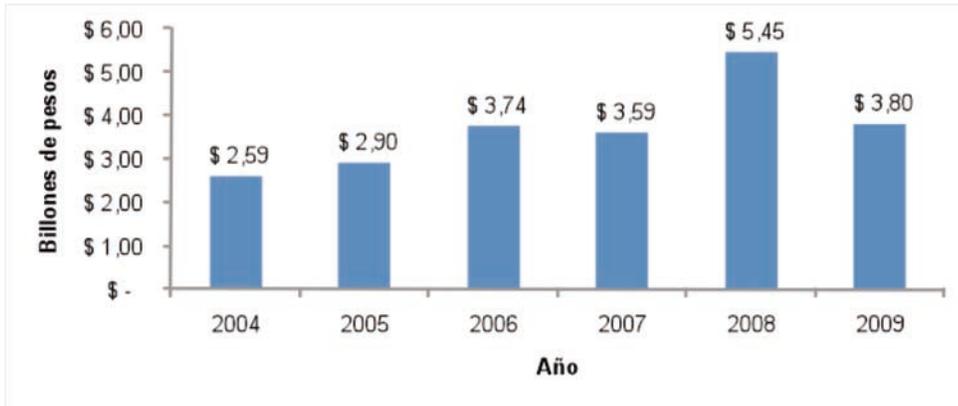
En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Barriles equivalentes a incorporar	100	MBPE	64,3	
Barriles de crudo a incorporar	80	MBPE	63,8	
Barriles equivalentes de gas a incorporar	20	MBPE	0,5	
Reservas probadas equivalentes	2.200	MBPE	2.700	
Reservas probadas equivalentes de petróleo	1.500	MBPE	1.487	
Reservas probadas equivalentes de gas	700	MBPE	1.213	
Reservas probables equivalentes	2.480	MBPE	2.476	
Reservas probables equivalentes de petróleo	2.130	MBPE	2.128	
Reservas probables equivalentes de gas	350	MBPE	348	
Reservas posibles equivalentes	540	MBPE	540	
Reservas posibles equivalentes de petróleo	380	MBPE	380	
Reservas posibles equivalentes de gas	160	MBPE	160	
Volúmenes potenciales equivalentes en contratos de la ANH	5.200	MBPE	5.114	
Volúmenes potenciales equivalentes de petróleo en contratos de la ANH	3.300	MBPE	3.273	
Volúmenes potenciales equivalentes de gas en contratos de la ANH	1.900	MBPE	1.841	

ADMINISTRACIÓN DE REGALÍAS

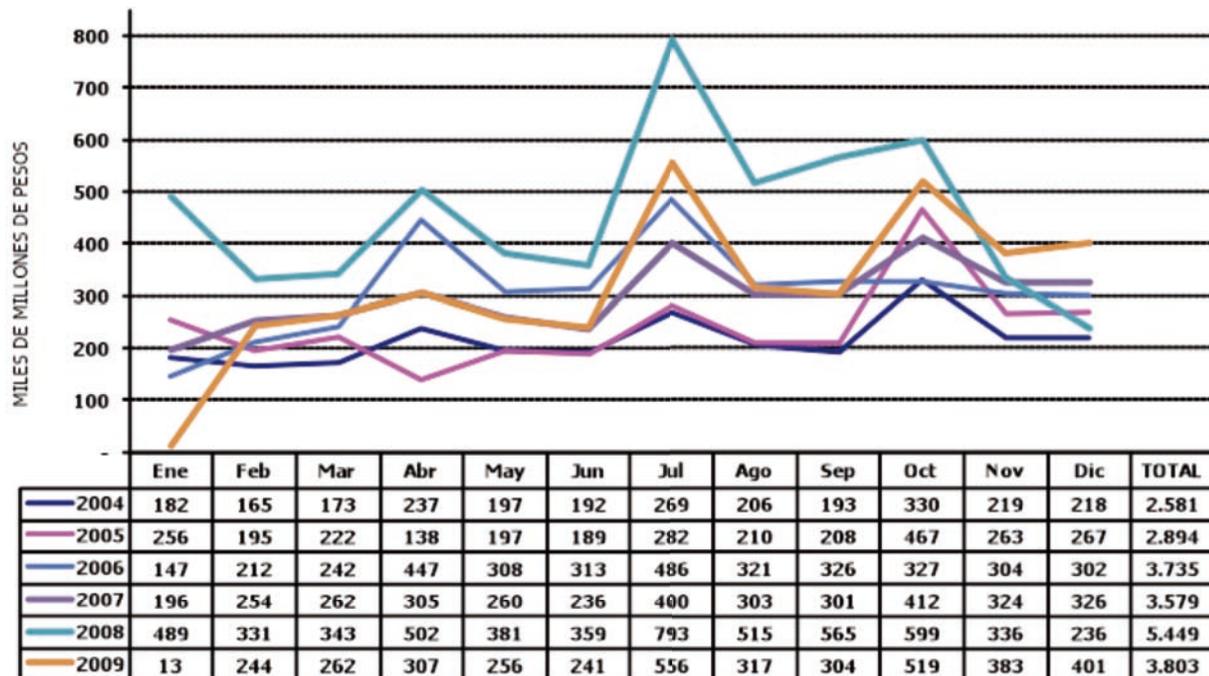
1. Recaudo de regalías

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, durante los últimos cinco años:



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

De acuerdo con lo anterior, en el siguiente gráfico se muestra el comportamiento mensual del recaudo de regalías, desde 2004 hasta diciembre de 2009.



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

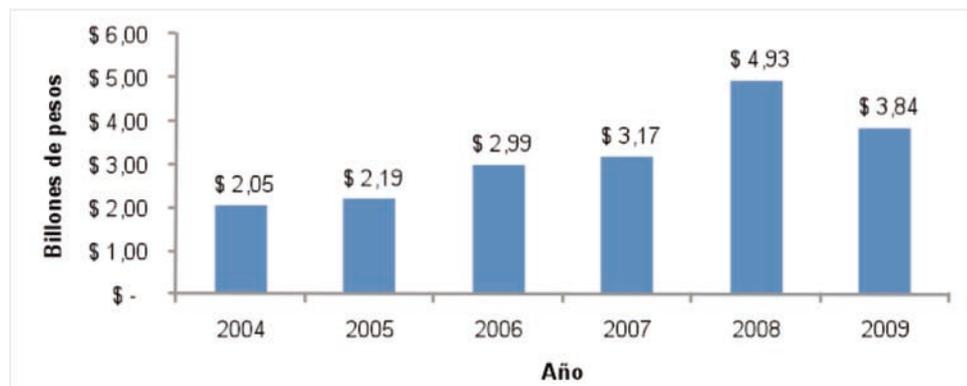
A partir de la Ley 1118 de 2006¹, la función de recaudo y comercialización de las regalías de la explotación de hidrocarburos corresponde a la ANH, conforme con lo dispuesto en el numeral 10 del artículo 5 del Decreto 1760 de 2003.

Para cumplir con estas funciones, se suscribió con Ecopetrol un convenio interadministrativo de colaboración para el recaudo de las regalías en desarrollo del cual, los volúmenes de producción recaudados se comercializan directamente con Ecopetrol.

A partir del mes de febrero de 2008, el recaudo de la totalidad de regalías generadas en el territorio nacional se ha hecho en especie.

2. Giro de regalías

En el gráfico presentado a continuación se observa el comportamiento de las regalías giradas, analizadas en la vigencia en que se generaron, desde 2004 hasta diciembre de 2009:



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

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

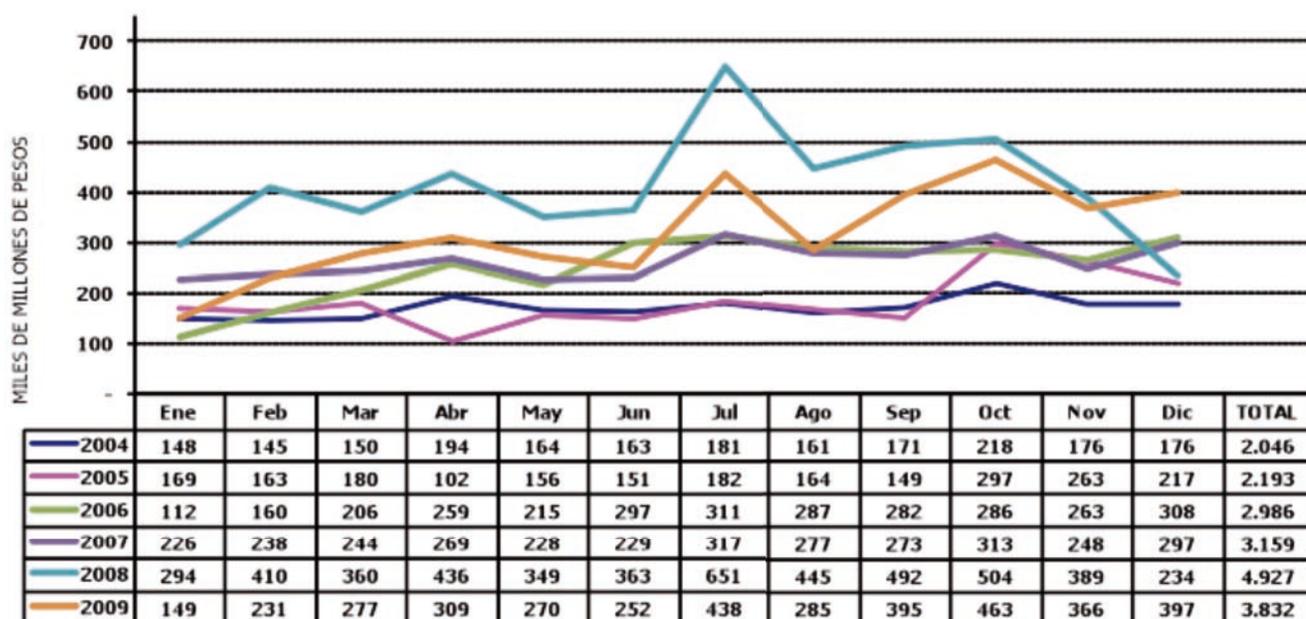
¹ Mediante esta ley se derogaron “los parágrafos 2 y 4 del artículo 5, el artículo 21, los artículos 33 y 36 al 51 y el parágrafo 2 del artículo 52 de del Decreto Ley 1760 2003 y modificalo artículo 55 de la Ley 191 de 1995 y el artículo 17 literal K de la ley 161 de 1994” (el subrayado es nuestro).

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:

Instrucciones Dirección de Regalías DNP	
Concepto	A diciembre 31 de 2009
Novedades de cuenta	58
Suspensión de giros	19
Levantamiento de suspensión	31

El comportamiento mensual de las regalías giradas, analizadas desde el periodo en que se generaron, desde el 2004 hasta diciembre de 2009 se presenta en la siguiente gráfica:



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

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

A fin de optimizar los procesos de recaudo y giro de regalías, en 2009 la Agencia firmó convenios con entidades bancarias, que le

permiten la utilización de los portales de Internet, logrando agilizar el proceso de dispersión de fondos.

Como ya se mencionó, la ANH ha cumplido con las instrucciones impartidas por el DNP, en particular con lo relacionado con la suspensión de regalías. En el siguiente cuadro se detalla el saldo de regalías, agrupado por departamento, retenido a diciembre 31 de 2009:

Regalías suspendidas por departamento A diciembre 31 de 2009 (Cifras en pesos)	
Beneficiario	Valor
ANTIOQUIA	1.496.522.725
ARAUCA	10.424.158.606
BOLIVAR	32.520.141.321
BOYACA	24.239.485
CASANARE	77.809.787
META	10.909.999
TOLIMA	52.733.707
NN (Campo Capella)	229.264.563
MUNICIPIOS PUERTOS - DEPTO. CORDOBA	3.971.711.303
PUERTOS CARGA, DESCARGA Y CABOTAJE	1.274.445.783
TOTAL	50.081.937.279

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 2009 se incluyeron como beneficiarios por explotaciones en su territorio los municipios de Los Palmitos, en el departamento de Sucre y los municipios de Cabuyaro y Guamal en el departamento del Meta.

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

DE ENERO 1 A 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

Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

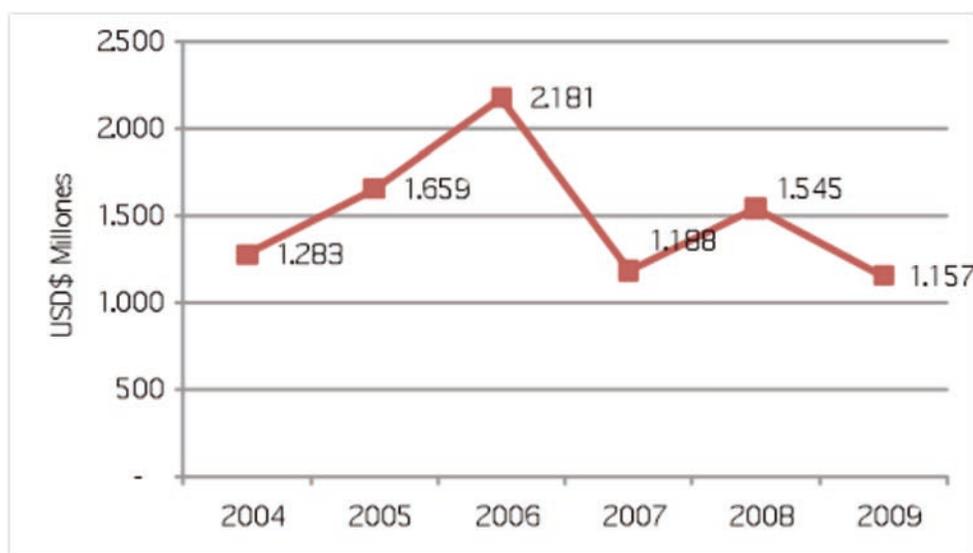
2.1. Cálculo de descuentos Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

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 adicionen².

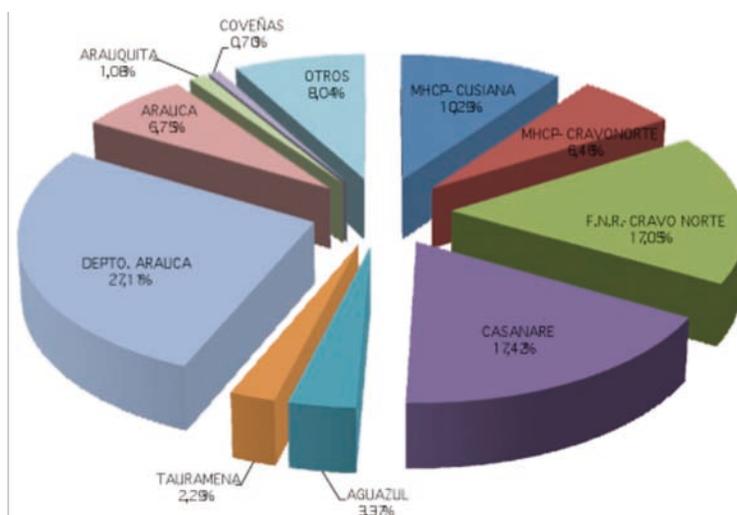
En atención a esta disposición legal, a la fecha, el saldo acumulado en el FAEP asciende a USD 1.157 millones, de conformidad con las liquidaciones elaboradas por el MME.

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



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

Distribución del saldo del FAEP a 31 de diciembre de 2009



Fuente: Grupo de Regalías, Agencia Nacional de Hidrocarburos

² Numeral 5.11, artículo 5 Decreto 1760 de 2003

3. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Regalías causadas	2,80	\$ Billones	3,80	
Regalías giradas	2,80	\$ Billones	3,84	

GESTIÓN DE LA INFORMACIÓN TÉCNICA

La ANH administra el Banco de Información Petrolera, BIP, 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 comprenden para 2009:

- Colección de corazones de 1599 pozos perforados (225.441,65 pies).
- Ripios de 6.827 pozos (5.073.108 unidades).
- 260 pozos con 6336 corazones de pared (SWC).
- 73.694 muestras de roca de afloramiento.
- 19.890 placas palinológicas.
- 7346 placas de foraminíferos.
- 16.778 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.

Durante el año 2009, la Litoteca Nacional funcionó en las instalaciones del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP en Piedecuesta, Santander. Como la Litoteca Nacional comparte con el ICP las redes de servicios públicos, la infraestructura vial interna, la portería y los servicios de seguridad, la ANH suscribió con ECO-PETROL un convenio de cooperación para el correspondiente soporte logístico.

1. Contratos de Concesión del EPIS

Para garantizar la prestación de los servicios relacionados con el BIP, durante el año 2009, la firma Schlumberger-Surencó prestó a la ANH 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 BIP hasta el 30 de noviembre de 2009.

Con el fin de desconcentrar la prestación de los servicios y aumentar la eficiencia mediante la simplificación de los procesos, durante el último trimestre del año se inició el proceso para orientar el EPIS hacia un nuevo modelo de operación a través del procedimiento de invitación pública ST-001 de 2009 para el otorgamiento de concesiones de servicios y de comercialización de la información del EPIS.

Con el nuevo modelo de operación se pasará de tener un solo operador del EPIS a contar con varios operadores mediante la suscripción de contratos de concesión. Con este modelo se esperan obtener mejoras en la prestación de los servicios. Los contratos de concesión proyectados tienen por objeto otorgar derecho para prestar los servicios inherentes a la operación del EPIS, así como para comercializar la Información contenida en el mismo.

Como contraprestación por los derechos que se entregan en concesión, los concesionarios deben liquidar y transferir a la ANH una participación equivalente a la suma de los montos fijos determinados en función de los servicios prestados; de la información objeto de comercialización, y de aquella que se descargue del EPIS para la generación de productos con valor agregado, lo cual significa que no existe erogación por parte de la Entidad.

Con respecto a la administración de la plataforma tecnológica de sistemas y comunicaciones esta es llevada a cabo por la Unión Temporal Synapsis-Colombia Telecomunicaciones. Esta empresa suministra y opera, de manera ininterrumpida, en calidad de hosting y housing, el centro de cómputo principal en Bogotá; en hosting, el data center alternativo en Cali; así mismo, provee altos canales de comunicación entre las sedes ANH-Exploration and Production Information Service, EPIS-Litoteca-Cintoteca-Centro de Cómputo Principal- Centro de Cómputo Alternativo, un sistema de alta disponibilidad de cluster para la información pública de la web, así como la mejora en los niveles de seguridad física, lógica, tiempo de respuesta, operación, soporte y mantenimiento.

La distribución y concentración de las actividades del EPIS entre entidades especializadas en cada una de estas actividades ha generado una mejor dinámica en su operación. Las posibilidades propias de cada actividad se han aumentado y se han generado nuevas oportunidades de servicio, como la conexión a la auto-atención a través de VPN provista por la UT, que permite el acceso a la información por parte de la industria desde diferentes partes 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, mayor calidad y oportunidad en la prestación de los servicios, entre otros.

2. Plataforma Tecnológica del EPIS

El desarrollo del nuevo modelo 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 el 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 la compañía Kadme AS, con el fin de dar soporte a la operación del nuevo modelo operacional del Banco de Información Petrolera EPIS; en este se incluyen la definición del nuevo modelo operacional, la actualización de procedimientos de entrega y suministro de información, el soporte en la operación del nuevo modelo incluyendo la migración a la nueva tecnología utilizada por el EPIS y la migración de datos al nuevo sistema tecnológico.

Desde el punto de vista tecnológico, esta es una solución innovadora y única en el mercado, que ofrece una fase de actualización permanente y garantiza el adecuado desarrollo de la solución.

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 puntuales 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.

El nuevo portal del EPIS entró en operación en diciembre de 2009; 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 en 2009:

Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2009	Observaciones
Sísmica de campo	Km equivalentes	19.885	23 Programas sísmicos 2D y 35 programas sísmicos 3D.
Sísmica de proceso	Km equivalentes	34.046	146 Programas sísmicos 2D y 55 programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	1.313	
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	13.219	

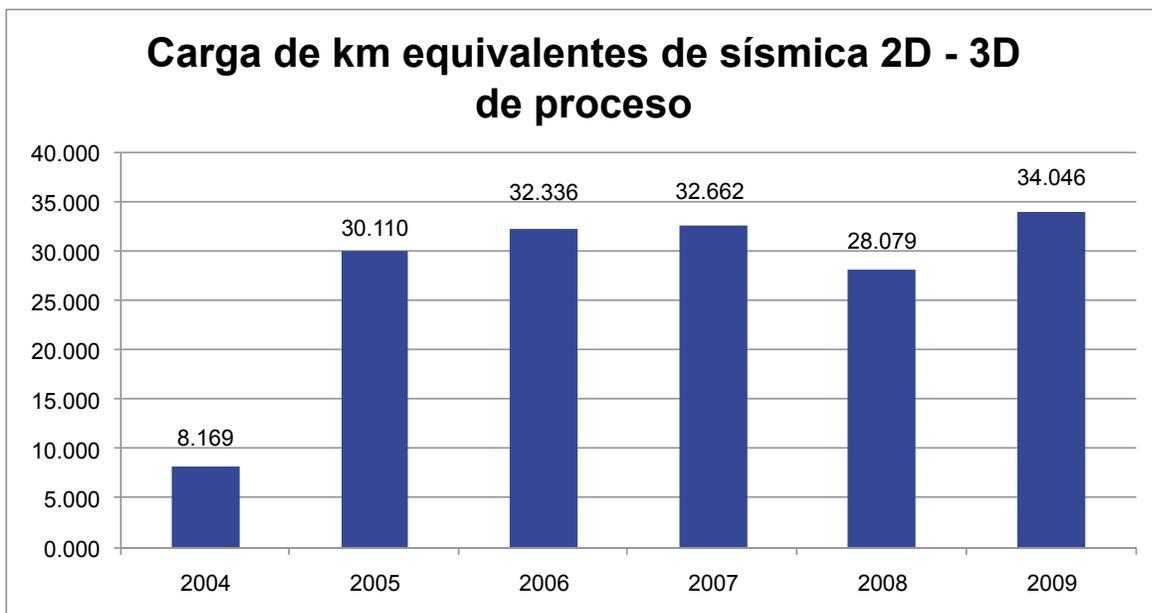
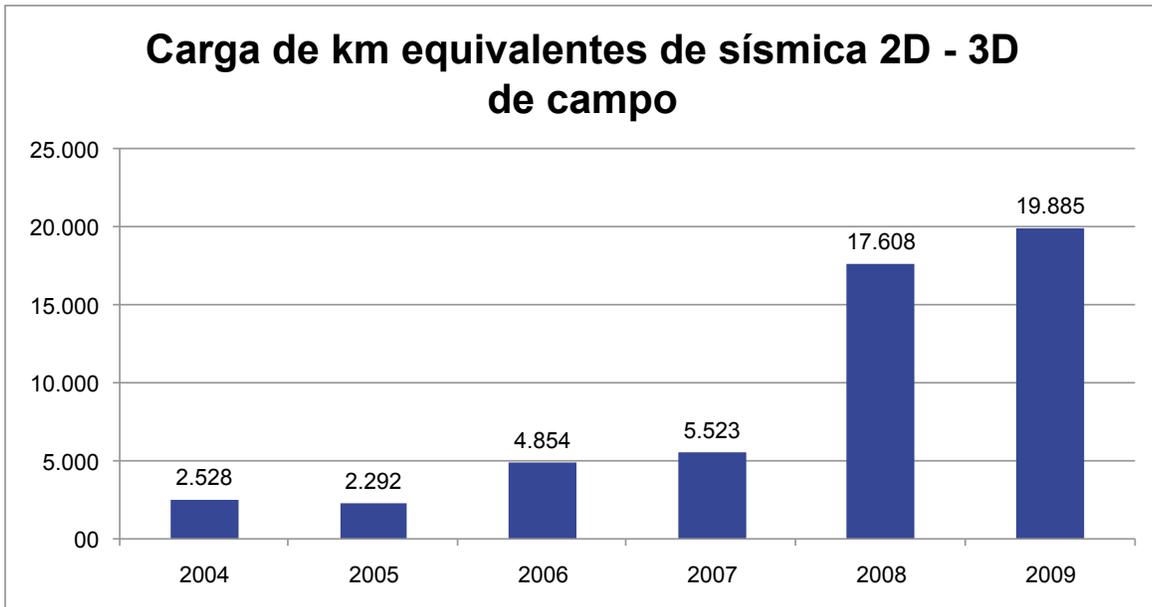
Esta información fue cargada con los mejores estándares de calidad, lo que permite disponer de información confiable almacenada en bases de datos, que a su vez se convierte en un insumo más para las actividades de E&P en Colombia y garantiza que la Subdirección Técnica cumpla con su misión de preservar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

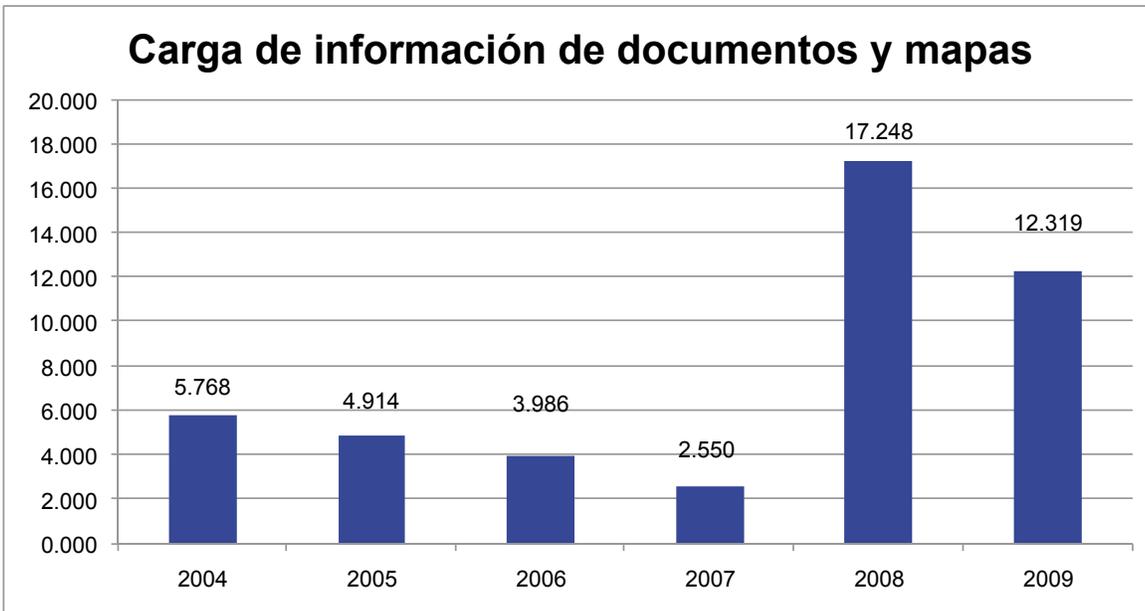
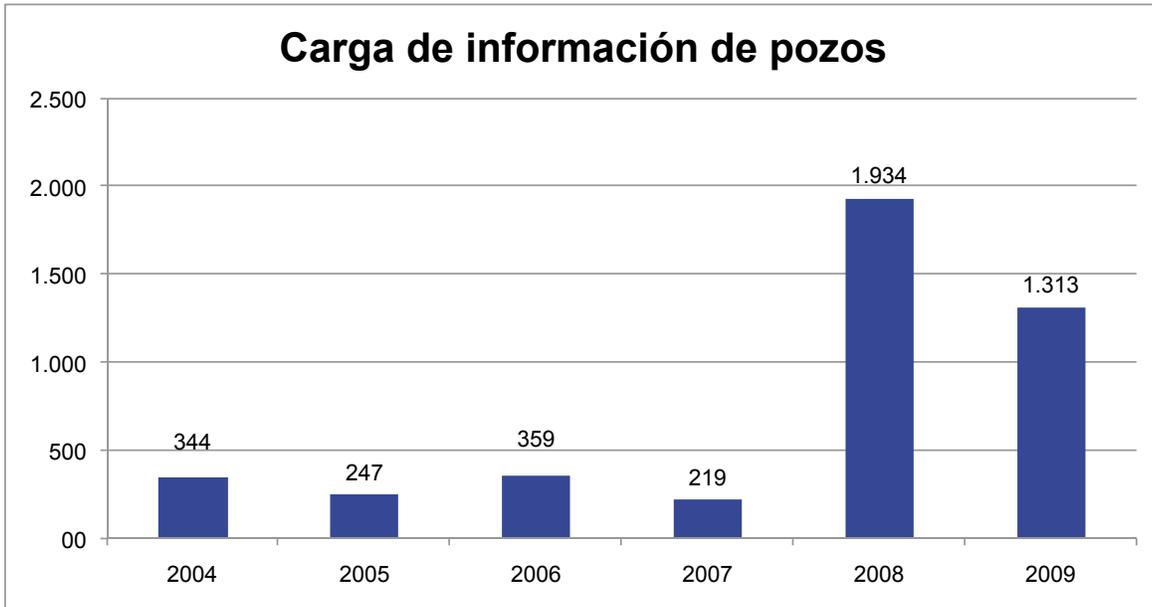
De acuerdo con esto, se cargaron 14.821 nuevos archivos en las bases de datos, lo que representó un crecimiento del 1,90 % para 2009.

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 de 2009 comparados con los de 2004 a 2008 se señalan en las figuras presentadas a continuación.





Las figuras anteriores son una comparación anual de cargas de información del EPIS por tipo de información, de los años anteriores y del año 2009.

4. Suministro de información

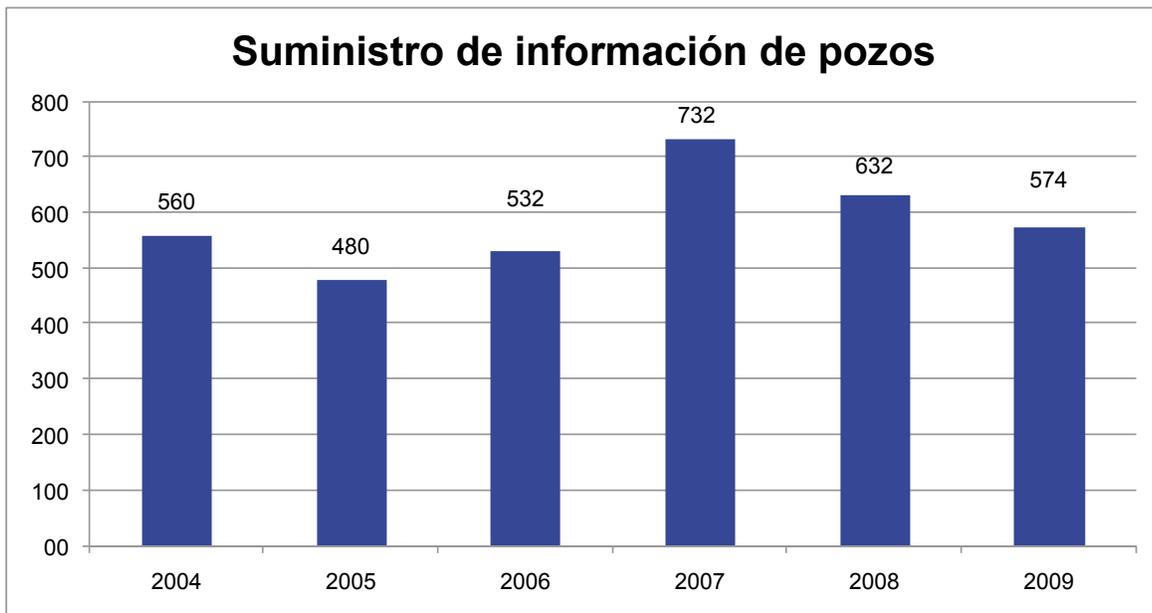
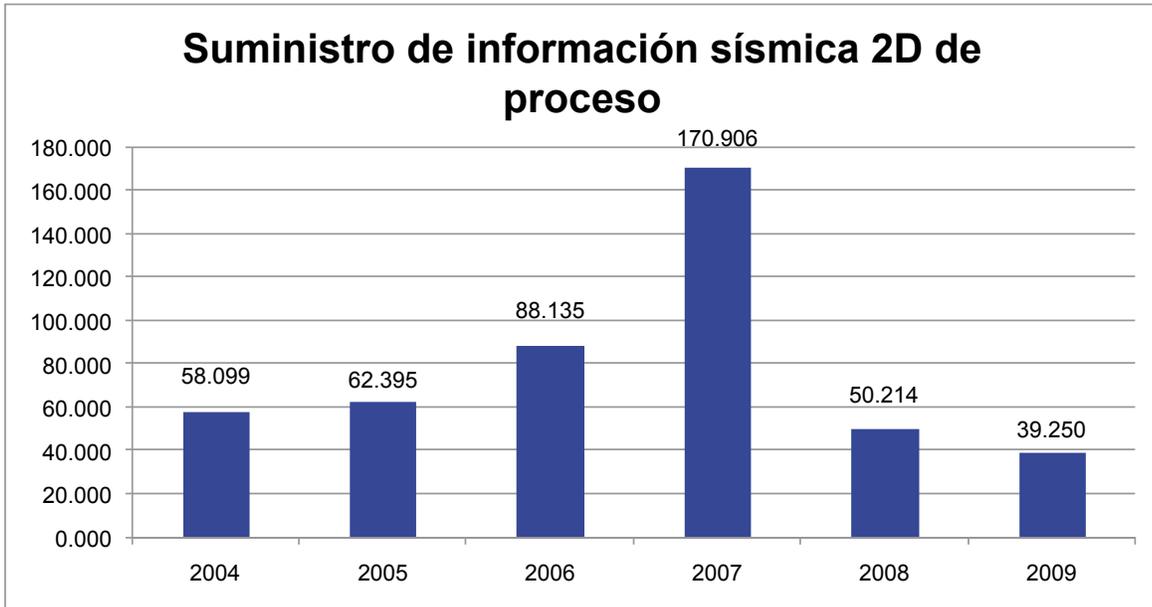
En 2009 se suministró la siguiente información:

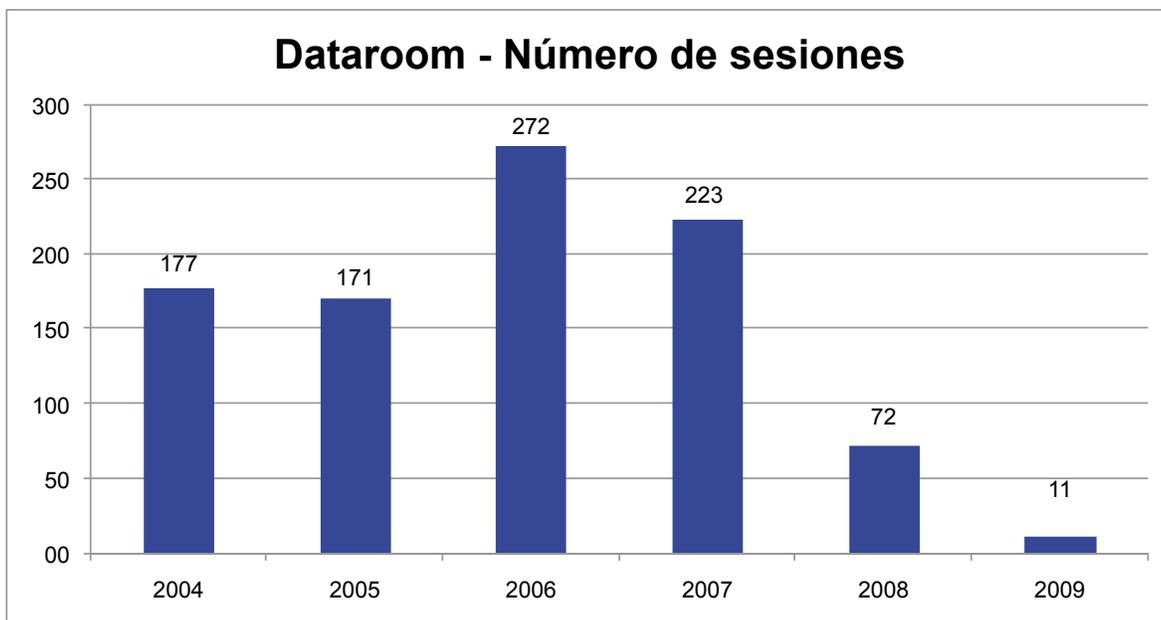
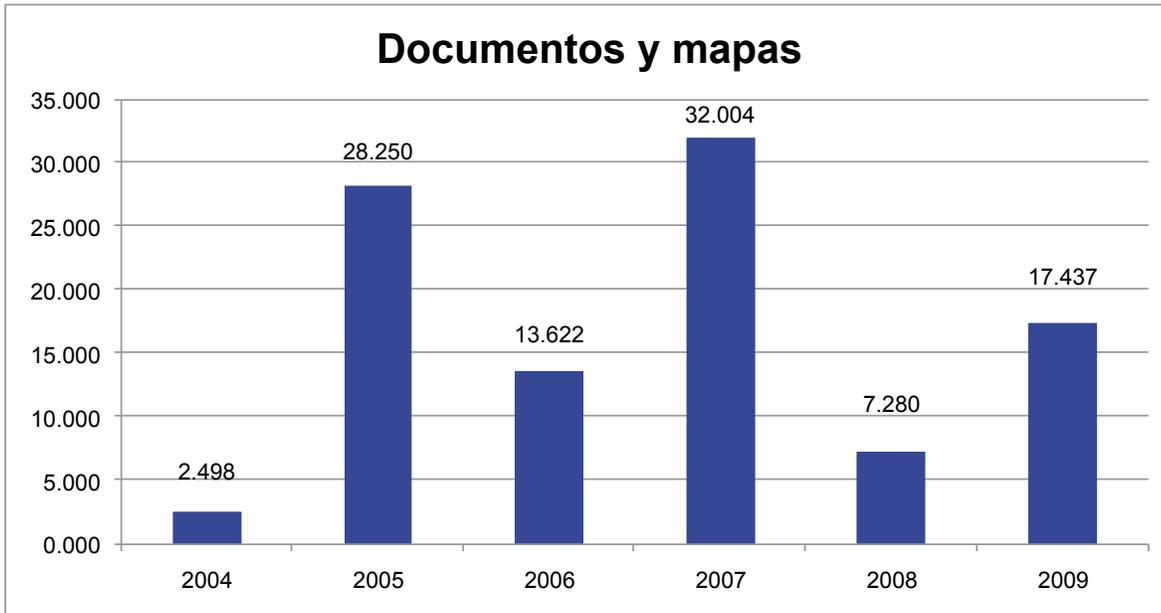
Tipo de Información	Unidades	Cantidad 2009	Observaciones
Sísmica de campo	Km	56.223	436 programas sísmicos 2D y 4 programas sísmicos 3D.
Sísmica de proceso	Km	39.759	279 programas sísmicos 2D para terceros y 6 programas sísmicos 3D.
Información de pozos	Pozos	574	
Documentos y Mapas	Documentos y mapas	17.437	
Dataroom	Sesiones	11	

Adicional a estos volúmenes se empezó a suministrar información a través de los procesos competitivos de Open Round 2010.

Estos volúmenes fueron el principal aporte por parte del BIP a las actividades de exploración de hidrocarburos en Colombia para 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. Las compañías que mayor número de solicitudes realizaron fueron: Ecopetrol, BHP Billiton, SK Energy, Petrobras, Petrominerales y Vale Colombia, entre otras. Los resultados de 2009 comparados con los de 2008 a 2004 se ilustran en las figuras presentadas a continuación.







La disminución en el suministro de información se debe a los grandes volúmenes que fueron suministrados a través de los paquetes de datos de los procesos competitivos efectuados en 2008.

5. Servicio de autoatención EPIS

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

Durante 2009, se implementó el servicio a través de Virtual Private Network, VPN, tecnología que permite una extensión de la red local sobre una pública o no controlada, como por ejemplo Internet, 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.

Durante el año 2009 se suscribieron: Columbus Energy Sucursal Colombia, La Cortez Energy Colombia, Ecopetrol S.A., Meta Petroleum Corp. Sucursal Colombia, Telpico L.L.C, Petroandina, Hocol S.A, Pyxis Exploration Ltda. Y Maurel & Prom Colombia B.V.

6. Ingresos y egresos del BIP y la Litoteca

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 BIP durante la misma vigencia fueron de \$10.174.159.508 de acuerdo con lo establecido en los contratos 066 de 2007 y 094 de 2007 suscritos con Schlumberger Surenco S.A y la Unión Temporal Synapsis-Colombia

Telecomunicaciones, respectivamente. Los egresos por concepto del contrato 066 de 2007 fueron de \$6.165.449.129,09 y por concepto del contrato 094 de 2007 fueron \$4.008.710.379. Los ingresos son la suma de los siguientes conceptos para el año 2009.

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

Los egresos por ítems para el año 2009 fueron:

CONTRATO 066 DE 2007	
ITEM	2.009 - 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	\$ 6.165.449.097

CONTRATO 094 DE 2007	
ITEM	2.009 - VALOR INCLUIDO IVA
Puesta en marcha	\$ 0,00
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 2009 un 68 % de los egresos del BIP fueron cubiertos en por los ingresos generados.

7. Ingresos y egresos de la Litoteca

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. Los ingresos cubrieron el 71 % de los egresos por administración y operación durante 2008.

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 BIP, 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.

9. Proyectos de inversión

Durante 2009 se desarrollaron diferentes proyectos:

- Realizar los 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 – Lurismark Ltda. en donde se realizó el estudio de antecedentes de la marca, estudio de confundibilidad de esta 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.
- En 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, se instaló y se puso en funcionamiento el sistema automático contra incendios en el primer trimestre de 2009.
- 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 2009 el grupo de cartografía ha dado respuesta a 1101 solicitudes y generado un total de 2536 productos para 44 funcionarios de la ANH. Se aclara que este monto no refleja la complejidad de los productos pues varía según cada solicitud.

11. Litoteca Nacional

Durante el año 2009, la Litoteca Nacional desarrollo 416 Órdenes de Servicio a 19 empresas del sector petrolero que implicaron realizar las siguientes actividades:

- El alquiler de dos horas del servicio de montacargas, 86 días de la sala de conferencias, 215 días de sala de consulta privada, 1434 días de mesas en sala de consulta pública y 19 días de la sala de juntas.
- La movilización de 11.735 cajas con material litológico para la realización de consultas (4140 en el rango de 0 a 50, 3955 en el rango de 51 a 100 y 3640 en el rango mayor a 100).
- La adquisición de 2644 pies de Registro Gamma Spectral.
- El almacenamiento de 1894 cajas con material litológico.
- El suministro de copias digitales de 4623 pies de Registros Core Gamma Spectral.
- El corte de 847 pies de corazones, de los 420 pies fueron en manga de aluminio.
- El lavado de 102 muestras de ripios de perforación.
- La toma de 18.899 muestras para diferentes tipos de análisis (1308 muestras de corazones, 124 muestreos en el rango de 100 a 500, 4688 muestreos en el rango mayor a 500, 11.548 muestras de ripios y 1231 tabletas para sección delgada).
- La verificación y preservación de 848 pies de corazones.
- La adquisición de fotografías de 7638 pies de corazones y su correspondiente diseño.
- El suministro de copias digitales de fotografías de 209 pies de corazones.
- La venta de 7666 cajas plásticas para el almacenamiento de rocas.
- Las encuestas de satisfacción al cliente muestran en promedio una calificación del 65,54 % como excelente comparado con 67,06 % de 2008 y el valor entre excelente y bueno de 89,91 % comparado con 87,88 %.
- Durante el año 2009, las empresas del sector petrolero, en cumplimiento del Manual de Suministro de Información Técnica y Geológica a la ANH, 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 2009 se verificaron y cargaron en la base de datos 17.711 cajas con material litológico.

Adicionalmente, en 2009 la Litoteca Nacional prestó 10 servicios de consulta de información técnica a proyectos de la ANH, para los cuales se utilizaron 53 días de sala privada, 117 días de mesa en sala pública, se movilizaron 3319 cajas con material litológico y se tomaron 1459 muestras. Estos proyectos por ser de carácter interno no generaron ningún tipo de contraprestación económica a la ANH.

La capacidad de almacenamiento de la Litoteca Nacional a 31 de diciembre de 2009 es de aproximadamente 3000 cajas plásticas estándar. Por las limitaciones de espacio para el almacenamiento de las muestras litológicas, la ANH desde el 2008 viene adelantando las actividades necesarias para la construcción de una nueva Litoteca.

Con relación a la construcción de la nueva Litoteca Nacional, en julio de 2009 la ANH suscribió con la UIS un convenio marco de cooperación para implementar la infraestructura física de este proyecto como parte del Parque Tecnológico Guatiguará en el municipio de Piedecuesta, Santander. En este mismo sentido en noviembre de 2009 se firmó con esta misma entidad un contrato de usufructo de un lote de 14.312,81 m² ubicado en los predios de dicho parque.

12. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
SUSMINISTRO DE INFORMACIÓN				
Días promedio de suministro de información	2,00	Días	0,87	
Suministro de sísmica 2D de campo	57.500	Km	55.488	
Suministro de sísmica 2D de proceso	188.000	Km	39.250	
Suministro información de pozos	800	#	574	
Suministro de documentos y mapas	35.200	#	17.437	
Dataroom	72		11	
CARGA DE INFORMACIÓN				
Días promedio de carga de información	5,00	Días	5,50	
Carga de sísmica 2D y 3D de campo	6.100	Km equiv.	19.885	
Carga de sísmica 2D y 3D de proceso	36.000	Km equiv.	34.046	
Carga información de pozos	240	#	1.313	
Carga de documentos y mapas	2.800	#	12.319	
OTROS				
Costo de funcionamiento anual por metro cuadrado utilizado en la Cintoteca	900.000	\$	877.828	
Costo de funcionamiento anual por metro cuadrado utilizado en la Litoteca	600.000	\$	559.248	
Costo anual por Tera-Byte de data center	50	\$	47,56	

PROCESOS DE APOYO

GESTIÓN DE RECURSOS HUMANOS

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

Como resultado de la convocatoria 001 de 2005 adelantada por la Comisión Nacional del Servicio Civil- CNSC, a través de la utilización de listas de elegibles, la ANH realizó 31 nombramientos en período de prueba durante al año 2009.

En cumplimiento de lo establecido por la Comisión Nacional del Servicio Civil se adelantó el proceso de evaluación del desempeño a estos servidores públicos, obteniendo los siguientes resultados a 31 de diciembre de 2009:

Número Servidores	Actividad
26	Superaron el período de prueba y se adelantó el trámite de inscripción en el registro de carrera administrativa
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
3	Terminaban período de prueba en el año 2010

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

2. Bienestar social, salud ocupacional y capacitación laboral

En 2009, se aplicó la encuesta de opinión al personal de planta, se tabuló, y se desarrolló propuesta del plan de bienestar. De acuerdo con los resultados de la encuesta, se procedió a estructurar el Plan Anual de Bienestar Social, Capacitación y Salud Ocupacional.

El Plan de Bienestar Social busca principalmente mejorar el clima laboral y realizar actividades de integración entre los empleados de las diferentes áreas de la Agencia. Además, pretende ampliar su

límite de acción a la familia de los empleados. Dentro de las actividades realizadas cabe destacar:

- Vacaciones recreativas para los hijos de los funcionarios
- Campeonatos internos deportivos
- Día de la familia ANH

El Plan de Salud Ocupacional trabajó intensamente en la realización de programas de capacitación y prevención de enfermedades y accidentes de trabajo, jornadas de acondicionamiento físico y charlas en medicina preventiva.

Además, se ejecutaron planes de reacción y simulacro de emergencias en caso de amenaza.

Para la ANH es una prioridad la capacitación de sus empleados. Para cumplir con este propósito se realizaron numerosos seminarios de capacitación en diferentes áreas y especialidades.

Se ajustó el Plan Institucional de Capacitación a la metodología exigida por el Plan de Formación y Capacitación del Estado, aprobado por el Decreto 4665 de 2007. Se hizo un diagnóstico inicial de necesidades de capacitación derivadas de las evaluaciones de desempeño de los funcionarios de carrera administrativa, con la identificación de brechas en las competencias del personal, por niveles.

3. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
% de cumplimiento del plan de capacitación	100	%	93	
% de cumplimiento del plan de bienestar social	100	%	96	
% de cumplimiento del plan de salud ocupacional	100	%	90	

ADMINISTRACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Durante 2009 el área de sistemas se concentró en implementar diferentes mecanismos que garanticen la seguridad de la información, como fueron:

- Puesta en marcha de un sistema DLP – Data Loss Prevention que permite controlar la fuga de información de la ANH a través de dispositivos externos, impresiones y correos, utilizando reglas de chequeo sobre la información electrónica.
- Implantación de un 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, donde opera el Banco de Información Petrolera. Comprende todas las acciones proactivas, reactivas y de retorno a la normalidad (recuperación) que se siguen con estos servidores.
- Contratación con Cybertech de un estudio de auditoría de seguridad integral de la información lógica y física del Banco de Información Petrolera aplicado a sus principales componentes (infraestructura de hardware, software, redes, y comunicaciones, instalaciones físicas y procedimientos relacionados con operaciones del sistema).

Se colaboró con el Banco de Información Petrolera en la contratación de la firma Noruega Kadme para la generación de un nuevo front-end (actividades de promoción) y back-end (preservación) que incluye un nuevo modelo del metadato y su almacenamiento, la extracción del dato de los diferentes repositorios de datos y una interfase (página web) que permite búsquedas textuales y espaciales.

Se contrató un web master y se asumió la operación de la página web, la cual anteriormente operaba en outsourcing, situación que complicaba y demoraba su proceso de actualización. Se asumió también la actualización de la página web del EPIS, la cual fue modificada por la empresa noruega Kadme. Y se inició la apropiación de la intranet cuyo diseño inicial limitaba la inclusión de requerimientos de algunas áreas, principalmente de personal.

Se licitó el Sistema Integrado de Información a través de FONADE el cual fue asignado a la UT SIANH con interventoría DIA Ltda. El acta de inicio se firmó el 17 de diciembre. Se contrató específicamente con Schlumberger el desarrollo e implementación del Módulo de Control a la Producción mediante tres formas de carga: en archivo, a través de una página web y en línea.

Se trabajó en el diseño del nuevo centro de cómputo de las oficinas de la calle 26 para garantizar que cumpliera requerimientos TIER II, dado que allí operarán tanto los servidores del Centro de Cómputo del BIP como de las Oficinas de la ANH. Se planeó el traslado de ambos Centros de Cómputo y se dejó contratado dicho traslado.

En cuanto a desarrollos internos, 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

Se contrató el aplicativo Web de Control de Contratos de Exploración, el cual se entregó en diciembre.

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

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

Se contrató una solución de software SMART-C y SMART CT, desarrollada sobre la plataforma IBM DB2 - Content manager e IBM DB2 – Records manager, para proveer una plataforma sólida y escalable que permita atender las necesidades de gestión electrónica de correspondencia y archivo físico de la ANH.

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

1. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
Inversión en tecnología de la información por puesto de trabajo	19,1	\$ Millones	19,1	

GESTIÓN JURÍDICA

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 con sus correspondientes actas. Así mismo, realizó el seguimiento a las tareas asignadas por el Consejo Directivo a las diferentes dependencias y preparó 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 reali-

zación 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.

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)

La oficina jurídica revisó las propuestas de los contratos de exploración y producción de hidrocarburos y sus respectivas evaluaciones técnicas. Elaboró las minutas de 64 contratos, de los cuales seis contratos son TEAs suscritos por asignación directa sin la realización de proceso competitivo; así mismo, la oficina jurídica elaboró las 58 minutas de los contratos E&P que fueron 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, se revisaron y aprobaron tres 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 20.

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 siete recursos, discriminados de la siguiente forma:

REPOSICIÓN: Se resolvieron un total de seis recursos de reposición, de los cuales dos correspondieron a gestión contractual, uno a gestión humana y tres por decisiones relacionadas con el proceso Misional (E&P y/o TEAs)

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

GESTIÓN CONTRACTUAL

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

De igual manera, durante dicha anualidad, se analizaron los estudios de conveniencia y oportunidad y demás obligaciones pactadas en cada uno de los convenios interadministrativos que fueron elaborados, 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. De igual forma se revisaron y aprobaron las garantías bancarias de los TEAs y de las diferentes fases de los contratos E&P.

2. Plan de compras

En cumplimiento con el Artículo 17 del Acuerdo 0009 de 2006, los plazos establecidos y la normatividad vigente del Sistema de Información para la Vigilancia de la Contratación Estatal – SICE, en enero de 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

ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS FÍSICOS

1. 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.

2. Seguros

La entidad cuenta con un programa de seguros que cubre los riesgos sobre los bienes de la entidad, estos 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.

3. 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 de las normas de austeridad que rigen 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 (cupó)
- 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

4. 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.

5. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
% de cumplimiento del plan de desarrollo administrativo	100	%	96,8	
Costo de funcionamiento por puesto de trabajo	45	\$ Millones	20,5	Se mantiene el costo de funcionamiento por puesto de trabajo, con respecto al año del 2008
Kw-hora al año por puesto de trabajo	1.300	Kw-hora al año	1.253	Se logra un reducción de un 64% con respecto al año anterior.
m3 de agua al año por puesto de trabajo	9	m ³ al año	8,95	Se logro una reducción 0,07 m3 por puesto de trabajo con respecto al 2008.
Costo de combustible anual por vehículo	5,0	\$ Millones	4,8	Se logro un reducción de un 27% con respecto al año anterior.
Costo de mantenimiento anual por vehículo	0,45	\$ Millones	0,41	Se logra una reducción de este costo en un 48% con respecto al año 2008.
Gasto de comunicación anual por puesto de trabajo	1,7	\$ Millones	0,38	El gasto de comunicación se reduce en un 34% con respecto al año anterior.
Gastos en aseo y cafetería anual por puesto de trabajo	0,60	\$ Millones	0,60	Se logro una reducción del 26% con respecto al año anterior.
Gastos en papelería anual por puesto de trabajo	1,00	\$ Millones	0,26	Se logra una reducción del 85% con respecto al año 2008.

GESTIÓN FINANCIERA

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 órgano³.

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 1° 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.

³ Libro *Aspectos generales del proceso presupuestal colombiano*. Ministerio de Hacienda y Crédito Público, Dirección General del presupuesto Nacional.

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
410 Investigación básica aplicada y estudios	\$59.307.000.000

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	\$325.848.070.000	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%

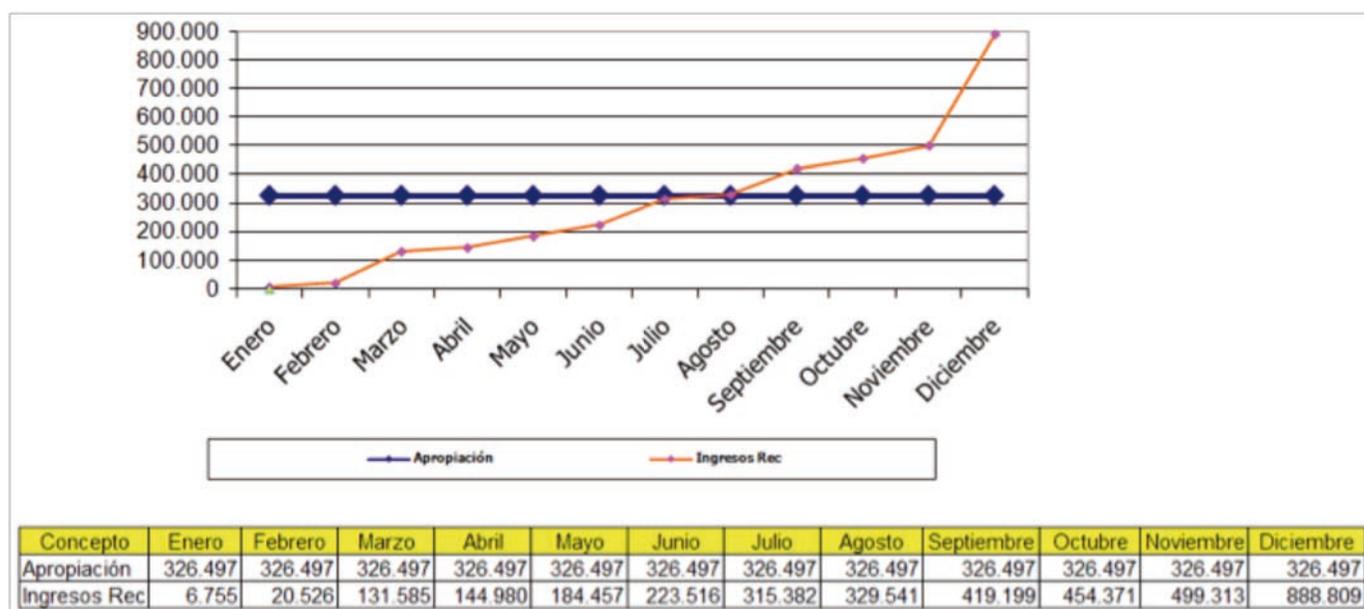
2. Ejecutar el presupuesto

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%
Noviembre	326.497	499.313	153%
Diciembre	326.497	888.809	272%

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



Como puede observarse, la ANH cumplió holgadamente con la meta de recaudo de ingresos planteada por la Ley de Presupuestos 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)

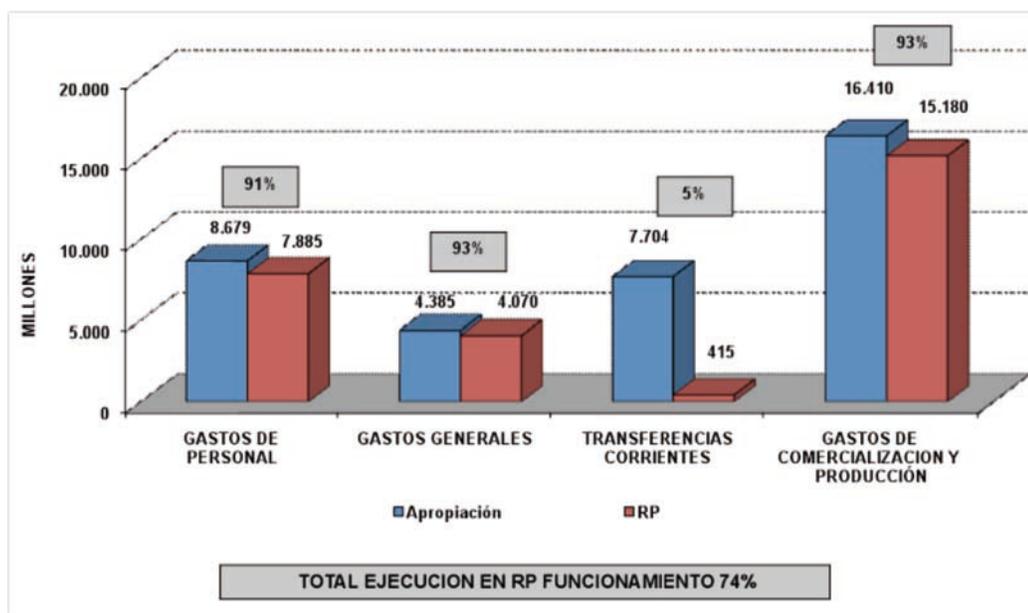
Como se señaló anteriormente, el Decreto 004 de 2009 ordenó un aplazamiento de \$74.407.000.000 en el presupuesto de gastos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

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

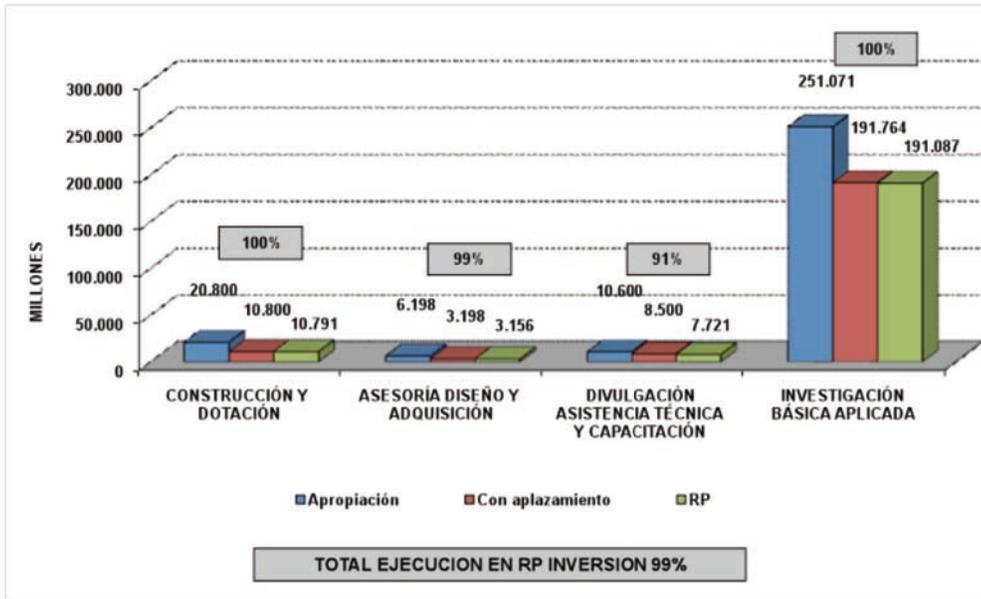
El presupuesto de inversión está compuesto por todas aquellas erogaciones susceptibles de causar réditos o que puedan ser consideradas de algún modo económicamente productivas, o aquellas que tengan cuerpo de bienes de utilización perdurable, llamadas también de capital, por oposición a las de funcionamiento, que se hayan destinado por lo común a extinguirse con su empleo. Asimismo, son aquellos gastos destinados a crear infraestructura social⁴.

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.

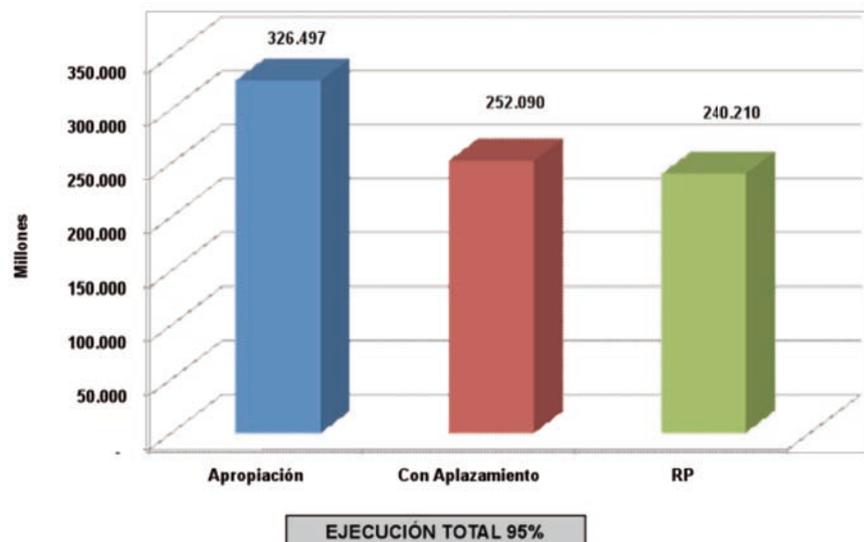
4 Definición según Ley 1169 de 2007.

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.

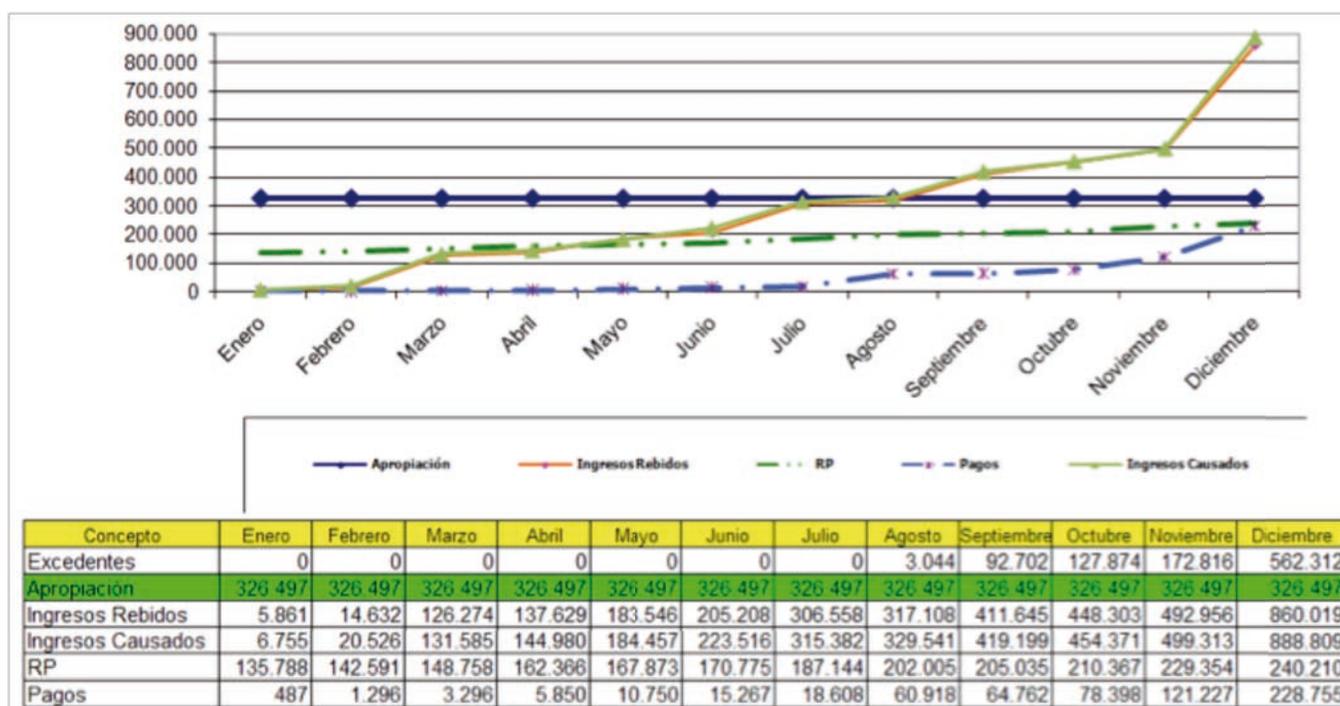
Así, la ejecución presupuestal de gastos de inversión a 31 de diciembre de 2009, se presenta en el siguiente gráfico:



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:



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.

5. Cumplimiento de indicadores

En la siguiente tabla se presentan los indicadores de gestión del proceso y el cumplimiento de los mismos durante 2009:

INDICADOR	META / ESTIMADO 2009	UNIDAD	AÑO 2009	OBSERVACIONES
% de pago en menos de 30 días	100	%	155	
% de recaudo efectivo de ingresos en tiempo previsto	100	%	263	
% de presupuesto de inversión comprometido a 31 de diciembre	100	%	99	La ANH aumento el % de ejecución del presupuesto de inversión con respecto a lo programado en un 6% comparado con el año 2008.

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 logró 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.

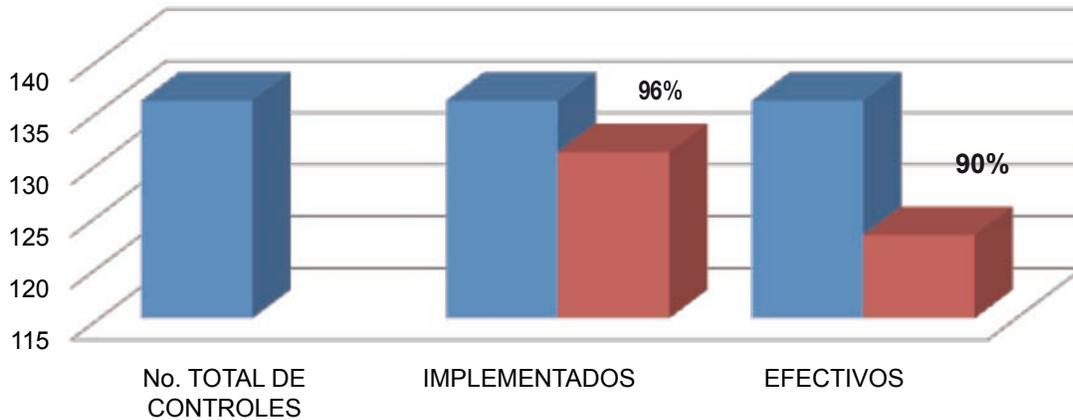
Como resultados de estas auditorías se logró:

- Evidenciar la implementación de los controles establecidos en los mapas de riesgos.

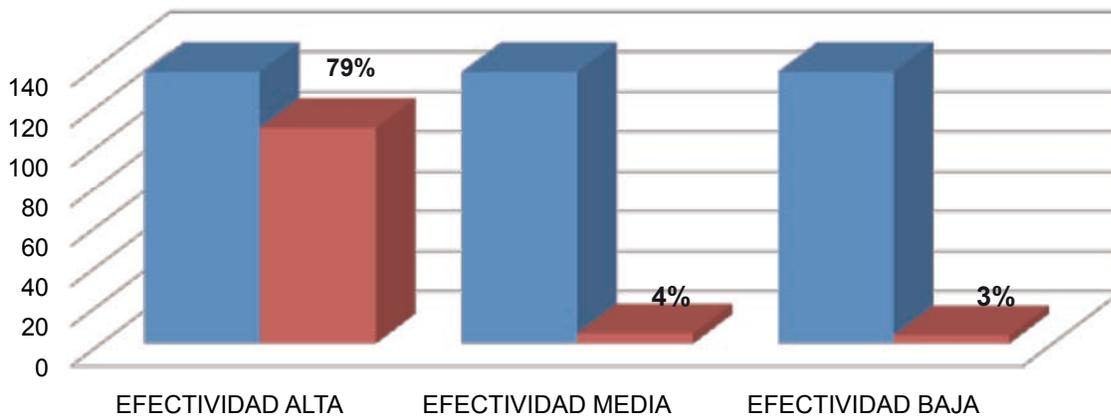
- Identificar oportunidades de mejora en los procesos analizados, que deberán ser implementadas durante el año 2010.

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 auditorías

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

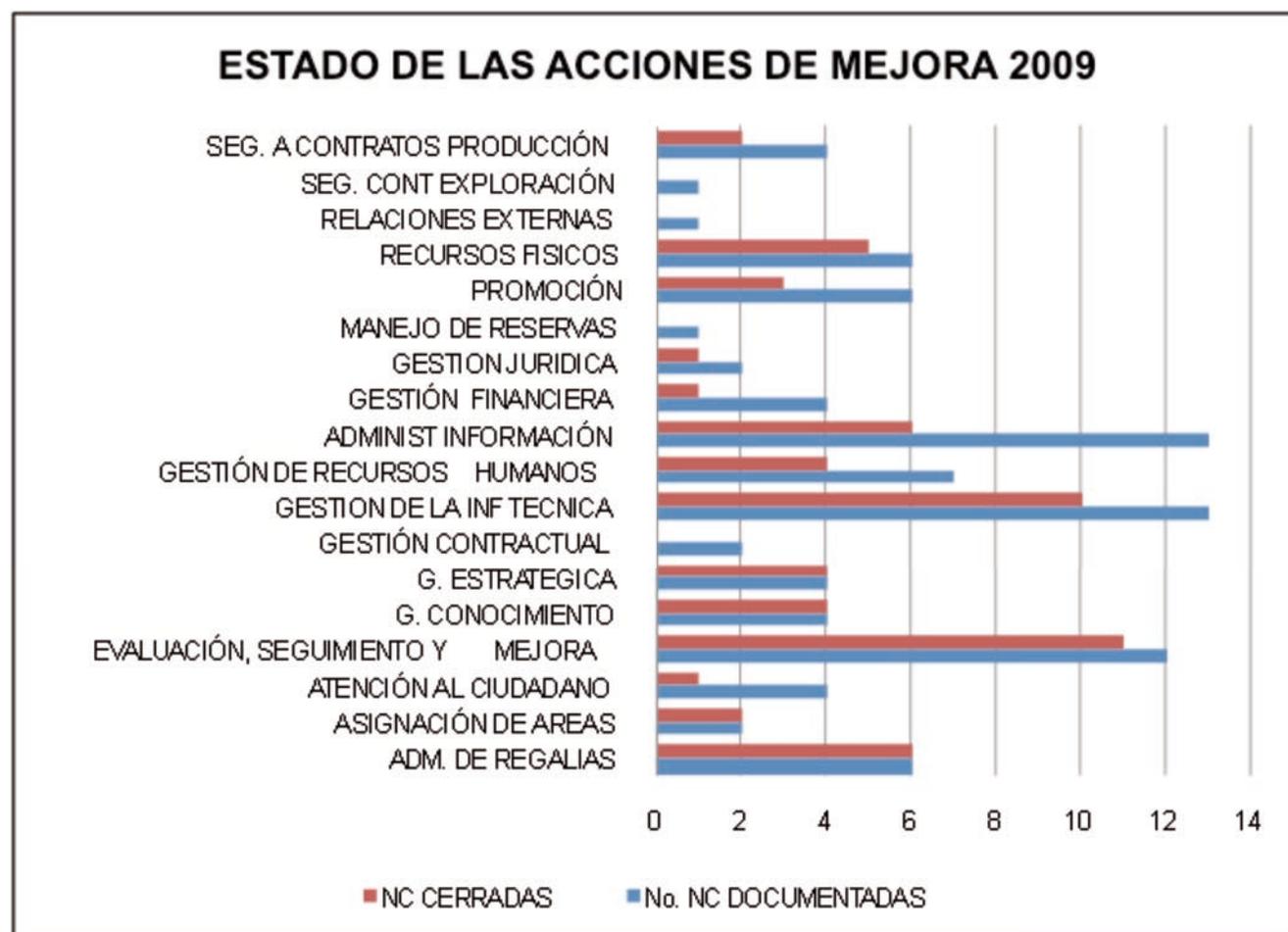
Durante 2009 se trabajó permanentemente con los líderes de proceso en el fortalecimiento del Sistema de Gestión y Control, en crear cultura para el mantenimiento y la mejora de los procesos, para lo cual se llevaron a cabo varias actividades de apoyo en la generación de planes de mejoramiento para los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

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

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

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

El siguiente gráfico 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 la complejidad del sistema que se había de 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 la República y Departamento Administrativo de la Función Pública, entre otros.

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 las siguientes funciones:

- Coordinar, controlar y efectuar seguimiento a las actividades tendientes a divulgar y fomentar al interior de la Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH-la cultura de la participación ciudadana para el control de gestión de la ANH.
- Coordinar y controlar el diseño e implementación de instrumentos que faciliten la participación ciudadana y permitan el suministro de información sobre proyectos en que intervenga la ANH.
- Velar por la oportuna orientación al ciudadano en relación con las solicitudes que presenten sobre la gestión técnica y administrativa de la ANH.

- Participar en los comités y reuniones en que se involucren comunidades y mantener un archivo actualizado.
- Participar en el diseño, ejecución y control de estrategias que faciliten la divulgación de la información procesada por la ANH.
- Coordinar la ejecución de las metas de los planes de acción de los lineamientos del Plan de Desarrollo Administrativo que sean de su competencia.
- Ser el centro de información de los ciudadanos sobre diferentes temas en la entidad, entre otros: organización de la entidad, misión que cumple, funciones y procesos y procedimientos según los manuales, normatividad de la entidad, mecanismos de participación ciudadana, informar sobre los contratos que celebre la entidad según las normas vigentes; informar y orientar sobre la estructura y funciones generales del Estado.

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 unocorresponda.

Durante 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 quejas en contra de los funcionarios de la entidad por parte de la ciudadanía, ante el grupo de participación ciudadana.