



ANH
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

**PROSPERIDAD
PARA TODOS**

Informe de Gestión 2013



**Agencia Nacional de
Hidrocarburos**

Enero 2014

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Presidente

Javier Betancourth Valle

Vicepresidentes

Juan Fernando Martínez Jaramillo

Nicolás Mejía Mejía

Carlos Ernesto Mantilla McCormick

Haydee Daisy Cerquera Lozada

Luis Alejandro Dávila Mojica

TABLA DE CONTENIDO

CAPÍTULO 1 – GESTIÓN ESTRATÉGICA	6
1.1. Marco Estratégico: Misión, Visión, Objetivos Institucionales, Código de Ética 6	
1.2. Resultado de la gestión	7
1.3. Resultados Plan de Desarrollo Administrativo - PDA	8
1.4. Sistema Integrado de Gestión y Control - SIGC	8
1.5. Programa ‘Hacia una efectiva ejecución’	8
1.6. Gestión Presupuestal	9
CAPÍTULO 2 – COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE	13
2.1. Estrategia Social	13
Estrategia del PNUD para apoyar la gestión sostenible y equitativa del sector extractivo para el desarrollo humano	17
Adhesión del INCODER al Convenio 282 de 2012 suscrito entre la ANH y el IGAC	19
Programa en Beneficio de las Comunidades- PBC	19
Seguimiento a los procesos de consulta previa y certificación de presencia de comunidades étnicas y de territorios legalmente constituidos	20
Plan de Comunicaciones	20
2.2. Seguimiento en Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente	21
Auditorías de campo	21
2.3. Medio Ambiente	22
Seguimiento socio-ambiental a los Proyectos de Gestión del Conocimiento	22
Diseño e Implementación del Modelo de gestión socio-ambiental para los proyectos de gestión del conocimiento	25
Convenios en desarrollo de la estrategia ambiental	26
Proyecto de gestión del conocimiento con énfasis en medio ambiente	27
CAPÍTULO 3 – GESTIÓN MISIONAL	29

3.1. Gestión del Conocimiento	29
Resultados más representativos	31
Indicadores de efectividad frente al Plan 2020	32
3.2. Gestión de la Información Técnica	33
3.3. Promoción y Asignación de Áreas.....	43
Promoción.....	43
Asignación de Áreas	45
Ronda Colombia 2014	47
3.4. Administración de Contratos.....	48
Seguimiento a la Exploración	48
Seguimiento a la Producción	51
3.5. Operaciones, Regalías y Participaciones.....	55
Reservas de hidrocarburos.....	55
Gestión de la Ventanilla Única de Comercio Exterior - VUCE	65
Administración de Regalías y Derechos Económicos	65
Administración de la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación	74
Fiscalización	78
Reporte Nacional de Producción de Crudo y Gas	79
Operaciones relevantes en el año 2013	81
CAPÍTULO 4 – GESTIÓN ADMINISTRATIVA.....	86
4.1. Gestión Contractual	86
4.2. Administración de Talento Humano.....	87
4.3. Participación ciudadana	91
4.4. Administración de Recursos Físicos.....	91
4.5. Gestión Documental	92
4.6. Gestión Financiera.....	92
4.7. Tecnologías de la Información y Comunicaciones	94
CAPÍTULO 5 – EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA	99
5.1. Modelo Estándar de Control Interno - MECI.....	99

Subsistema de Control Estratégico	100
Subsistema de Control de Gestión.....	101
Subsistema de Control de Evaluación	102
5.2. Informe de la auditoría de la Contraloría General de la República (CGR) a la gestión de la vigencia 2012.....	103
5.3. Avance en el plan de mejoramiento	104

CAPÍTULO 1 – GESTIÓN ESTRATÉGICA

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

Misión

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

Visión










Seremos reconocidos como una entidad modelo en el mundo por:

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

Objetivos Institucionales

Procurar la autosuficiencia energética, la generación de actividad económica y de recursos fiscales que contribuyan a la prosperidad económica y social del país.
Fortalecer el conocimiento del potencial del recurso hidrocarburífero del subsuelo Colombiano.
Fortalecer la promoción de la inversión en actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.
Realizar seguimiento oportuno al cumplimiento de las obligaciones de los contratos de exploración y producción, particularmente aquellas relacionadas con los aspectos sociales y ambientales de las operaciones.
Realizar un adecuado manejo y comercialización de regalías y derechos económicos de la ANH, así como el correcto ejercicio de la fiscalización de la producción de hidrocarburos.
Propender por un desarrollo de la actividad hidrocarburífera amigable con el medio ambiente y respetuosa de los derechos de las comunidades.
Contar con un modelo de gestión fundamentado en el mejoramiento continuo y con un equipo humano en constante formación y en un clima laboral eficaz.

Valores

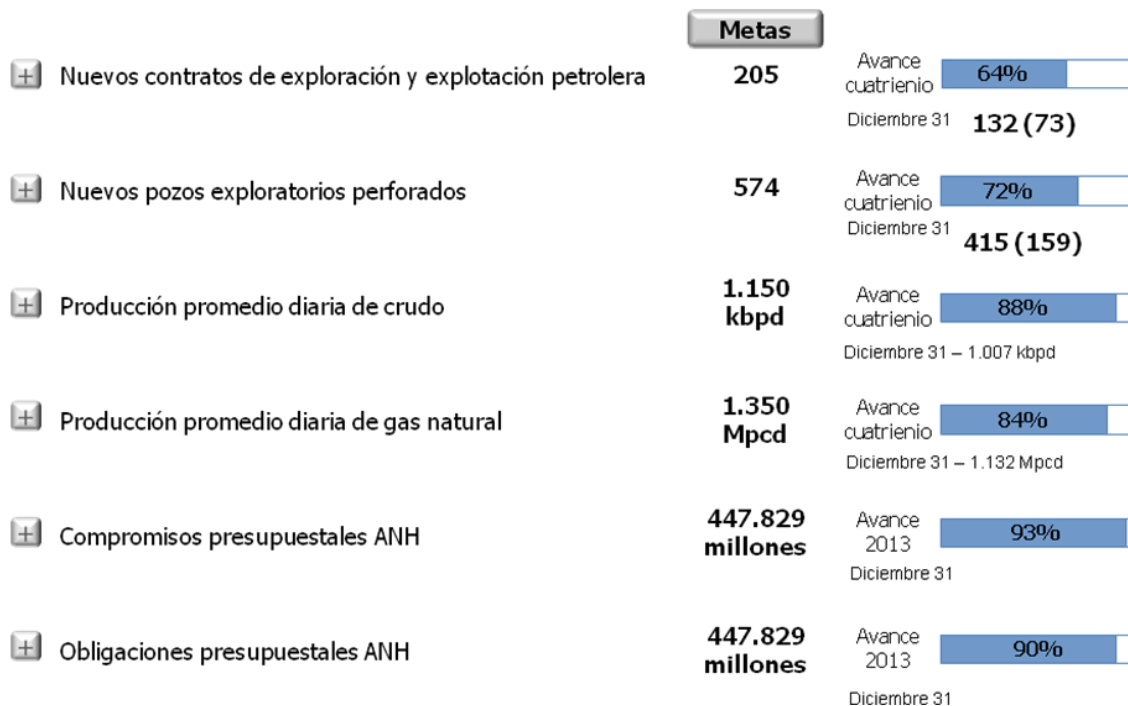
-  Honestidad y transparencia
-  Respeto y tolerancia
-  Compromiso y lealtad
-  Trabajo en equipo
-  Equidad
-  Responsabilidad social y ambiental
-  Oportunidad y calidad en el servicio
-  Disposición al control ciudadano
-  Competitividad

1.2. Resultado de la gestión

Para la vigencia 2013 la ANH presentó un avance del 64% (132 contratos) en la meta de suscripción de nuevos contratos.

De otro lado, en diciembre de 2013 se contaron 415 nuevos pozos exploratorios perforados, para un avance de cuatrienio de 72%.

La siguiente gráfica presenta los resultados de los principales indicadores que miden la gestión de la vigencia 2013 en el marco del Plan Nacional de Desarrollo.



1.3. Resultados Plan de Desarrollo Administrativo - PDA

A continuación se presenta el avance de las políticas que conforman el Plan de Desarrollo Administrativo a nivel sectorial.

POLÍTICA No. 01. GESTIÓN MISIONAL Y DE GOBIERNO	97%
POLÍTICA No. 02. TRANSPARENCIA, PARTICIPACIÓN Y SERVICIO AL CIUDADANO	98%
POLÍTICA No. 03. GESTIÓN DEL TALENTO HUMANO	99,5%
POLÍTICA No. 04. EFICIENCIA ADMINISTRATIVA	81%
POLÍTICA No. 05. GESTIÓN FINANCIERA	96%
TOTAL AVANCE DEL PDA 2013	94%

Fuente: SIGE – Sistema de Información Gerencial

1.4. Sistema Integrado de Gestión y Control - SIGC

Para la ANH es importante el compromiso con el mejoramiento continuo. Como evidencia de este sentir en el mes de noviembre de 2013 se recibió al ente certificador ICONTEC, el cual realizó la evaluación de la conformidad de los estándares ISO 9001:2008 y NTC GP 1000:2009 a los 14 procesos que conforman el Sistema de Gestión de Control, como resultado se obtuvo la renovación de la certificación hasta el año 2015.

1.5. Programa ‘Hacia una efectiva ejecución’

Con el propósito de mejorar la efectividad en el seguimiento a la ejecución de los compromisos y obligaciones presupuestales, se adelantó el programa denominado “**Hacia una efectiva ejecución**”.

El programa tuvo una duración de 13 semanas, inició en el mes de septiembre e incluyó tres componentes: comunicación e información; seguimiento y; monitoreo y mejora.

En las reuniones los supervisores presentaron los avances de los contratos e informaron sobre las causas y justificación de las brechas existentes. Se planteaban acciones correctivas y preventivas y se presentaban en las reuniones de seguimiento de los acuerdos de gestión en Comité Estratégico.

Como resultado de este ejercicio se llegó a una ejecución de compromisos presupuestales en inversión de 98% y de obligaciones de 94%. Igualmente se logró disminuir en 77% las reservas presupuestales. De otro lado se logró iniciar a tiempo los trámites de vigencias futuras.

1.6. Gestión Presupuestal

La Ley 1593 del 10 de diciembre de 2012, decretó el presupuesto de rentas y recursos de capital y apropiaciones para la vigencia fiscal 2013. A su vez el Decreto 2715 del 27 de diciembre de 2012, liquidó el Presupuesto General de la Nación para la misma vigencia, se detallaron las apropiaciones y se clasificaron y definieron los gastos.

Apropiación presupuestal 2013

Millones de \$

Concepto	Ppto Inicial
Gastos de Personal	26.293
Gastos generales	9.654
Transferencias corrientes	177.517
Gastos de comercialización	37.544
Total Funcionamiento	251.008
Infraestructura	15.000
Sistemas de Información	9.500
Divulgación y promoción de los recursos hidrocarburíferos	5.000
Gestión del Conocimiento	250.820
Análisis y Gestión del entorno	21.500
Formación de capital humano (PC)	12.000
Total Inversión	313.820
Total Presupuesto	564.828

Fuente: Ley 1593 de 2012

Así mismo, el Decreto 1530 del 19 de julio de 2013 liquidó las modificaciones presupuestales ordenadas mediante la Ley 1587 de 2012. Esta modificación se dio en razón a la no ejecución de los excedentes financieros por valor de \$117.000 millones liquidados inicialmente.

En consecuencia las apropiaciones presupuestales definitivas de la entidad, fueron:

Apropiación presupuestal Definitiva 2013

Millones de \$

Concepto	Ejecución (compromisos)
Gastos de Personal	26.293
Gastos generales	9.654
Transferencias corrientes	60.517
Gastos de comercialización	37.544
Total Funcionamiento	134.008
Infraestructura	15.000
Sistemas de Información	9.500
Divulgación y promoción de los recursos hidrocarburíferos	5.000
Gestión del Conocimiento	250.820
Análisis y Gestión del entorno	21.500
Formación de capital humano (PC)	12.000
Total Inversión	313.820
Total presupuesto definitivo	447.828

Fuente: Decreto 2260 de 2012

Ejecución Presupuestal de Ingresos

El siguiente es un cuadro resumen de los ingresos de la ANH, presupuestados, causados y recaudados:

Millones de \$

Concepto	Ppto Inicial	Causado acumulado	%	Recaudo acumulado	%	Pendiente de cobro	%
Derechos Económicos	388.388	863.380	222%	845.930	218%	17.450	4%
Venta de información petrolera	3.441	13.419	390%	13.254	385%	165	5%
Subtotal Ingresos Misionales	391.829	876.799	224%	859.184	219%	17.615	4%
Rendimientos Financieros	0	5.591	100%	5.591	100%	0	0%
Recursos de Balance	56.000	58.088	100%	58.076	100%	12	0%
Subtotal Otros Recursos de Capital	56.000	63.679	100%	63.667	100%	12	0%
Otros Ingresos	-	120.407	100%	120.407	100%	-	0%
TOTAL EJECUCION	447.829	1.060.885	232%	1.043.258	230%	17.627	2%

Fuente: SIF Nación del MHC

La ANH obtuvo ingresos por valor de \$1.060.885 millones, lo que representa \$ 613.056 millones por encima de lo presupuestado.

La ejecución de ingresos por derechos económicos muestra un recaudo del 218% sobre lo presupuestado, debido principalmente a lo obtenido por precios altos. Se destacan igualmente los ingresos por la operación de Campo Tello y La Jagua, campos que revirtieron a la Nación en 2006, operados por Ecopetrol y que desde entonces se han convertido en una de las principales fuentes de financiamiento de la ANH.

Ejecución Presupuestal de Gastos

Millones de \$

Concepto	Ppto Inicial	CDP	%	Obligación	%	Pago	%
Gastos de Personal	26.293	18.768	71%	18.752	71%	18.701	71%
Gastos generales	9.654	7.702	80%	7.435	77%	6.926	72%
Transferencias corrientes	60.517	55.697	92%	55.485	92%	2.611	4%
Gastos de comercialización	37.544	25.549	68%	24.465	65%	21.869	58%
Total Funcionamiento	134.008	107.716	80%	106.137	79%	50.107	37%
Infraestructura	15.000	14.113	94%	13.304	89%	10.207	68%
Sistemas de Información	9.500	9.395	99%	9.062	95%	6.451	68%
Divulgación asistencia técnica	5.000	4.731	95%	4.589	92%	4.496	90%
Estudios Regionales	250.820	241.654	96%	234.703	94%	224.813	90%
Gestión del entorno	21.500	21.113	98%	21.113	98%	20.589	96%
Formación de capital humano (PC)	12.000	12.000	100%	12.000	100%	12.000	100%
Total Inversión	313.820	303.006	97%	294.771	94%	278.556	89%
Total Ejecución	447.828	410.722	92%	400.908	90%	328.663	73%

Fuente: SIIF Nación del MHCP

Frente a la ejecución de los gastos, es importante anotar que el rubro Gastos de Personal alcanzó un 71% del presupuesto comprometido, debido a que durante el año no fue posible proveer el total de los cargos vacantes.

La ejecución de los gastos de comercialización alcanzó un 68%, toda vez que no se ejecutaron el total de los recursos asignados para la labor de fiscalización, ya que en el mes de mayo se recibieron \$21.000 millones del Sistema General de Regalías para adelantar esta labor. Adicionalmente, resultó desierto el proceso para la contratación del seguimiento a la producción de contratos de hidrocarburos.

Frente a la ejecución de la inversión se destaca una ejecución del 94% en compromisos y 89% en obligaciones del proyecto Construcción y dotación de las sedes de la ANH, BIP y Litoteca Nacional. El proyecto Asesoría, Diseño, Adquisición, Mantenimiento y Construcción de los Sistemas de Información de la Agencia Nacional de Hidrocarburos alcanzó una ejecución del 99% en compromisos y 95% en obligaciones. Así mismo, el

proyecto Divulgación y Promoción de los Recursos Hidrocarburíferos Colombianos alcanzó una ejecución del 95% en compromisos y 92% en obligaciones; Estudios Regionales para la Exploración de Hidrocarburos un 96% en compromisos y 94% en obligaciones; Análisis y Gestión del Entorno Nacional un 98% en compromisos y obligaciones y Desarrollo Científico de Investigación y Apropriación del Conocimiento para el Sector de Hidrocarburos un 100% en compromisos y obligaciones presupuestales.

CAPÍTULO 2 – COMUNIDADES Y MEDIO AMBIENTE

La Agencia Nacional de Hidrocarburos, con el fin de llevar a cabo el seguimiento al cumplimiento de las obligaciones dentro del ámbito de su competencia, específicamente en aspectos sociales, cuenta con un equipo de profesionales altamente calificados y con una auditoría social encargados de verificar el cumplimiento de las cláusulas contractuales que hacen referencia a los Programas en Beneficio de las Comunidades; Plan de Comunicaciones (Circular 04) y seguimiento a los procesos de Consulta Previa. Como resultado de este seguimiento, la ANH realizó la evaluación social a 279 contratos de Exploración y Producción (E&P), 22 Contratos de Evaluación Técnica- (TEA's, según su sigla en inglés), siete Convenios de Exploración y Producción (E&P) y 47 convenios en Explotación.

2.1. Estrategia Social

La Agencia Nacional de Hidrocarburos ha venido trabajando con las autoridades ambientales y sociales del país con el fin de lograr la viabilidad de operaciones del sector en todo el territorio nacional, en el marco de la protección de los derechos de las comunidades asentadas en su área de influencia y la conservación del patrimonio natural de país.

A partir de la experiencia adquirida dentro de la ANH, durante los últimos 10 años, se han identificado los siguientes aspectos críticos que dificulta el normal desarrollo del sector hidrocarburos en las regiones donde desarrollan sus actividades:

1. Falta de presencia del gobierno nacional en las regiones
2. Falta de buenas prácticas sociales y ambientales
3. Conflicto social
4. Falta de escenarios de diálogo social y participación de los grupos de interés

Estas situaciones han generado una evolución de expectativas entre las comunidades y autoridades locales y regionales, que exceden el alcance de la actividad hidrocarburífera y en muchas ocasiones se evidencia dicho malestar, en vías de hecho por parte de las comunidades, lo que retrasa y dificulta el cumplimiento de las metas en materia de exploración y producción en el país.

El Decreto 4137 de 2012, en su Artículo 4º, numeral 8, establece que la ANH tendrá como función la de *“Apoyar al Ministerio de Minas y Energía y demás autoridades competentes en los asuntos relacionados con las comunidades, el medio ambiente y la seguridad en las áreas de influencia de los proyectos hidrocarburíferos”*.

De esta forma la ANH ha venido suscribiendo una serie de convenios interadministrativos con varias autoridades del gobierno nacional, en respuesta a la estrategia social que

busca consolidar una plataforma de acompañamiento a la industria, armonizando sus intereses con los de las comunidades.

La estrategia social de la ANH para el año 2013 puede visualizarse e interpretarse con el siguiente gráfico.



Fuente: Gerencia de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente

Esta estrategia contiene cuatro fases, Planeación e ingreso, Interlocución, Operación y Atención de Crisis.

Cada una de estas fases busca generar un proceso organizado para el ingreso y operación de las compañías que suscriben contratos hidrocarburíferos con la ANH, facilitando la exploración y producción de hidrocarburos al generar líneas de acción y estrategias de relacionamiento con las comunidades y autoridades locales y regionales.

Durante el año 2013 se obtuvieron los siguientes avances para el desarrollo de esta estrategia:

FASE 1: Planeación e Ingreso

1.1 Convenio 273 de 2012 suscrito entre la ANH y el Ministerio de Minas y Energía – Buenas Prácticas Sociales para el sector hidrocarburos

Actualmente la ANH, el Ministerio de Minas y Energía, FONADE y el ICONTEC, vienen desarrollando la guía de Buenas Prácticas Sociales para el sector hidrocarburos, en un proceso técnico, normalizado y participativo, el cual busca generar lineamientos y

recomendaciones para lograr una gestión óptima en materia social por parte de las compañías en sus procesos de exploración y producción de hidrocarburos.

La guía cuenta con once capítulos que han venido siendo desarrollados por un Comité Asesor de alto nivel, los cuales actualmente se encuentran en revisión interna por las partes, para su posterior análisis y ajuste en los comités técnicos donde participan los diferentes grupos de interés y una posterior publicación del documento en la página Web del ICONTEC para obtener comentarios de los interesados.

Una vez se obtenga el documento definitivo según lo establece el ICONTEC, la guía será publicada y adoptada por el ente normalizador del país.

1.2 Convenio 245 de 2012 suscrito entre la ANH y el Ministerio de Minas y Energía – Programa de Regionalización del sector hidrocarburos Fase 1

La Fase 1 del Programa de Regionalización se terminó el 30 de septiembre de 2013. Como resultado de esta fase se elaboró el documento del Programa de Regionalización con la participación de expertos del sector, funcionarios de gobierno y compañías hidrocarburíferas, se llevaron a cabo los cinco talleres en las cinco regiones priorizadas (Norte de Santander, Arauca, Casanare, Meta y Putumayo), con una asistencia promedio de 70 personas por taller. En estos talleres participaron autoridades locales y regionales, líderes de las regiones priorizadas y representantes de la comunidad. Se elaboró e imprimió la cartilla y se entregó a la ANH el módulo Web del Programa de Regionalización.

1.3 Convenio 274 de 2012 suscrito entre la ANH y el Ministerio del Interior – Sistema de Registro Étnico

Como resultado de este convenio se cuenta con la Base de datos y el sistema georeferenciado y en su última etapa el diseño y la interface de usuario.

En el desarrollo del convenio se realizarán reuniones de socialización con las comunidades étnicas donde se presentará la herramienta informática y se pondrá a prueba la interface de interacción por parte de estas comunidades.

FASE 2: Interlocución

2.1. Convenio 276 de 2012 suscrito entre la ANH y el Ministerio del Interior – Segunda Fase del Programa Alianzas para la Prosperidad - Programa AVANZA

La segunda fase del Programa Alianzas para la Prosperidad se terminó a satisfacción el 30 de septiembre de 2013, logrando la ejecución de todos los objetivos propuestos para esta iniciativa.

Este programa se desarrolló en los departamentos de Putumayo y Casanare, en los cuales se alcanzaron objetivos como la elaboración de mapas de actores regionales; mejorar la comprensión de los actores sobre los alcances de la estrategia; resolver dudas,

inquietudes y expectativas en torno a su participación; instalación de los diálogos por departamento; desarrollo de la marca AVANZA y se diseñó y se puso en marcha un sistema de información geográfico (SIG) para monitorear permanentemente la evolución general de la estrategia y facilitar la transparencia en el seguimiento de los procesos y los acuerdos que se surten en las instancias de diálogo.

FASE 3: Operación

3.1 Acuerdo 302 de 2012 suscrito entre la ANH y el PNUD – Programas en Beneficio de las Comunidades (PBCs)

El Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo ha venido abordando esta iniciativa con el fin de mejorar la calidad y efectividad de las inversiones que realiza la industria en el marco de los Programas en Beneficio de las Comunidades.

Este proceso incluye el trabajo de un equipo de expertos encargado de coordinar las actividades a nivel nacional y, a su vez, una serie de actividades en campo que han permitido revisar y analizar de primera mano el estado actual de ejecución de los PBCs en Colombia a través de una serie de reuniones, a nivel central y en las regiones, con diferentes grupos de interés (gobierno, industria, autoridades y comunidad).

El PNUD ha logrado avanzar en la consolidación de la línea base de los PBCs y se encuentra ajustando y desarrollando los diferentes productos que se han comprometido entre la ANH y el PNUD para el logro de los objetivos del Acuerdo.

3.2 Convenio 268 de 2012 suscrito entre la ANH y el Ministerio del Interior – Consulta Previa

El Convenio de Consulta Previa se ha venido desarrollando teniendo en cuenta el modelo de gestión acordado entre las partes, lo cual garantiza que el 100% de los procesos de consulta previa que requiere el sector hidrocarburos, sean atendidos por el Ministerio del Interior y sean adelantados antes de iniciar la operación hidrocarburífera.

FASE 4: Atención de Crisis

4.1 Convenio 133 de 2013 suscrito entre la ANH y el Ministerio del Interior –Centro Nacional de Convivencia y Seguridad Ciudadana

Para la ejecución de este Convenio, la ANH suscribió el Acuerdo ANH-PNUD 242 de 2013, con el fin de que este proyecto haga parte integral de la “Estrategia territorial para la gestión sostenible y equitativa del sector hidrocarburos, a través del fortalecimiento de actores y la consolidación de escenarios participativos de planificación para el desarrollo humano, la superación de la pobreza y el cumplimiento de los ODM en las regiones”.

Estrategia del PNUD para apoyar la gestión sostenible y equitativa del sector extractivo para el desarrollo humano

La Estrategia del PNUD para apoyar la gestión sostenible y equitativa del sector extractivo para el desarrollo humano, busca que los países vinculados, desarrollen de forma participativa una serie de políticas, que permita facilitar que los recursos que se obtienen en el marco del accionar de los sectores extractivos, logren fortalecer el desarrollo sostenible y equitativo centrado en el ser humano.

La importancia de consolidar esta estrategia, es el amplio conocimiento y experiencia de las Naciones Unidas en el ámbito mundial, de atender a los diferentes países en el manejo y administración de los riesgos asociados a la riqueza proveniente de los recursos naturales y al reto de transformar estos recursos en bienestar para toda la sociedad.

Los tres elementos principales de la estrategia son un marco de actuación para la participación del PNUD, un paquete integrado de servicios para responder a la demanda insatisfecha, a través de líneas estratégicas de fortalecimiento institucional para el desarrollo humano en la industria extractiva, aprovechando el potencial de las sinergias entre las áreas de práctica del PNUD y una nueva iniciativa del PNUD, proponiendo actividades indicativas y la forma de cómo llevarlas a cabo.

Acuerdo de Cooperación de Asistencia Técnica y Financiera entre la ANH y el PNUD

Se ha identificado que la vinculación del PNUD para la asistencia técnica y coordinación de la Estrategia Social de la ANH 2013-2014 a través de la “*Estrategia del PNUD para apoyar la gestión sostenible y equitativa del sector extractivo para el desarrollo humano*”, permitirá articular los programas que la ANH ha venido adelantando en las regiones del país, con el fin de generar sinergias entre dichas iniciativas, tener un proceso coordinado de actuación en las áreas de interés hidrocarburífero y acompañar a la industria para fortalecer la viabilidad de las operaciones.

La propuesta consiste en la articulación de los Convenios que se suscribirán entre la ANH y los Ministerios del Interior y de Minas y Energía, en una sola estrategia y de esta forma maximizar los beneficios en la ejecución de los mismos, según la matriz que a continuación se presenta:

CONVENIO ANH 2013	OBJETO CONVENIO ANH	ESTRATEGIA PNUD OBJETIVOS ESPECÍFICOS
ANH-PNUD	Estrategia PNUD Apoyar a la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS -ANH- en la estructuración e implementación de una estrategia territorial para la gestión sostenible y equitativa del sector hidrocarburos, a través del fortalecimiento de actores y la consolidación de escenarios participativos de planificación para el desarrollo humano, la superación de la pobreza y el cumplimiento de los ODM en las regiones.	Apoyar a la ANH en el diseño de una estrategia territorial para la gestión sostenible y equitativa del sector hidrocarburos.
ANH-Ministerio del Interior	Centro Nacional de Convivencia y Seguridad Ciudadana Aunar esfuerzos institucionales, técnicos, administrativos y financieros en aras de institucionalizar el CENTRO NACIONAL DE CONVIVENCIA, SEGURIDAD Y ORDEN PÚBLICO -CCOSOP- con el fin de atender los conflictos sociales e intervenir en crisis de orden público, haciendo uso del dialogo, la negociación, la participación, la inclusión social, que estimule y fortalezca la democracia en el país atendiendo la conflictividad del sector de Hidrocarburos.	Apoyar a la ANH en el diseño de una estrategia para la prevención y atención de la conflictividad social alrededor de la industria de hidrocarburos.
ANH-Ministerio de Minas y Energía	Programa de Regionalización Fase 2 Convenio interadministrativo entre la ANH y el Ministerio de Minas y Energía – MME, para la socialización de los proyectos hidrocarburíferos a desarrollarse en 7 departamentos con actores sociales estratégicos	Fortalecer las capacidades de actores relevantes del sector, tales como entidades nacionales, regionales y locales, empresas y comunidades, a través de estrategias de información, comunicación y formación.
ANH-Ministerio de Minas y Energía	Capacitación en Buenas Prácticas del sector hidrocarburos Convenio interadministrativo entre la ANH y el Ministerio de Minas y Energía – MME, para la divulgación de las buenas prácticas del sector hidrocarburos	Fortalecer las capacidades de actores relevantes del sector, tales como entidades nacionales, regionales y locales, empresas y comunidades, a través de estrategias de información, comunicación y formación.
ANH-Ministerio del Interior	Estrategia AVANZA Fase 3 Convenio interadministrativo entre la ANH y el Ministerio del Interior para la generación de procesos de dialogo en departamentos petroleros con mayor conflictividad social y áreas priorizadas	Facilitar la suscripción e implementación de acuerdos regionales y planes de acción municipal, con un enfoque participativo y de desarrollo humano

CONVENIO ANH 2013	OBJETO CONVENIO ANH	ESTRATEGIA PNUD OBJETIVOS ESPECÍFICOS
ANH-PNUD	Estrategia PNUD Apoyar a la AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS -ANH- en la estructuración e implementación de una estrategia territorial para la gestión sostenible y equitativa del sector hidrocarburos, a través del fortalecimiento de actores y la consolidación de escenarios participativos de planificación para el desarrollo humano, la superación de la pobreza y el cumplimiento de los ODM en las regiones.	Desarrollar una estrategia de gestión del conocimiento que apoye y facilite el desarrollo de los demás resultados del proyecto, al tiempo que genere un conocimiento replicable y transferible a los distintos actores o partes interesadas

Fuente: Grupo de Seguridad, Comunidades y Medio Ambiente - ANH

Adhesión del INCODER al Convenio 282 de 2012 suscrito entre la ANH y el IGAC

En cumplimiento del CONPES 3762 de agosto de 2013, el IGAC, el INCODER y la ANH, consideran fundamental aunar esfuerzos para dar cumplimiento a los compromisos emanados del mismo, los cuales consisten en:

- Compromiso 10 (Conpes 3762/13) *“Solicitar al Ministerio del Interior, al Ministerio de Agricultura y al Incoder, unificar los procesos o trámites asociados a la expedición de la certificación de comunidades (Septiembre 2013)”*
- Compromiso 11 (Conpes 3762/13) *“Solicitar al Ministerio del Interior establecer los protocolos para la optimización proceso de Consulta Previa y la correcta coordinación institucional y la manera de centralizar las competencias de protocolización de consultas previas”*
- En tanto al IGAC le corresponde *“(…) liderar y administrar con el acompañamiento del Departamento Nacional de Planeación, bajo los parámetros de la Infraestructura Colombiana de Datos Espaciales –ICDE–, la implementación del proyecto Portal Geográfico Nacional, para disponer de una plataforma unificada para el manejo de la información geográfica del país, de manera tal que permita generar consultas oficiales únicas e integrales, que aborden las diferentes temáticas sectoriales y territoriales”.*

Por lo tanto la ANH, el INCODER y el IGAC, suscribieron una adición, prórroga y adhesión del INCODER al convenio 282 de 2012 hasta el 31 de julio de 2014, fecha en la cual se espera contar con la totalidad de los productos pactados.

Programa en Beneficio de las Comunidades- PBC

Los Programas en Beneficio de las Comunidades - PBC, son parte de la inversión social que realizan las empresas del sector de hidrocarburos, en el marco de las obligaciones derivadas de los contratos de exploración y producción y convenios en producción, fomentan el desarrollo sostenible regional en las respectivas áreas de influencia de sus

proyectos. Los PBC se enmarcaron en líneas de inversión de educación, salud, fortalecimiento institucional, desarrollo comunitario, desarrollo económico y proyectos productivos y cultura, recreación y deporte, contribuyendo al desarrollo local y regional.

Durante el 2013, la ANH realizó 58 visitas de seguimiento a los PBC con el objeto de verificar los procesos realizados por las compañías, identificar la percepción de las comunidades y establecer el nivel de cumplimiento de los compromisos contractuales con la ANH.

Las visitas realizadas incluyeron entrevistas con autoridades locales y líderes de la comunidad de las áreas de influencia de los PBC, se realizaron recorridos de verificación de los proyectos ejecutados como obras de infraestructura y dotaciones, en contratos ubicados en los departamentos de Meta, Casanare, Boyacá, Sucre, Huila, Putumayo, Bolívar, Santander, Norte de Santander y La Guajira.

Seguimiento a los procesos de consulta previa y certificación de presencia de comunidades étnicas y de territorios legalmente constituidos

En el marco del seguimiento y control de la legislación existente en materia de protección de derechos étnicos, en especial lo concerniente a la consulta previa, la ANH estableció en los contratos de hidrocarburos, la obligación a cargo del contratista de garantizar el derecho fundamental a la consulta previa de los pueblos indígenas y demás grupos étnicos que se encuentren asentados en áreas de influencia de los proyectos de hidrocarburos.

De acuerdo con lo anterior, la ANH en cumplimiento a lo establecido en la Constitución Política y la ley y en el marco de sus competencias, realizó seguimiento a los 355 contratos vigentes, con respecto a los trámites de certificación y consulta previa, en la etapa inicial de las actividades hidrocarburíferas.

Plan de Comunicaciones

En el año 2010, la ANH estableció como parte de los mecanismos de participación ciudadana en el desarrollo de los proyectos hidrocarburíferos el plan de comunicaciones, acorde con lo establecido en la Circular 04, herramienta que busca fortalecer el relacionamiento de las empresas contratistas con las autoridades locales, regionales y la comunidad del área de influencia de los proyectos.

En 2013 la ANH hizo seguimiento de las actividades llevadas a cabo por las compañías, verificando la adopción de un plan de comunicaciones previo, concomitante y posterior con las comunidades de su área de influencia. Se logró de esta manera socializar los proyectos y mejorar la participación de las autoridades locales y regionales. Por otra parte, estos procesos lograron propiciar el empoderamiento de la comunidad en la exigibilidad al cumplimiento de los compromisos ambientales y sociales asociados con las actividades propias de los proyectos de hidrocarburos.

2.2. Seguimiento en Seguridad Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente

Con el fin de garantizar el buen desarrollo de los contratos, la ANH mantuvo permanente seguimiento en materia de Seguridad en Higiene Industrial, Salud Ocupacional y Medio Ambiente (HSE), a cada uno de los contratos vigentes que desarrollaron algún tipo de operación industrial dentro de sus bloques, buscando siempre el estricto cumplimiento de la ley, el respeto por el medio ambiente y las buenas prácticas del sector.

Las actividades más representativas realizadas durante el 2013 fueron:

- Actualización de 362 hojas de vida de los contratos hidrocarburíferos vigentes (fichas), las cuales incluyen el desarrollo de actividades y el cumplimiento de compromisos en materia de HSE. Para este propósito se elaboraron 89 visitas nuevas de inspección HSE.
- Elaboración y radicación de 668 conceptos que requirieron análisis en aspectos ambientales y socio ambientales. De igual manera, en aspectos de seguridad industrial y salud ocupacional fueron analizados 89 conceptos de visitas nuevas, nueve conceptos de seguimiento en aspectos HSE, 105 conceptos de visitas de cierre HSE a los contratos, 26 informes de acompañamiento por Preguntas, Quejas y Reclamos- PQR's o a solicitud de autoridades como la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA, Ministerio de Trabajo, Corporaciones Autónomas, entre otras, dando con ello respuesta a las solicitudes presentadas por las autoridades, la industria y la comunidad.

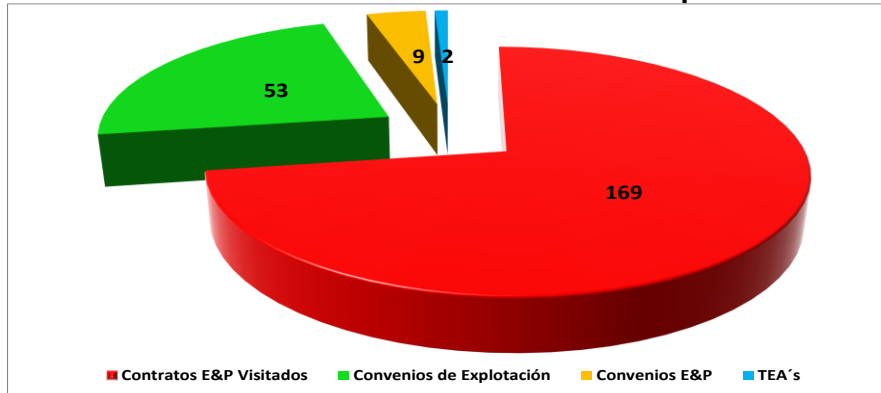
Auditorías de campo

La ANH en el marco de sus competencias y para realizar el seguimiento contractual de las obligaciones sociales y de HSE, realiza visitas de seguimiento en campo y verificación documental HSE, con el fin de contar con todos los elementos de juicio necesarios para adelantar procesos de análisis de situaciones y actuaciones por parte de las compañías contratistas. Adicionalmente, con el fin de propender por la protección de los derechos de las comunidades y mejorando los estándares de la industria, la ANH informa a las autoridades competentes los resultados de estas visitas, apoyando de esta manera la función de seguimiento de las autoridades respectivas.

Durante el 2013, la ANH realizó veinte seis (26) visitas en campo a los contratos con características y situaciones socioambientales particulares. Igualmente, la ANH realizó 233 visitas de apertura, seguimiento y cierre HSE correspondientes a 152 contratos de 51 empresas.

Del total de visitas realizadas en el año 2013, 169 corresponden a Contratos E&P, 53 a Convenios en explotación, nueve a Convenios E&P y dos a TEA's.

Contratos visitados de acuerdo al tipo



Fuente: Grupo de Seguridad Comunidades y Medio Ambiente - ANH

De los contratos nuevos visitados durante el año 2013, 70 corresponden a contratos E&P, 15 a Convenios de explotación, tres a Convenios E&P y un contrato TEA.

Con respecto a las visitas de cierre HSE, de las auditorías abiertas de los años 2011 y 2012, se realizó cierre a 68 auditorías de seguimiento y verificación HSE. De las auditorías de seguimiento y verificación en HSE realizadas durante el año 2013 se cerraron 52 contratos.

2.3. Medio Ambiente

Seguimiento socio-ambiental a los Proyectos de Gestión del Conocimiento

Se realizó el seguimiento socio-ambiental a 19 Proyectos de Gestión del Conocimiento- PGC, algunos de los cuales reportaron actividades técnicas finalizadas. Dentro de estos proyectos están incluidos la elaboración de los Planes de Manejo Ambiental-PMA, y Planes de Manejo Social-PMS, la obtención de permisos para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales, al igual que el desarrollo de los procesos de consulta previa, tales como los realizados para los pozos estratigráficos profundos Ánimas y Plato y las sísmicas marinas 2D Caribe, Pacífico y Área de Régimen Común Colombia – Jamaica.

En el siguiente cuadro se presenta el resumen de la gestión socio-ambiental realizada a los Proyectos de Gestión del Conocimiento:

Proyecto de Gestión del Conocimiento		Localización (municipios)	Resumen y Estado Socio-ambiental
Pozos Estratigráficos Someros o Slim Hole	Sinú San Jacinto Norte	Montería y Tierra Alta, Córdoba	Proyecto con plan de mejora de la gestión socio-ambiental en proceso. El contratista presentó plan de pagos a proveedores y trabajadores, y se atendieron las solicitudes, inquietudes, quejas, reclamos y derechos de petición presentadas al respecto.

Proyecto de Gestión del Conocimiento	Localización (municipios)	Resumen y Estado Socio-ambiental
Sinú San Jacinto Sur	Montería y Tierra Alta, Córdoba	Gestión socio-ambiental finalizada el 30 de mayo de 2013 con la reunión de cierre realizada en el municipio de Tierra Alta con comunidades y autoridades municipales.
Cordillera Oriental Norte	Saboya y Arcabuco (Boyacá), Puente Nacional y Barbosa (Santander).	Gestión socio-ambiental finalizada a finales de mayo de 2013. Se realizaron reuniones de cierre con comunidades y autoridades municipales y se entregó documento final a las autoridades ambientales.
Cordillera Oriental Sur	Sáchica, Ráquira (Boyacá) y Fúquene, Simijaca (Cundinamarca)	Gestión socio-ambiental finalizada el 30 de Julio de 2013 con la entrega de los paz y salvos a la interventoría. Se dio cierre al proyecto por medio de reuniones con comunidades y administración municipal.
Cesar Ranchería Norte	Becerril, Agustín Codazzi y La Jagua de Ibirico (Cesar)	Gestión socio-ambiental finalizada el 30 de Julio de 2013 con la entrega de los paz y salvos a la interventoría. Se dio cierre al proyecto por medio de reuniones con comunidades y administración municipal.
Cesar Ranchería Sur	Becerril, La Jagua de Ibirico (Cesar)	Gestión socio-ambiental finalizada el 28 de mayo de 2013 con reunión de cierre con comunidades y autoridades municipales. Se radicó documento final a las autoridades ambientales.
Sinú - San Jacinto 2	Atlántico, Bolívar y Córdoba	Proyecto en Planeación y Estructuración. Se están obteniendo las certificaciones y conceptos solicitados a autoridades ambientales, Ministerio del Interior e INCODER para definir condiciones sociales y ambientales.
Pozos Estratigráficos Profundos	Buenaventura 1 -ST-P	Gestión socioambiental finalizada el 25 de Julio de 2013 con la entrega de los últimos elementos de inversión social. Se dio cierre al proyecto por medio de reuniones con comunidades y administración municipal
	Chocó 1-ST-P	Condoto (Chocó)
	Patía 1-ST-P (Mercaderes)	Mercaderes (Cauca)

Proyecto de Gestión del Conocimiento		Localización (municipios)	Resumen y Estado Socio-ambiental
	Tierra Alta 2-X-P	Tierra Alta (Córdoba)	Proyecto en ejecución (etapa de perforación), con la realización de estudios ambientales y sociales incluidos en el contrato de perforación. PMA radicado ante la Corporación Autónoma Regional del Valle del Sinú y San Jorge (CVS) el 9 de agosto de 2013. Los proyectos de inversión social están en estructuración
	PMA, PMS Plato 1-X-P	Nueva Granada (Magdalena)	Documentos finales de PMA y PMS elaborados. Permisos ambientales obtenidos
	PMA, PMS Animas 1-X-P	Unión Panamericana (Chocó)	Documentos finales de PMA y PMS elaborados. Permisos ambientales obtenidos. Proceso de consulta previa con COCOMAUPA finalizado
Programas de Adquisición de Sísmica Terrestre (onshore)	Montes de María 2D	Atlántico y Bolívar	Gestión socio-ambiental finalizada. Se dio cierre al proyecto por medio de reuniones con comunidades y administración municipal. Se realizó la consulta previa con el consejo Makankamana (San Basilio de Palenque)
	4B /2D Transandina	Boyacá y Santander	Proyecto retomado para hacer el cierre de gestión socio-ambiental por parte de Fonade, para lo cual se realizaron reuniones con líderes comunitarios y autoridades municipales para perfilar, validar y ejecutar los proyectos de inversión social
	2D Cauca Patía	Risaralda y Valle del Cauca	Proyecto retomado para hacer el cierre de gestión socio-ambiental por parte de Fonade, para lo cual se realizaron reuniones con líderes comunitarios y autoridades municipales para perfilar, validar y ejecutar los proyectos de inversión social
	PMA_PMS_Caguán Putumayo	Cartagena del Chairá, San Vicente del Caguán, Solano (Caquetá) y Macarena (Meta)	Proyecto afectado por dificultades de orden público en el departamento del Caquetá. Con acuerdo de terminación, se elaboró documento con logros parciales y se comunicó a las autoridades municipales sobre la cancelación.
Programas de Adquisición de Sísmica Marina (offshore)	Cuenca Caribe Pacífico	Mar Caribe y Océano Pacífico	Proyecto finalizado el 26 de Agosto de 2013. Se realizó el informe final de observación de fauna marina y pesca, según requerimiento de la DIMAR y se realizaron las reuniones de cierre con capitanías de puerto

Proyecto de Gestión del Conocimiento		Localización (municipios)	Resumen y Estado Socio-ambiental
	Área de régimen común Colombia - Jamaica	Área de Régimen Común entre Jamaica y Colombia, en la denominada Cuenca Los Cayos	Se elaboró el PMA. Se realizaron reuniones de socialización con Cancillería, capitánías y autoridades municipales

Fuente: Gerencia de Seguridad Comunidades y Medio Ambiente

Se destacan los dos procesos de Consulta Previa adelantados donde se consolidó la imagen institucional ante las comunidades involucradas:

- Sísmica Montes de María 2D: Se adelantó el proceso de Consulta Previa con el Consejo Comunitario de Makankamana de San Basilio de Palenque. La comunidad se encuentra satisfecha con el resultado obtenido del proceso de consulta y como muestra de ello, se involucró en el desarrollo de todas las etapas de la adquisición sísmica a fin de garantizar los resultados positivos del mismo.
- Pozo Estratigráfico Ánimas: Se adelantó el proceso de consulta previa con el Consejo Comunitario de COCOMAUPA, superando situaciones conflictivas relacionadas con la constitución de usufructos legales por parte del colectivo étnico. Los logros se obtuvieron gracias al ejercicio juicioso de descentralización de la información que se suministró a las comunidades, la claridad con que se presentó la misma logrando transmitir los aspectos más relevantes, y la confianza construida entre los actores que hicieron parte en el proceso.

Por otra parte, se hizo el cierre socio-ambiental de los pozos someros (Slim Hole) en las cuencas sedimentarias Sinú – San Jacinto, Cesar – Ranchería y Cordillera Oriental, así como el cierre a los compromisos socio-ambientales de los pozos estratigráficos profundos Buenaventura y Mercaderes. Se retomaron los proyectos sísmicos Cauca-Patía 2D y Transandina 2D que se encuentran en etapa final de cumplimiento de las obligaciones socio-ambientales. Finalmente, se está haciendo seguimiento al pozo profundo Tierra Alta y la estructuración inicial de los nuevos pozos someros a perforar en los departamentos de Bolívar y Córdoba.

Diseño e Implementación del Modelo de gestión socio-ambiental para los proyectos de gestión del conocimiento

La etapa inicial para la elaboración del modelo de gestión socio-ambiental de los proyectos de gestión del conocimiento – PGC, consistió en la elaboración de un diagnóstico de los proyectos, a partir del seguimiento a los mismos, de manera que se pudieran obtener los insumos requeridos para el diseño. Es así como el diagnóstico se basó en la revisión de la información generada por las empresas contratistas e interventoras de los PGC, en la realización de visitas de campo, en la participación en las reuniones de seguimiento y en la revisión de la normatividad aplicable en materias social y ambiental.

El Modelo de Gestión Socio-ambiental - MGSA para los PGC busca mejorar la oportunidad y efectividad de las acciones sociales y ambientales de la ANH frente a estos proyectos. Con este modelo se logra la viabilidad social y ambiental en cada fase de los PGC, de tal manera que no sólo se actúe en su fase de ejecución, sino que de modo oportuno y preventivo los proyectos dispongan de los lineamientos, instrumentos y planes de acción para prever y resolver los temas socio-ambientales desde su planeación hasta el cierre.

La implementación del MGSA se viene realizando simultáneamente con el seguimiento a los PGC vigentes y en sus primeras aplicaciones ha generado resultados importantes para las decisiones estratégicas y operativas de la gestión social y ambiental de la ANH. Se espera que con su continua aplicación y mejoramiento se propenda por la viabilidad social y ambiental de los proyectos de gestión del conocimiento, el fortalecimiento de la imagen de la ANH y un adecuado ingreso del sector de hidrocarburos a aquellas regiones que no han tenido tradición hidrocarburífera.

Convenios en desarrollo de la estrategia ambiental

En desarrollo de la estrategia ambiental actualmente se encuentran en ejecución los siguientes convenios:

Convenio 244 Parques Nacionales Naturales. Mediante este convenio se ajustarán los términos de referencia aplicados por la ANLA para los estudios de impacto ambiental de proyectos del sector de hidrocarburos, establecer los lineamientos para la formulación del plan de manejo ambiental de los proyectos hidrocarburíferos en las zonas de influencia terrestres y marinas del Sistema de Parques Nacionales Naturales y socializar los lineamientos.

Convenio 282 con el Instituto Geográfico Agustín Codazzi, el cual busca consolidar el sistema de información geográfica para la áreas de reglamentación especial (SIG-ARE).

Convenio No. 261 con el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR) José Benito Vives de Andreís, mediante el cual se busca aunar esfuerzos técnicos, económicos, administrativos, humanos y financieros entre la ANH y el INVEMAR, para dar inicio a la caracterización biológica, física (geomorfología y oceanografía) de las unidades ecosistémicas presentes en los bloques TUM OFF 6 y TUM OFF 7 desde los 200 hasta los 1000m de profundidad con los que a futuro se espera obtener una línea base ambiental para procesos de exploración de hidrocarburos y para la toma de decisiones en el proceso de licenciamiento ambiental de los proyectos hidrocarburíferos.

Convenio No. 262 con el Instituto de Investigaciones Marinas y Costeras (INVEMAR) José Benito Vives de Adreís, mediante el cual se busca aunar esfuerzos técnicos, económicos, administrativos, humanos y financieros para adelantar estudios ambientales en ecosistemas marinos y costeros con énfasis en exploración de hidrocarburos costa afuera.

Convenio No. 275 con Parques Nacionales Naturales el cual busca aunar esfuerzos técnicos, económicos, administrativos humanos y financieros, para mejorar la información cartográfica base y catastral actualizada a escala 1:25.000 del sistema de Parques Nacionales Naturales y Reservas de la Sociedad Civil.

Convenio No. 09 con la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA, el cual busca aunar esfuerzos técnicos, financieros, administrativos y legales entre la ANLA y la ANH para llevar a cabo acciones de fortalecimiento al proceso de licenciamiento ambiental principalmente para el sector de hidrocarburos en Colombia.

Convenio No. 89 con el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, el cual tiene como objeto aunar esfuerzos técnicos, financieros, administrativos y legales entre el MADS y la ANH para la construcción de herramientas y lineamientos que permitan consolidar al sector de hidrocarburos como un sector enfocado hacia el cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible liderado por el MADS.

Convenio No 171, cuyo objeto es aunar esfuerzos técnicos, económicos, administrativos, humanos y financieros entre la ANH y el INVEMAR para desarrollar la caracterización ambiental preliminar del Bloque de exploración Gua Off 3 en el Caribe colombiano, con el fin de crear una línea base de conocimiento biológico, físico y recursos pesqueros de los sistemas marinos presentes para su conservación y manejo frente al sector de hidrocarburos del país.

Proyecto de gestión del conocimiento con énfasis en medio ambiente

Como parte del proyecto de gestión del conocimiento con énfasis en medio ambiente, en 2013 se desarrollaron actividades de adquisición, preservación e implementación del conocimiento.

Como parte del componente de adquisición del conocimiento, se desarrolló el Taller de Marco Regulatorio y Planeación Ambiental para Proyectos de E&P de Yacimientos No Convencionales, el Taller de Buenas Prácticas de la Industria para la E&P de YNC y el Taller de Planeación Ambiental de Proyectos de E&P Costa Afuera.

Del componente de preservación del conocimiento, se dispuso de una biblioteca virtual de la ANH con el fin de tener la información de los talleres realizados disponibles al público.

<http://www.anh.gov.co/Seguridad-comunidades-y-medio-ambiente/Proyectos-de-Gestion-del-conocimiento/Paginas/Ambiental.aspx>

Para la implementación del conocimiento, se procedió a iniciar la elaboración de la regulación para la exploración y producción de yacimientos no convencionales con relación a requerimientos técnicos para los pozos de E&P, requerimientos técnicos para los pozos de inyección, regulación asociada a material radioactivo naturalmente ocurrente y regulación asociada a sismicidad desencadenada.



Como resultado, se obtuvo el Decreto 3004 de Diciembre 26 de 2013 y un proyecto de resolución, el cual se encuentra en consulta de la Organización Mundial del Comercio.

CAPÍTULO 3 – GESTIÓN MISIONAL

3.1. Gestión del Conocimiento

El cumplimiento de la función de gestión del conocimiento se materializa a partir de la ejecución del proyecto de Estudios Regionales para la Exploración de Hidrocarburos, el cual tiene como propósito avanzar en el conocimiento y evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas sedimentarias de Colombia, y en la definición de nuevas regiones donde se considera posible que se encuentren nuevas reservas de hidrocarburos, con el fin de disminuir la incertidumbre e incentivar la inversión privada en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos de propiedad de la nación.

De acuerdo con la estrategia de adquisición de información desde los métodos regionales hasta los puntuales para la exploración de hidrocarburos, los estudios técnicos de gestión del conocimiento se han dividido en cinco áreas temáticas, como son los métodos remotos, métodos de superficie, métodos de visualización, muestreo del subsuelo y estudios integrados.

En el marco del proyecto de Estudios Regionales se desarrollaron 23 proyectos específicos, de los cuales 15 iniciaron en diciembre de 2012 con recursos de vigencias futuras para 2013 y 2014, y otras actividades de seguimiento contractual que representan una inversión total de \$ 239.579¹ millones de pesos, es decir, una eficiencia en la ejecución presupuestal del 98%.

A continuación se presenta una síntesis de la ejecución de los proyectos desarrollados durante el 2013 que se enmarcan en cada uno de los subprogramas o áreas temáticas, incluyendo los que continúan en la vigencia 2014:

PROGRAMA / SUBPROGRAMA / PROYECTOS	EJECUCION	ESTADO
PROGRAMA GESTIÓN DEL CONOCIMIENTO	%	Dic - 2013
SUBPROGRAMA 1. METODOS REMOTOS		
Adquisición de información aerogeofísica en las cuencas VIM y Cauca-Patía	100%	En proceso de liquidación
Interpretación y Procesamiento Aerogeofísica VIM y Cauca-Patía	100%	En proceso de liquidación
Adquisición, procesamiento e interpretación de imágenes de sensores remotos e identificación de anomalías hidrocarburíferas en las cuencas Tumaco, Chocó, Urabá, Guajira y Cesar-Ranchería	70%	En ejecución – con vigencias futuras
Interventoría Sensores Remotos Tumaco, Chocó, Urabá, Guajira y Cesar-Ranchería	70%	En ejecución – con vigencias futuras

¹ No incluye el impuesto de 4 X 1000

PROGRAMA / SUBPROGRAMA / PROYECTOS	EJECUCION	ESTADO
Adquisición, procesamiento e interpretación de imágenes de sensores remotos e identificación de anomalías hidrocarburíferas en las cuencas Sinú- San Jacinto, VIM y CO	90%	En ejecución – con vigencias futuras
Interventoría Sensores Remotos VIM, SSJ y CO	90%	En ejecución – con vigencias futuras
SUBPROGRAMA 2. METODOS DE SUPERFICIE		
Adquisición de cartografía geológica 1:100.000 en la cuenca de Caguán Putumayo Zona I	80%	En ejecución – con vigencias futuras
Adquisición de cartografía geológica 1:100.000 en la cuenca de Caguán Putumayo Zona II	80%	En ejecución – con vigencias futuras
Interventoría Cartografía 1:100.000 Caguán-Putumayo Zonas I y II	80%	En ejecución – con vigencias futuras
Adquisición de cartografía geológica 1:100.000 en la cuenca de Tumaco y Cauca- Patía	75%	En ejecución – con vigencias futuras
Interventoría Cartografía 1:100.000 Tumaco y Cauca-Patía	75%	En ejecución – con vigencias futuras
SUBPROGRAMA 3. VISUALIZACIÓN DEL SUBSUELO		
Reprocesamiento Sísmica Guajira y Cesar-Ranchería	100%	En proceso de liquidación
Reprocesamiento Sísmica Sinú San Jacinto	100%	En proceso de liquidación
Reprocesamiento Sísmica VIM Sector Norte	100%	En proceso de liquidación
Reprocesamiento Sísmica VIM Sector Sur	100%	En proceso de liquidación
Reprocesamiento Sísmica CO	100%	En proceso de liquidación
Adquisición de 308 KM de sísmica en el área norte de los Montes de María	100%	En proceso de liquidación
Interventoría Adquisición Sísmica Sinú San Jacinto - Montes de María	100%	En proceso de liquidación
Adquisición Sísmica Offshore (Cuenca Colombia y Cuenca Pacifico Profundo)	100%	En proceso de liquidación
Interventoría Adquisición Sísmica Offshore	100%	En proceso de liquidación
SUBPROGRAMA 4. MUESTREO DE SUBSUELO		
Estudio Integrado de Núcleos Cauca-Patía y Tumaco	90%	En ejecución – con vigencias futuras

PROGRAMA / SUBPROGRAMA / PROYECTOS	EJECUCION	ESTADO
Interventoría Estudio Integrado de Núcleos Cauca-Patía	90%	En ejecución – con vigencias futuras
Interventoría Estudio Integrado de Núcleos Tumaco	90%	En ejecución – con vigencias futuras
Adición interventoría perforación pozos slim hole SSJ	100%	En proceso de liquidación
Perforación pozo Estratigráfico Profundo Tierra Alta	90%	En restauración ambiental
Interventoría Perforación pozo estratigráfico profundo Tierra Alta	90%	En ejecución
Adición interventoría perforación pozo estratigráfico profundo Bvtura-1	100%	Finalizado
Adición interventoría perforación pozo estratigráfico profundo Patía-1	100%	Finalizado
SUBPROGRAMA 5. ESTUDIOS INTEGRADOS (VARIOS)		
Caracterización Tectono-estratigráfica del Pacífico Colombiano	100%	En proceso de liquidación
Caracterización de rocas no convencionales en las cuencas de la Cordillera Oriental, el Valle Medio del Magdalena y Catatumbo (muestreo y Análisis)	75%	En ejecución – con vigencias futuras
Digitalización y caracterización de corazones de las cuencas potenciales para no convencionales que estén preservados en la Litoteca Nacional -Cuencas Llanos Orientales y VIM	100%	Entrega de núcleos a la Litoteca
Modelo Sismo-estratigráfico del Pacífico Colombiano	100%	En proceso de liquidación
Mapa Nacional de Rezumaderos	95%	En ejecución – con vigencias futuras
Identificación de áreas para CBM	100%	En proceso de liquidación
Atlas de Sistemas Petrolíferos SSJ y VIM	100%	En proceso de liquidación
Apoyo proyectos Gestión del Conocimiento (asesorías especializadas)	100%	
Auditoría Socio ambiental de los proyectos de Gestión del Conocimiento	10%	En ejecución – con vigencias futuras

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Resultados más representativos

En el año 2013, se llevaron a cabo diferentes proyectos que nos permitieron realizar el segundo taller de oportunidades exploratorias, espacio donde se presentaron los nuevos conceptos exploratorios en el noroccidente colombiano a la industria petrolera nacional y planear para febrero de 2014 el tercer taller de oportunidades exploratorias donde se

presentarán los nuevos conceptos exploratorios y los proyectos adelantados en la cuenca del pacífico colombiano. Adicionalmente, los resultados de los proyectos serán la materia prima para estructurar modelos de negocio para presentarlos a los inversionistas interesados en adelantar actividades de exploración en las cuencas sedimentarias del país.

Los indicadores propuestos para 2013 se alcanzaron y en algunos casos sobrepasaron las metas como se muestra en la siguiente tabla.

OBJETIVO	TIPO DE INDICADOR	INDICADOR	NOMBRE DEL INDICADOR	No. DEL INDICADOR	UNIDAD	META	RESULTADO	% CUMPLIMIENTO	OBSERVACIONES
Incrementar el área en Exploración del país	Indicadores de Resultado	ÁREA A EXPLORAR EN EL PAÍS	Área Disponible con Potencial Prospectivo	IND-GCIT-9	ha	2.500.000	3.017.916	121%	Áreas con prospectividad hidrocarbúrfica
Identificar de oportunidades Exploratorias para incentivar la inversión en la actividad exploratoria del país		IDENTIFICACION POTENCIAL PETROLIFERO	Recursos Prospectivos (MBPE) en Áreas Disponibles	IND-GCIT-8	MBPE	60	67	112%	Recursos Prospectivos
		PLAN DE INTEGRACION DE CUENCAS	Cumplimiento del Plan de Integración de Cuencas	IND-GCIT-8A	NÚMERO	5	5	100%	Proyectos de Integración de Cuencas
El conocimiento del potencial del subsuelo colombiano	Indicadores de Medio	ANALISIS DE MUESTRAS	Cumplimiento de Análisis de Muestras	IND-GCIT-5	NÚMERO	8.000	11.051	138%	En Ejecución
		ADQUISICION DE NUCLEOS	Cumplimiento del Plan Adquisición de Núcleos	IND-GCIT-3	m	4.200	5.162	123%	Perforación de Pozos Estratigráficos
		ADQUISICIÓN SISMICA	Cumplimiento del Plan de Visualización	IND-GCIT-1	Km	8.250	10.363	126%	En Ejecución
		REPROCESO	Cumplimiento del Plan de Visualización - Reproceso	IND-GCIT-2	Km	30.000	44.822	149%	En Ejecución (modelo sismoestratigráfico)
		CARTOGRAFIA	Cumplimiento del Plan de Métodos de Superficie	IND-GCIT-4	Km ²	40.000	41.800	105%	En Ejecución
		AEROGEOFISICA	Cumplimiento del Plan de Métodos Remotos - Aerogeofísica	IND-GCIT-7	Km	18.000	18.282	102%	Finalizado
		SENSORES REMOTOS	Cumplimiento del Plan de Métodos Remotos - Sensores Remotos	IND-GCIT-6	Km ²	400.000	400.000	100%	En Ejecución
	EJECUCION PRESUPUESTAL	Cumplimiento obligaciones presupuestales.	IND-GCIT-10	\$M	250.820	246.156	98%		

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Indicadores de efectividad frente al Plan 2020

La gestión misional durante la vigencia 2013, dio como resultado el cumplimiento de las metas establecidas en el Plan de Acción 2013 y el Plan Estratégico 2011 – 2014 para el programa de gestión del conocimiento.

Como indicadores de primer nivel, es de resaltar: (1) La inversión total en estudios geológicos que asciende a la suma de \$240.538 millones de pesos, o sea el 98% de eficiencia con relación a la meta programada de \$246.237 millones. (2) Con respecto a los km de sísmica equivalente 2D para investigación, en el 2013 se adquirieron 10.363 km, lo que representa un cumplimiento del 126% con relación a la meta 2013 y sobre pasa la

meta del cuatrienio. (3) Por otra parte, en 2013 no hubo adjudicación de nuevas áreas razón por lo que se mantiene el indicador de la superficie total de las cuencas sedimentarias que se encuentra en exploración (incluyendo los contratos E&P y TEA), 46.878.922 ha, lo que equivale al 28%.

Indicador	Meta Plan de Acción 2013	Meta Plan Estratégico 2011 - 2014	Cumplimiento 2013
Km de sísmica equivalente 2D para investigación	8.250 km	1.200 km	10.363 km
Inversión en estudios geológicos	246.237 mill.		240.538 mill.
% del área sedimentaria en exploración	27%		28%
Muestras analizadas	8.000	4.000	11.051
Km ² de cartografía geológica	40.000	4.800 / año	41.800
Pozos estratigráficos perforados	24	1 / año	24

Fuente: Vicepresidencia Técnica

3.2. Gestión de la Información Técnica

La integración de información es el procedimiento que permite la caracterización de los sistemas petrolíferos, la identificación de áreas prospectivas y la estimación de reservas, entre otros aspectos; y a su vez, constituye el insumo esencial para la estructuración de los procesos competitivos de asignación de áreas.

La ejecución de los planes y programas institucionales de la Agencia que se relacionan con la generación de nuevas ideas exploratorias, así como con la estructuración técnica de las Rondas y la promoción de oportunidades de inversión de riesgo, requieren del desarrollo de actividades específicas enfocadas en el mejoramiento de la información técnica y en la implementación de infraestructura tecnológica de soporte, tal y como lo expone el Plan Estratégico 2011 – 2014 de la ANH.

En este orden de ideas, en 2013 se planteó proveer a la ANH y la industria de un banco de información técnica de E&P, adecuado a las tecnologías del momento, que permita actualizar los componentes del software que integran el Exploration & Production Information Service - EPIS para facilitar la divulgación de la información disponible, suministrando servicios integrales que soporten los procesos internos de manejo de información y los de las compañías interesadas que estimulen a los inversionistas a la exploración y explotación de hidrocarburos.

En cumplimiento de esta directriz se adelantaron los proyectos que se describen a continuación:

Proyecto para la Integración de Información Técnica E&P. Este proyecto pretende integrar toda la información disponible para la preparación de los paquetes promocionales

para futuros procesos de asignación de áreas. Busca además, identificar y aprovechar los últimos avances tecnológicos en plataformas informáticas de software y hardware para el mejoramiento y automatización de los procesos y procedimientos de la gestión de la información técnica. Para la implementación de estas plataformas tecnológicas se debe contar con la infraestructura física y de comunicaciones que permita el óptimo aprovechamiento de ellas. Todo esto para facilitar la incorporación de Información de E&P integrada y con altos estándares de calidad en los procesos de asignación de nuevas áreas para la exploración.

Integración y paquetes de información para el proyecto Ronda.

A continuación se presenta una tabla resumen con las cantidades aproximadas de información de líneas sísmicas y pozos que serán incorporados para su integración.

REGIÓN	KM SÍSMICA 2D	KM ² SÍSMICA 3D	POZOS
CARIBE	40,626	16,653	49
ORIENTAL	12,295	4,000	38
PACÍFICA	20,794	0	4

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Adicionalmente, en 2013 se logró Efectuar un diagnóstico de completitud y calidad de la información técnica suministrada y elaborar un mapa de puntos (sísmica y pozos) de la información técnica disponible con atributos de cada entidad documental en ArcGis.

Así mismo se logró realizar la carga de la información sísmica disponible en los ambientes G&G Kingdom Suite, Geographix y Petrel; armar y editar los registros de pozo, corregir las curvas (corridas), validar las profundidades y amarrar a la sísmica y generar registros gráficos compuestos, integrando la información disponible.

Carga de la información en el EPIS. Este proyecto consiste en la verificación y carga en el EPIS de información de las vigencias 2009 y 2010.

Las estadísticas de cierre muestran que se cumplió por encima del 100% con las metas establecidas para el proyecto

ITEM	DESCRIPCION	ESTIMADO ANH	EJECUTADO SUN GEMINI	% EJECUCION
Catalogación	Revisión de aproximadamente 40.000 medios para determinar si están cargados o no en el EPIS	40.000	47.294	118%
Lectura de Cintas	17.000 medios de información, de los cuales 7.000 aproximadamente son cintas	7.000	8.041	115%
Cargue en EPIS	17.000 medios de información	17.000	18.606	109%

Proyecto mejoramiento del sistema de información geográfica e implementación de geoservicios

Como parte del proyecto de mejoramiento del Sistema de Información Geográfica e implementación de Geoservicios en la ANH, se alcanzaron los siguientes resultados:

- Geoportal dentro de la página Web de la ANH, en el que se publica la información geográfica generada por la entidad, como también se publican los servicios de mapas expuestos por otras entidades. La información se puede consultar vía Web en diferentes navegadores (Chrome, Mozilla, Safari, Explorer, entre otros) y en dispositivos móviles con sistemas operativos Android e iOS. Dentro de este Geoportal se puede consultar información geográfica por medio de un catálogo de geoservicios que contiene un Geovisor que permite visualizar gráfica y dinámicamente capas de información geográfica raster y vector; un servicio de metadatos que permite buscar y consultar los metadatos de la información geográfica que se expone en el geoportal; un servicio de mapas que permite la exposición de capas de información geográfica de la ANH por medio de estándares internacionales WSM, WFS, WCS y un servicio de descarga de mapas que permite al usuario generar mapas en formatos pdf y png.
- Diseño, desarrollo, implementación, migración y puesta en funcionamiento de una base de datos geográfica en el sistema oficial de coordenadas administrado por la ANH.
- Diseño e implementación de herramientas personalizadas de escritorio para SIG que facilitan la edición, carga de información y automatización de procesos y análisis geográficos repetitivos.

Adicional a lo anterior, en desarrollo de este proyecto, se atendieron las solicitudes provenientes de usuarios internos y externos, al igual que se realizaron conceptos técnicos geológicos y cartográficos; se depuró y validó la base de datos geográfica en los componentes socio-ambiental y político administrativo; se revisó y ajustó la topología al conjunto de elementos tipo polígono que conforman el mapa de tierras; se depuraron y estandarizaron 3.292 MXD (plantillas de mapas) para formato carta; se realizaron los diseños y diagramación para las diferentes presentaciones de pre lanzamiento de la Ronda 2014; se elaboraron 95 alinderaciones de devoluciones de áreas; se resolvieron 260 peticiones para INCODER y 279 para la Unidad de Restitución de Tierras; en total se atendieron 6.387 requerimientos.

Actualización del Mapa de Puntos: El objetivo principal del proyecto es inventariar, verificar, actualizar y completar la información de los mapas de puntos de pozos y sísmica del país en forma digital, integrada, completa y estandarizada para disponibilidad de la industria petrolera que permita su consulta y utilización de manera ágil, oportuna y en corto tiempo.

En el marco de este proyecto, se realizaron los procesos de verificación, validación y actualización de atributos para 16.100 pozos (de 16.550 iniciales) y 17.592 líneas sísmicas (de 17.799 iniciales); en el desarrollo de estas actividades se utilizó la información almacenada al interior de los documentos digitales del Banco de Información

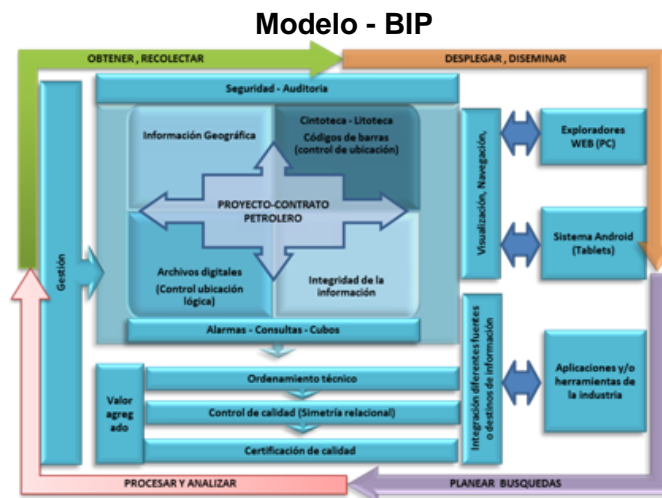
Petrolera - EPIS, así como la existente en los documentos en formato físico que reposan en los módulos de la Cintoteca Nacional "Nelson Rodríguez Pinilla", en la Tabla que a continuación se presenta la relación de elementos a verificar con relación al total de elementos verificados:

El modelo relacional de la base de datos utilizada en el desarrollo del proyecto fue implementada utilizando el sistema gestor de base de datos SQL Server 2008 R2 de Microsoft, en el cual se concibieron dos estructuras generales, la primera se utilizó para almacenar la información de pozos (WELL) y la segunda para almacenar la información de líneas sísmicas (SEISMIC_LINE y SEISMIC_POINT).

Para la georreferenciación y almacenamiento de la información geográfica de pozos y líneas sísmicas, se creó un File Geodatabase denominado "MAPA_PUNTOS_ANH.gdb", el cual alberga en su interior dos features dataset, "POZOS" y "SISMICA", que a su vez almacenan los features class "Punto Pozo", "linea_Sismica" y "Punto Sísmica" correspondientemente, compartiendo un sistema común de coordenadas, que de acuerdo a las especificaciones de la ANH, es el denominado Magna Sirgas Origen Central Colombia.

Actualización y Modernización del EPIS. Este proyecto tienen como propósito proveer a la ANH y la industria de un banco de información técnica, adecuado a las tecnologías del momento, que permita a la ANH actualizar los componentes del software que integran el EPIS para facilitar la divulgación de la información disponible, suministrando servicios integrales que soporten los procesos internos de manejo de información y los de las compañías interesadas que estimulen a los inversionistas a la exploración y explotación de hidrocarburos.

Con la actualización de la plataforma tecnológica del Banco de Información Petrolera se busca cumplir satisfactoriamente con las funciones de administración, preservación, integridad y utilización de la información técnica y geológica existente y la que se genere en el país, como materia prima del proceso exploratorio.



En 2013 se ejecutaron la fase 1 y fase 2 del proyecto con los siguientes resultados:

FASE 1

- Realización del análisis inicial del EPIS.
- Definición de requerimientos del sistema
- Levantamiento de la información
- Envío de análisis a la ANH para su aprobación
- Realización de plan de proyecto con sus fases de implantación
- Diseño del sistema
- Gestión del cambio
- Detección control y mitigación de los riesgos del proyecto
- Asignación de recursos
- Definición del plan de arranque
- Reuniones de seguimiento
- Informe final de la fase

FASE 2. DESARROLLO

- Entrega de análisis de desarrollos faltantes
- Desarrollo de las adaptaciones necesarias
- Soporte durante la Validación de desarrollos
- Entrega de análisis de la migración de la información
- Validación o correcciones de análisis para desarrollos
- Validación o correcciones de análisis de la migración de la información.
- Auditoria de la fase de desarrollo.
- Reuniones de seguimiento
- Detección control y mitigación de los riesgos del proyecto
- Gestión del cambio
- Pruebas unitarias
- Informe final de la fase

Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango.

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

En la siguiente tabla se presenta el comportamiento de las consulta de la Litoteca Nacional durante los últimos años:

AÑO	2009	2010	2011	2012	2013
Sala pública	70,60%	78,51%	46,56%	78,91%	53,14%
Salas privadas	52,67%	105,79%	62,75%	43,67%	52,99%

Fuente: Litoteca Nacional

Para medir la satisfacción de los clientes de la Litoteca Nacional, durante el año 2013 se realizaron ciento veintinueve (129) encuestas de satisfacción del cliente, las cuales arrojaron el siguiente resultado:

- Calificación Excelente: 72.54%
- Calificación Buena: 22.44%
- Calificación Regular: 2.67%
- Calificación Malo: 0.00%
- No Aplica o no responde: 2.35%

Adicional a los servicios prestados por la Litoteca Nacional, en el 2013, las empresas del sector de hidrocarburos entregaron treinta y ocho mil novecientos cuatro (38.904) cajas con material litológico en diferentes empaques, correspondientes a mil trescientos cuatro (1.304) pozos. Igualmente, durante este mismo periodo se verificaron cincuenta y dos mil setecientas treinta y cuatro (52.734) cajas estándar.

Con el objeto de modernizar las instalaciones de la Litoteca Nacional, solucionar la falta de espacio disponible para el almacenamiento de muestras en las actuales instalaciones en predios del Instituto Colombiano del Petróleo – ICP de ECOPETROL y ampliar la gama de servicios que ofrece a la industria del petróleo, la academia y público en general, el 1 de agosto de 2012 se inició la construcción de la Nueva Sede de la Litoteca Nacional alcanzando un avance del 97% con corte a 31 de diciembre de 2013.

La Nueva Sede de la Litoteca Nacional está conformada por un área de 10.365 m², de los cuales 6.429 m² corresponden a área de almacenamiento y su finalización está programada para el mes de marzo de 2014.

Igualmente en el 2013 se dio inicio a la ejecución del proyecto de diseño, adquisición, instalación y puesta en marcha de un sistema integrado semiautomático de almacenamiento de muestras para la Nueva Sede de la Litoteca Nacional, el cual con corte a 31 de diciembre de 2013 presentaba un avance del 90% y cuya finalización está programada para el mes de marzo de 2014.

Administración del EPIS. Mediante este programa se prestan los servicios de recepción, verificación, clasificación, carga, marcación de confidencialidad, certificación de entrega y expedición de paz y salvo relativos a la información técnica de exploración y producción de hidrocarburos adquirida en el país, servicio de data-room, así como la comercialización y el suministro de información técnica de exploración y producción de hidrocarburos en el ámbito nacional e internacional. Además, la disposición y custodia de la información física de exploración y producción y su preservación adecuada.

La ANH gestiona la información técnica de exploración y producción de hidrocarburos a través del Banco de Información Petrolera – EPIS, su repositorio de medios físicos en la Cintoteca Nelson Rodríguez Pinilla, las muestras litológicas en la Litoteca Nacional Bernardo Taborda Arango y en el Sistema de Información Geográfica.

En 2013 se obtuvieron los siguientes resultados.

Recepción y Clasificación:

GESTION RECEPCION 2013												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CAJAS RECIBIDAS	57	68	87	52	74	87	58	54	57	33	31	47
CAJAS CATALOGADAS EN SGS	52	59	77	64	72	61	76	53	40	56	33	47
TRANSMITAL GENERADOS	276	399	595	436	428	243	564	422	532	615	346	426

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Verificación y Carga de Unidades documentales

La información catalogada se subdivide en Información Sísmica (Procesada y de Campo), Información de pozos, información de documentos y mapas, a continuación se detalla la información verificada y cargada para el año 2013:

TOTAL VERIFICACION												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
DOCUMENTOS	1538	1103	433	666	1701	2245	2498	1962	2103	2397	1907	1645
ANEXOS	418	145	250	98	341	192	279	174	240	187	99	96
MAPAS	1099	430	381	685	451	189	479	281	286	616	187	579
REGISTROS	983	1342	546	1101	1391	743	2440	2371	3156	2575	2368	2679
KILOMETROS	45	1013	1142	490	1168	446	346	1822	387	260	419	400
PROGRAMAS 2D	22	25	11	38	31	9	3	28	13	12	53	15
SEG D	4	11360	10823	6263	25	10	1	2		80	44	50
SEG Y	168	2868	329	1553	1417	219	63	741	304	101	950	355

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Carga de Información

A partir del mes de abril se inició el cargue de información en directorios WINDOWS (PIB09 y PIB10), teniendo acceso de lectura y escritura.

A continuación se relaciona la información que se cargó durante el año 2013:

CARGA DE INFORMACION 2013													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
DOCUMENTOS	1948	1115	493	134	2364	2444	2777	2190	2343	2584	1196	1741	21329
MAPAS	779	435	39	244	903	189	508	281	35	40	45	579	4077
POZOS	3726	4996	1761	219	5292	2355	2440	2371	3156	2575	2368	2679	33938
SISMICA	360	874	123	0	3212	400	68	1228	317	193	1047	420	8242
TOTAL	6813	7420	2416	597	11771	5388	5793	6070	5851	5392	4656	5419	67586

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Balances Generados (ANH y Operadoras)

Los siguientes cuadros muestran el comportamiento mensual en cuanto a la generación y/o actualización de Balances, tanto para los solicitados por la ANH como para las compañías operadoras:

BALANCES ANH												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SOLICITUDES RECIBIDAS	74	37	22	30	21	33	44	28	35	39	29	24
SOLICITUDES ATENDIDAS	70	41	14	20	29	35	43	28	33	37	28	24
SOLICITUDES PENDIENTES	4	4	4	14	6	4	5	6	12	2	1	0

Fuente: Vicepresidencia Técnica

BALANCES COMPAÑÍAS												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SOLICITUDES RECIBIDAS	63	55	32	45	39	41	52	42	52	26	19	24
SOLICITUDES ATENDIDAS	43	68	33	25	50	47	47	30	29	8	19	22
SOLICITUDES PENDIENTES	20	7	6	25	15	9	14	25	44	18		2

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Expedición de Certificaciones y/o Paz y Salvos de entrega de información según obligaciones contractuales

En el siguiente cuadro se muestra el comportamiento mensual para el año 2013:

CERTIFICACIONES												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SOLICITUDES ATENDIDAS	2	2	2	0	1	1	1	2	0	2	4	1
SOLICITUDES RECIBIDAS	2	2	2	0	1	1	1	2	0	2	4	1

Fuente: Vicepresidencia Técnica

PAZ Y SALVOS												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SOLICITUDES ATENDIDAS	0	9	10	3	5	6	7	7	9	18	14	8
SOLICITUDES RECIBIDAS	0	9	10	3	5	6	7	7	9	18	14	8

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Suministro de Información Autoatención

Mediante el servicio de Autoatención se suministra información técnica de Exploración y Producción contenida en el Banco de Información Petrolera. A continuación se muestra el comportamiento mensual y el total en 2013:

AUTOATENCIÓN												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SERVICIO DE AUTOATENCIÓN	15	15	17	16	14	15	114	304	254	909	51	40
MEGAS DESCARGADAS	11,672	41,603	8,667	3,595	10,547	30,496	26,050	9,174	15,081	91,152	19,124	20,608

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Suministro EPIS

Este programa consiste en ofrecer el servicio de búsqueda, selección, en caso de requerirse, cotización y suministro de información digital y analógica, de información sísmica, pozos, mapas, documentos y demás información almacenada en el BIP a las compañías operadoras, a la ANH, a las universidades y organizaciones que estén debidamente autorizadas por la ANH.

SUMINISTRO DE INFORMACION ANH													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
SOLICITUDES RECIBIDAS DE CANH	48	52	25	51	47	41	167	141	93	74	55	52	
SOLICITUDES ATENDIDAS	47	46	25	50	46	41	158	139	90	70	69	59	

Fuente: Vicepresidencia Técnica

SUMINISTRO DE INFORMACION COMPAÑÍAS													
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
SOLICITUDES RECIBIDAS DE COMPAÑÍAS	24	29	28	29	30	35	39	39	37	46	34	19	
SOLICITUDES ATENDIDAS	24	26	27	29	30	35	30	39	37	38	45	26	

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Entrega de Shapes

Durante el año 2013 se actualizaron mensualmente los Shape de pozos y de sísmica, los cuales son entregados al área de tecnología de la ANH para ser descargados y consultados desde la página del EPIS.

Información procesada en Cintoteca

Como parte del patrimonio transferido por Ecopetrol a la ANH, y complemento fundamental del Banco de Información Petrolera EPIS está la Cintoteca "Nelson Rodríguez Pinilla" en el cual reposan, para su preservación, todos los medios físicos de información técnica de exploración y producción de hidrocarburos.

La función primordial de la Cintoteca es la recepción, almacenamiento físico adecuado y el manejo debido de la información técnica: documentos, copias duras, medios digitales, cartuchos de los programas de adquisición sísmica y de pozos, entre otros. De la misma manera atiende los requerimientos de la ANH o de las compañías del sector a través del EPIS.

A continuación se muestra el comportamiento mensual de las actividades desarrolladas en la Cintoteca durante el año 2013:

CINTOTECA												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CARGA EN BASES DE DATOS	9327	3338	2918	4465	10341	0	4333	0	4614	0	6010	1084
CAJAS ARCHIVADAS	123	52	21	164	22	48	0	46	33	0	56	43

Fuente: Vicepresidencia Técnica

CINTOTECA - OTROS												
	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ATENCION DE SOLICITUDES	5	10	19	9	28	31	45	29	12		24	10
ESCANEO	204	50	402	125	316	22	523	677	3		282	27

Fuente: Vicepresidencia Técnica

Optimización del Servicio

En el año anterior la carga de información al EPIS se realizaba mensual y hoy se hace diario.

El indicador de gestión para la optimización del servicio es 30 veces más de lo planteado respecto a la carga de información.

Mejoramiento del Dato

Con el fin de poder trabajar y consultar los balances en línea se realiza una parametrización donde se codifican los productos, el estado, nombre de contrato, operadora y compromisos, para luego proceder a su carga.

Los balances de exploración que antes se realizaban de forma manual hoy se realizan de forma automática, lo cual facilita y mejora los procesos, minimizando así tiempos de entrega y respuesta a los usuarios internos de la ANH y a la industria en general.

Se cargaron un total de 280.584 productos dentro de 375 balances. Completándose en total a la fecha 358.342 datos mejorados en el presente contrato.

En el presente contrato se han mejorado 358.342 datos, es decir, 35,83 veces más de lo planteado.

Información en el EPIS a dic 31 de 2013

En la siguiente tabla se relaciona el total de metadatos contenidos en el EPIS con la información que está disponible:

TOTAL METADATOS EN REPOSITORIOS DISPONIBLES		
TABLA	CANTIDAD	ÁREA
TechnicalReportsImages	331.857	Documentos
Maps	49.393	Mapas
Welllogs	222.398	Pozos
WelllogImages	183.018	
FieldSeismicFiles	154.342	Sísmica
ProcessedSeismicFiles2D	86.247	
ProcessedSeismicFiles3D	25.377	
ProcessedSeismicImages	60.249	
SeismicSurveys3D	94	
SeismicSurveys2D	1.420	
SeismicLines2D	1.534	
SeismicLines3D	131	
Total	1.116.060	

Fuente: Vicepresidencia Técnica

3.3. Promoción y Asignación de Áreas

Promoción

En cumplimiento de la función de Diseñar, evaluar y promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de los recursos hidrocarburíferos de acuerdo con las mejores prácticas internacionales, la ANH participó en los siguientes eventos considerados estratégicos del sector a nivel nacional e internacional:

Eventos internacionales

Fecha	Evento	Ciudad	Participación
Febrero 27-28	Cuencas emergentes de petróleo y gas no convencional	Buenos Aires	Conferencia
Marzo 01	Colombia Open For Bussines	Houston	Conferencia
Marzo 04-08	Ceraweek 2013	Houston	Patrocinio - Conferencia
Abril 09-11	Conferencia de Petróleo y Gas ARPEL 2013- Latinve&p	Punta del Este	Patrocinio - Conferencia
Abril 21-23	CDM Oil Gas Summit Latin America	Río de Janeiro	Conferencia
Junio 06-07	World Financial Interview Lanzamiento The New Colombia	Londres	Conferencia
Junio 05-06	7th Andean Energy Summit	Cartagena	Patrocinio
Junio 10-13	75th EAGE Conference & Exhibition	Londres	Patrocinio
Julio 30	Seminario Internacional "la Experiencia de Colombia en Materia Petrolera"	México	Conferencia
Agosto 12-14	Unconventional resources technology conference	Denver	Patrocinio
Septiembre 08-11	AAPG Annual Convention & Exhibition	Cartagena	Conferencia - Stand
Septiembre 11-12	ENERCOL	Bogotá	Conferencia
Septiembre 24-26	HEAVY OIL Latin America	México	Conferencia
Octubre 1-3	Oil & Money Conference 2013	Londres	Patrocinio - Conferencia
Octubre 22-25	WPC – Votación Sede WPC 2017 y definición de la candidatura de Colombia para la sede del WPC 2020	Calgary	Asistencia
Octubre 22-25	4th World Petroleum Council's Youth Forum	Calgary	Conferencia

Fuente: ANH – Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

Eventos nacionales

Fecha	Evento	Ciudad	Participación
Febrero 7 -8	Colombia Genera 2013	Cartagena	Conferencia
Febrero 13	FORO ANIF - FEDESARROLLO: "Aceleración de la Economía Colombiana y las Reformas Estructurales"	Bogotá	Conferencia
Febrero 25-26	2013 latin American Oil & Gas Trip	Bogotá	Conferencia
Febrero 26-Marzo 1	5° Simposio de Geomecánica La Geomecánica de los Yacimientos No Convencionales	Medellín	Patrocinio - Conferencia
Febrero 25-28	3er Taller Global Tecnológico Interactivo Praxis Manejo y Control de Arenas	Cartagena	Conferencia
Marzo 20-22	XVI Congreso Naturgas 2013	Cartagena	Patrocinio - Conferencia
Abril 09-11	Colombia Oil & Gas Summit & Exhibition 2013	Cartagena	Conferencia-Stand
Mayo 15-17	IX Congreso Internacional de Minería y Petróleo	Cartagena	Patrocinio - Conferencia
Mayo 21	The Economist	Bogotá	Patrocinio - Conferencia
Mayo 22-24	Regulación de Yacimientos no Convencionales: Perspectiva Nacional e Inernacional	Bogotá	Patrocinio
Julio 31-Agosto 2	XV Congreso Latinoamericano de Geología y XIII Congreso Colombiano de Geología	Bogotá	Patrocinio
Noviembre 20-22	XV Congreso Colombiano de Petróleo y Gas 2013	Bogotá	Patrocinio - Stand

Fuente: ANH – Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

Los medios impresos más relevantes, donde se promocionó la imagen y gestión de la ANH en el exterior y a nivel nacional, fueron: World Petroleum Congress - WPC, Oil and Gas Year, Financial Times, Upstream, La Nota Económica, El Espectador, El Tiempo y Revista Semana, entre otros. Estos medios de comunicación seleccionados se consideran estratégicos para el sector y permiten alcanzar los objetivos de promoción definidos por la entidad.

De otro lado, en 2013 se promovió y generó diferentes espacios de interacción para atender requerimientos de inversionistas actuales y potenciales del sector de petróleo y gas, a fin de garantizar el cumplimiento de la estrategia de promoción y atención al inversionista, que finalmente promueve la operación hidrocarburífera de la nación y la gestión institucional de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Éstas son algunas de las entidades atendidas durante la vigencia de 2013: Petrosaudi, Maersk Oil, BASF - Wintershall, Ministerio de Relaciones Exteriores de Japón, Panatlantic, Gazprom, Barclays Bank, Grupo ENI, Compañía Mexicana de Exploraciones, Bank of Tokio, Honeywell, Ministry of Foreign Affairs of Malaysia, Nomura Securities International, Templeton y Oil Tanking Germany, entre otras.

La Agencia Nacional de Hidrocarburos adelantó la transformación y actualización de la página Web de la entidad, reformulando sus contenidos y la metodología de trabajo para analizar, ajustar y mejorar la calidad de la información publicada. Esta herramienta facilita la interacción y la comunicación permanente de los inversionistas, ciudadanos y demás público interesado, que requiere información de la entidad y del sector.

La nueva página Web entró en operación el día 24 de diciembre de 2013. Este proceso de actualización tecnológica permitirá la integración de diferentes sistemas de información que facilitarán la difusión de datos y la consolidación de instrumentos de comunicación a través de diferentes dispositivos con los grupos de interés.

Finalmente, en 2013 se adelantaron estudios que permiten favorecer los niveles de competitividad e incrementar la inversión en el sector de hidrocarburos:

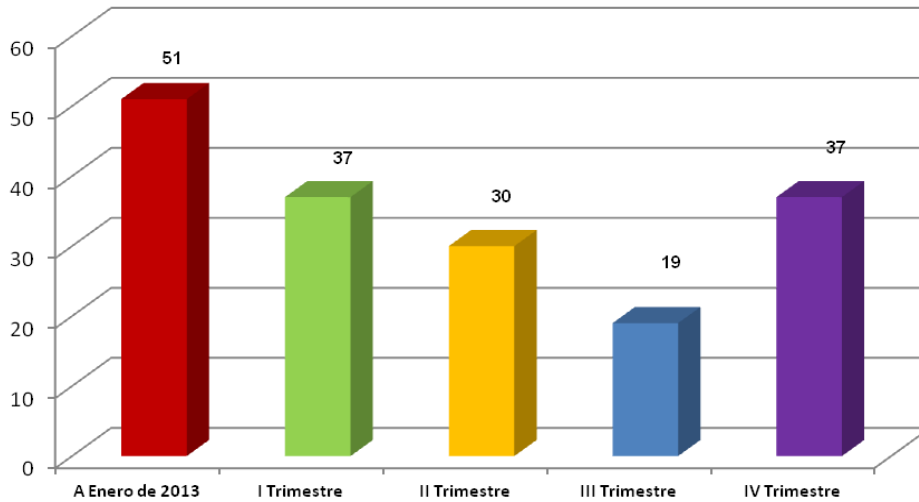
- Efectuar comparativos y recomendaciones sobre las actividades que desarrollan las Agencias Estatales de Regulación de Hidrocarburos a nivel regional e internacional
- Condiciones económicas y/o términos fiscales que operan actualmente en Colombia para la ejecución de la actividad de E&P en aguas profundas y ultra profundas

Asignación de Áreas

Se realizaron trámites para dos solicitudes de conversión de TEA a E&P:

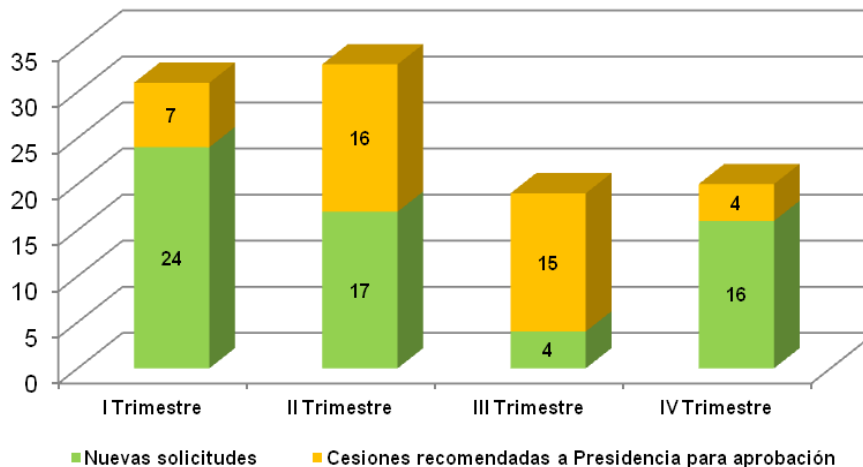
- TEA/E&P “Aliso” presentada por ECOPETROL sobre parte del área del TEA especial CPE-2.
- TEA/E&P “COR-15” presentada por Maurel & Prom sobre la totalidad del área.

En el mes de enero de 2013 la ANH inicia sus actividades con 51 cesiones para trámite, y durante la gestión de los tres primeros trimestres se puede verificar una disminución importante de la cantidad de trámites. Sin embargo, finalizando el año se reciben 16 nuevas solicitudes para el trámite de cesión, lo que representa un incremento en la cantidad final de cesiones, finalizando el periodo con 37 cesiones en trámite, según se indica en la gráfica.



Fuente: ANH – Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

En la gráfica se evidencia que fueron recibidas en el transcurso del año, 61 solicitudes de trámite de cesión de contratos y se han recomendado para su aprobación un total de 42, las cuales cumplieron con los requisitos requeridos para su legalización.



Fuente: ANH – Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

A comienzos de 2013 la ANH tenía a su cargo 42 notificaciones de transformaciones societarias en procesos de escisión, absorción, fusión y adquisiciones de compañías con contratos vigentes suscritos con la ANH. Durante este periodo, se realizaron los trámites correspondientes para la legalización del proceso notificado a 26 solicitudes. Se cerró el año con 16 solicitudes.

Ronda Colombia 2014

En 2013 se desarrolló la planeación y ejecución de actividades preparatorias para el procedimiento competitivo de RONDA COLOMBIA 2014, en la cual se ofertarán diferentes portafolios de yacimientos Descubiertos No Desarrollados, Convencionales, No Convencionales, Offshore y CBM.

Para la preparación de este proceso competitivo, se realizaron actividades como el diagnóstico social y ambiental de las áreas, actas de liberación de áreas, caracterización e identificación de áreas a ofertar, planeación de Términos de Referencia y proyecto de minuta, cronograma de actividades y contratación agencia logística.

El cronograma de actividades de la Ronda Colombia 2014 es el siguiente:

Cronograma Proceso Competitivo Ronda Colombia 2014

Actividad	Fecha
Pre-lanzamiento del proceso en Bogotá	Diciembre 17 de 2013
Publicación del primer borrador de los Términos de Referencia	Febrero 19 de 2014
Lanzamiento del proceso en Bogotá	Febrero 19 de 2014
Taller de oportunidades exploratorias	Febrero 20 de 2014
Road Shows	Marzo de 2014
Apertura y Publicación de los Términos de Referencia definitivos	Abril 11 de 2014
Presentación de documentos de habilitación de los proponentes y/o inversionistas	Abril 11 hasta Junio 11 de 2014
Publicación de la lista preliminar de habilitación de los proponentes y/o inversionistas	Junio 27 de 2014
Observaciones a la lista de habilitación de los proponentes y/o inversionistas	Junio 27 hasta el Julio 3 de 2014
Publicación de la lista definitiva de habilitación de los proponentes y/o inversionistas	Julio 8 de 2014
Depósito de ofertas, entrega de la garantía de seriedad y acto público de apertura de ofertas	Julio 23 de 2014

Actividad	Fecha
Publicación de la lista preliminar de elegibilidad	Julio 23 de 2014
Comentarios a la lista preliminar de elegibilidad	Julio 23 hasta Julio 25 de 2014
Publicación lista definitiva de elegibilidad y Adjudicación o Declaratoria de Desierta de las áreas	Julio 28 de 2014
Etapas de celebración de contratos	A partir de Julio 29 de 2014

Fuente: ANH – Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas.

Extensión fase exploratoria Ronda Caribe 2007

El Consejo Directivo aprobó la extensión del periodo de exploración hasta por un término de tres años de los contratos de E&P suscritos dentro del proceso competitivo de Ronda Caribe 2007, siempre y cuando las compañías perforen por lo menos un pozo exploratorio por fase.

En tal virtud, la ANH informó a los contratistas la decisión del Consejo Directivo a fin de que presenten los programas exploratorios para ser evaluados. Al 31 de Diciembre de 2013 diferentes compañías, entre ellas Repsol, Ecopetrol y Equión, han presentado solicitudes de extensión del periodo de exploración.

3.4. Administración de Contratos

Seguimiento a la Exploración

Actualmente se encuentran vigentes 308 Contratos E&P, TEA's y Convenios E&P, a los cuales se les efectúa el seguimiento a los compromisos exploratorios, conforme se relacionan a continuación:

Tipo Contrato	No. de Contratos
E&P	279
TEA	22
Convenio E&P	7

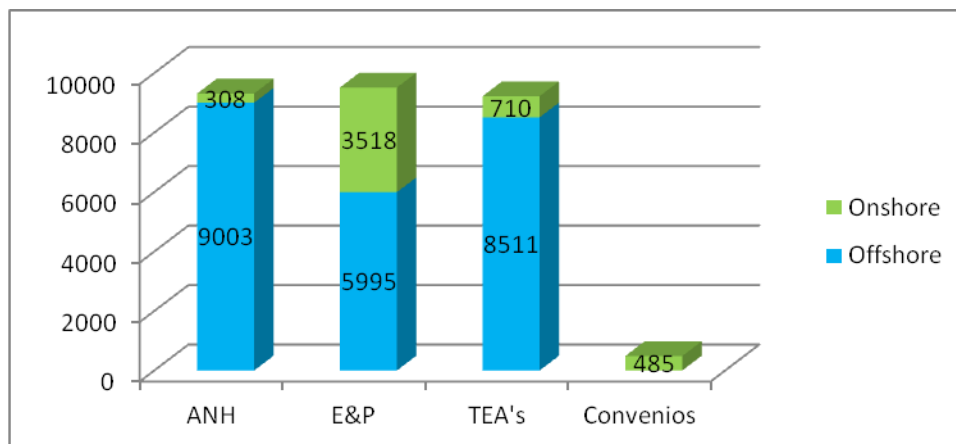
Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

En 2013 la ANH proyectó como meta de ejecución para la actividad sísmica un total de 25.665 Km de sísmica 2D equivalente. A continuación se muestra el cumplimiento con corte a 31 de diciembre de 2013:

Meta 2013	Sísmica adquirida 2013	% de Cumplimiento
25.665 Km 2D Equivalente	28.529 Km 2D Equivalente	111%

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

Dicha sísmica fue adquirida de la siguiente manera:



Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

Para el año 2013 y en cumplimiento de los objetivos trazados por el Gobierno Nacional, la ANH proyectó como meta de ejecución para la actividad de perforación de pozos exploratorios 121 pozos exploratorios. A continuación se muestra el cumplimiento a corte 31 de diciembre de 2013:

Meta 2013	*Pozos perforados 2013	% de Cumplimiento
121	115	95%

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

Cabe resaltar que los 115 pozos exploratorios perforados durante el 2013, fueron Onshore.

Los avisos de descubrimientos presentados por los Contratistas durante el 2013, a partir de los pozos exploratorios perforados durante el mismo periodo alcanzaron la suma de 32 avisos, los cuales se relacionan a continuación:

TIPO CONTRATO	CONTRATO	NOMBRE POZO	OPERADOR	CUENCA
E&P	ARREDAJO	YAGUAZO-1X	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	LLA
E&P	CASANARE ESTE	CURITO-1	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	LLA
E&P	CLARINERO	Canario Sur-1	HOCOL SA	LLA
E&P	COATI	COATI-1	GRUPO C&C ENERGIA BARBADOS SUCURSAL COLOMBIA	CAG-PUT
E&P	CORCEL	TAYA-1 ST	PETROMINERALES COLOMBIA LTD SUCURSAL COLOMBIA	LLA
E&P	CPE-06	CPE-6-1X	META PETROLEUM CORP	LLA

TIPO CONTRATO	CONTRATO	NOMBRE POZO	OPERADOR	CUENCA
E&P	CPO-05	LOTO	ONGC VIDESH LTD SUCURSAL COLOMBIANA	LLA
E&P	CPO-10	CUSUCO	ECOPETROL SA	LLA
E&P	CPO-10	PASTINACA	ECOPETROL SA	LLA
E&P	CPO-11	VENUS-2	ECOPETROL SA	LLA
E&P	CUBIRO	COPA A NORTE-1	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	LLA
E&P	CUBIRO	COPA-D1	ALANGE ENERGY CORP SUCURSAL COLOMBIA	LLA
E&P	EL PORTON	CURIARA-1	CEPSA COLOMBIA SA - CEP COLSA	LLA
E&P	GUAMA	CAPURE-1X	PACIFIC STRATUS ENERGY COLOMBIA CORP	VIM
E&P	JAGUEYES 3432-B	ANDALUZ	TABASCO OIL COMPANY	LLA
E&P	LA CUERVA	CUERVA 1C	GEOPARK CUERVA	LLA
E&P	LA CUERVA	CUERVA B	GEOPARK CUERVA	LLA
E&P	LA CUERVA	CUERVA CH NE	GEOPARK CUERVA	LLA
E&P	LLA-23	LABRADOR-2	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	LLA
E&P	LLA-23	LABRADOR-3	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	LLA
E&P	LLA-23	LABRADOR-5	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	LLA
E&P	LLA-30	ADALIA 1	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	LLA
E&P	LLA-30	VIVIANA ESTE-1	COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA	LLA
E&P	LLA-32	BANDOLA	P1 ENERGY	LLA
E&P	LLA-34	TARO TARO-1	GEOPARK WINCHESTER OIL AND GAS SA	LLA
E&P	LLA-58	LLA 58-4	HUPECOL OPERATING CO LLC	LLA
E&P	MARANTA	AGAPANTO-2	EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	CAG-PUT
E&P	MIDAS	ACORDIONERO-1	PETROLATINA ENERGY PLC	VMM
E&P	PUNTERO	ONCA-1	CEPSA COLOMBIA SA - CEP COLSA	LLA
E&P	SANTA ISABEL	OSO PARDO-1	CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.	VMM
E&P	TIPLE	CUBARRO-2	CEPSA COLOMBIA SA - CEP COLSA	LLA
E&P	YAMU	POTRILLO-1	GEOPARK WINCHESTER OIL AND GAS SA	LLA

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la Exploración

Seguimiento a la Producción

En el marco de los contratos de exploración y producción - E&P a 31 de diciembre de 2013, se encontraban en evaluación o explotación 171 Áreas pertenecientes a 87 contratos, es decir 16 Áreas más que las existentes a 31 de diciembre de 2012.

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

Durante la vigencia 2013, la ANH realizó seguimiento al cumplimiento de los compromisos adquiridos por las diferentes compañías, para cada una de las etapas de producción anteriormente mencionadas; sobre el particular, es relevante anotar que el desarrollo de dichas actividades significó un presupuesto de costos, gastos de operación e inversión, de aproximadamente USD 1.609 millones.

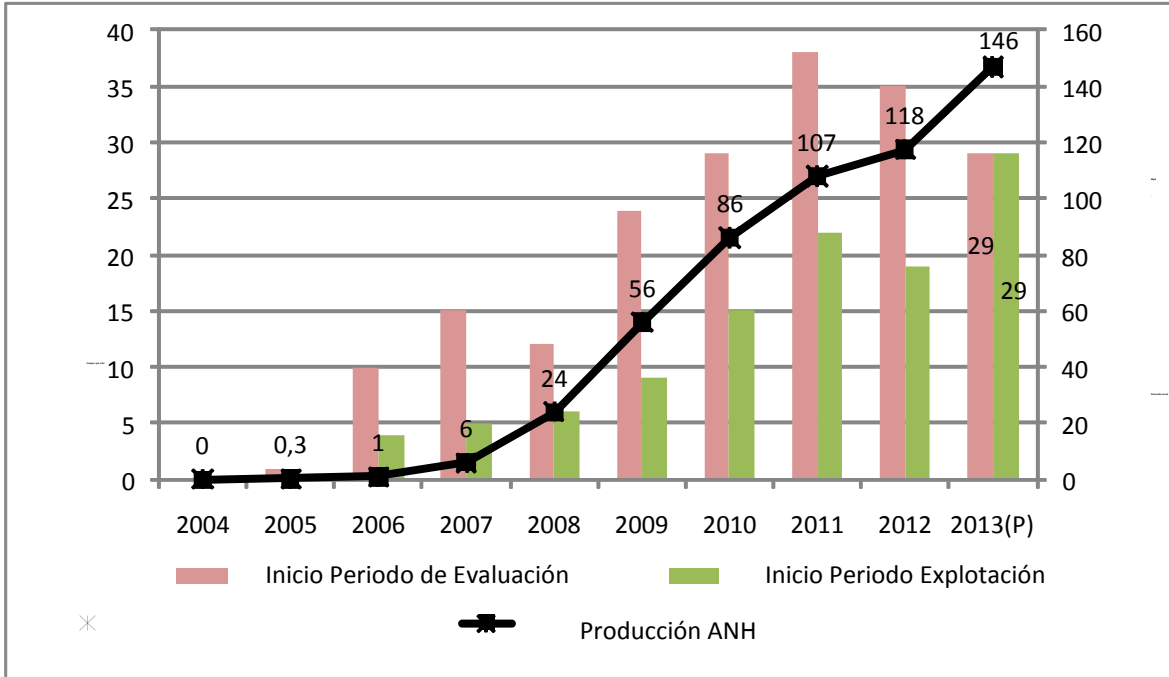
De esta cifra el valor de las inversiones fue cercano a USD 588,7 millones, representados principalmente en: i) perforación de pozos USD 380,7 millones, ii) optimización y ampliación de facilidades de producción y superficie, USD 104,3 millones, iii) trabajos de reacondicionamiento, completamiento y workover de pozos, USD 26,2 millones, iv) Sísmica USD 42,6 millones, v) Obras civiles USD 21,9 millones y vi) geología USD 13 millones.

En el periodo comprendido entre el 1 de enero de 2004 hasta el 31 de diciembre de 2013, en desarrollo de los contratos de exploración y producción - E&P suscritos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, 721 pozos probaron presencia de hidrocarburos, cifra que incluye los pozos exploratorios², de desarrollo y de avanzada. Es de anotar que esta cifra puede aumentar de acuerdo con los resultados que arrojen los pozos que finalizaron perforación en el año 2013 y que tienen pendientes la realización de pruebas de producción.

A continuación se presenta la evolución del estado de los contratos de exploración y producción - E&P -, en el periodo comprendido entre el 2004 y el 2013, para las etapas de evaluación y periodo de explotación. Igualmente, se presenta el crecimiento que ha tenido durante este mismo la producción promedio diaria anual de crudo de los contratos de exploración y producción - E&P de la ANH.

² Pozos exploratorios: A3, A2a, A2b y A2c.

Estado de los contratos



Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

En el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013, entraron en etapa de evaluación 29 Áreas pertenecientes a 23 contratos E&P. El detalle se muestra en la siguiente tabla.

Áreas que iniciaron evaluación en 2013

No.	Contrato	Área	Pozo	Fecha
1	CASANARE ESTE	Curito	Curito-1	02-jul-13
2	CLARINERO	Canario Sur	Canario Sur-1	05-sep-13
3	CORCEL	Maya	Maya-1	11-abr-13
4	CORCEL	Taya	Taya-1 ST1	31-may-13
5	CPO-10	Pastinaca	Pastinaca-1	16-jul-13
6	CPO-10	Cusuco	Cusuco-1	16-oct-13
7	CPO-10	Guainiz	Guainiz-1	16-oct-13
8	CPO-11	Venus	Venus-2	05-ago-13
9	CPO-5	Loto	Loto-1	26-ago-13
10	EL EDEN	La Casona	La Casona-1	19-abr-13

11	EL PORTÓN	Curiara	Curiara-1	24-oct-13
12	GUAMA	Capure	Capure-1X	18-oct-13
13	JAGUEYES 3432-B	Andaluz	Andaluz-1	22-ago-13
14	LA CUERVA	Cuerva Noreste	Cuerva-CH-NE	09-ago-13
15	LA CUERVA	Cuerva Este	Cuerva-B	13-sep-13
16	LA PALOMA	Juglar	Juglar-1	18-ene-13
17	LLA-23	Labrador	Agueda-1ST	12-abr-13
18	LLA-30	Viviana Este	Viviana Este-1	21-ago-13
19	LLA-30	Adalia	Adalia-1	17-sep-13
20	LLA-34	Taro Taro	Taro Taro-1	16-nov-13
21	LLA-58	Llanos-58-4	Llanos-58-4	24-jun-13
22	MARANTÁ	Agapanto	Agapanto-1	25-ene-13
23	MIDAS	Acordionero	Acordionero-1	24-sep-13
24	PUNTERO	Manatus	Manatus-1	03-may-13
25	PUNTERO	Onca	Onca-1	06-jun-13
26	SABANERO	Chamán	Chamán-1	14-jun-13
27	TURPIAL	Turpial	Turpiales-1	19-abr-13
28	VMM-2	Mono Araña	Mono Araña-1	20-may-13
29	YAMÚ	Potrillo	Potrillo-1	30-ago-13

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

Así mismo, de los 35 descubrimientos que tenían plazo de presentar declaratoria de comercialidad entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013, entraron a periodo de explotación 29 Áreas pertenecientes a 21 contratos E&P, los cuales se relacionan a continuación:

Áreas que iniciaron periodo de explotación en 2013

No.	Contrato	Área	Fecha
1	CACHICAMO	Greta	04-abr-13
2	CAÑO SUR	Caño Sur Este	12-nov-13
3	CASIMENA	Pisingo	01-feb-13
4	CHAZA	Moqueta	23-abr-13
5	CORCEL	Guala	10-abr-13
6	CPO-9	Akacias	04-dic-13

No.	Contrato	Área	Fecha
7	CRAVOVIEJO	Saimirí	18-feb-13
8	CRAVOVIEJO	Zopilote	15-ago-13
9	CUBIRO	Copa	16-sep-13
10	CUBIRO	Petirrojo	19-nov-13
11	EL REMANSO	Remanso	02-ene-13
12	EL REMANSO	Remanso Norte	02-ene-13
13	GARIBAY	Jilguero	07-feb-13
14	GARIBAY	Melero	05-abr-13
15	GUARROJO	Pintado	02-jul-13
16	LA CRECIENTE	Apamate	13-sep-13
17	LA CUERVA	Cuerva Noreste	18-oct-13
18	LA CUERVA	Cuerva Este	21-oct-13
19	LEONA	Leona C	05-dic-13
20	LEONA	Leona B Norte	04-jul-13
21	LLA-16	Sulawesi	23-dic-13
22	LLA-16	Kona	15-mar-13
23	LLA-19	Tormento	06-ago-13
24	MAPACHE	Tucuso	24-jun-13
25	NASHIRA	Alepe	29-ago-13
26	NASHIRA	Alva Sur	29-ago-13
27	SABANERO	Sabanero	19-mar-13
28	SURIMENA	Solopiña	06-jun-13
29	TIPLE	Cubarro	09-dic-13

Fuente: Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos – Seguimiento a la producción

Al 31 de diciembre de 2013, se encuentran vigentes 47 convenios de explotación suscritos entre la ANH y Ecopetrol S.A., los cuales corresponden a las áreas que eran conocidas como de operación directa de Ecopetrol.

En el marco de estos convenios, se presupuestó para el año 2013 la suma de USD 3.806,6 millones por concepto de costos, gastos de operación e inversión, de los cuales USD 1.681,1 millones se proyectaron para desarrollar actividades de perforación y completamiento de pozos de desarrollo y de inyección.

Durante el periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2013, los convenios de exploración y explotación Sirirí, Morpho, González, Playón y Cuisinde se encontraban en etapa de producción. En desarrollo del Convenio Playón, presentaron el programa de evaluación del área Aullador, en el mes de junio y en el Convenio González presentaron el programa de evaluación para el área Río Zulia West en el mes de julio.

El estado de causación de derechos económicos por producción a 31 de diciembre de 2013, en el marco de los contratos de exploración y producción suscritos por la ANH es el siguiente:

Derechos por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de explotación: causados en 68 áreas para el caso de evaluación y 103 para lo referente a áreas en explotación.

Transferencia de tecnología: causado en 103 áreas de explotación.

Derechos económicos por precios altos: causados en los contratos Chaza, Guarrojo, Guatiquía, Corcel, Cravoviejo, Dorotea y LLA-16.

Derechos económicos por porcentaje de participación en la producción: causados en los contratos CPE-6, CPO-5, CPO-6, CPO-7, CPO-9, CPO-10, CPO-11, CPO-13, CPO-17, LLA-16, LLA-17, LLA-19, LLA-20, LLA-22, LLA-23, LLA-27, LLA-30, LLA-32, LLA-34, LLA-58 y VMM-2, corresponde a un porcentaje de producción a favor de la ANH, establecido en los contratos resultantes de procesos competitivos.

Finalmente, el derecho económico de Campos Tello y La Jagua, correspondiente al 50% de la producción mensual del total del área contratada, según lo pactado en el respectivo contrato.

3.5. Operaciones, Regalías y Participaciones

Reservas de hidrocarburos

En concordancia con lo establecido en el Acuerdo 11 del 16 de septiembre de 2008, en abril del 2013 las compañías entregaron a la ANH los informes de recursos y reservas con corte al 31 de diciembre de 2012. Dicha información presentada por campos se verificó, revisó y consolidó.

Para calcular las reservas probadas de crudo a diciembre 31 de 2012 se tienen en cuenta las reservas probadas³ de crudo a diciembre 31 de 2011 menos la producción total de crudo en 2012 más la incorporación anual (nuevas reservas y reevaluaciones) en millones de barriles (Mbbbl).

Reservas de crudo a 31 diciembre de 2011 (Mbbbl)	2.259
Producción de crudo año 2012 (Mbbbl)	346
Incorporación de reservas de crudo año 2012 (Mbbbl)	464
Reservas de crudo a 31 diciembre de 2012 (Mbbbl)	2.377
Relación R/P de referencia (años)	6,9

³ Reservas Probadas son las cantidades de petróleo que, por el análisis de los datos de geociencia e ingeniería puede estimarse con certeza razonables que van a ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, de yacimientos conocidos y bajo condiciones económicas, métodos de operación, y regulaciones gubernamentales definidas.

La relación de Reservas/Producción (R/P), reservas probadas de crudo en este caso, permite afirmar que el país cuenta con autosuficiencia de crudo para 6,9 años, manteniendo el mismo nivel de producción del año 2013.

Para calcular las reservas totales de gas se tienen en cuenta las reservas totales⁴ a 31 de diciembre de 2011 más la incorporación durante el año 2012 menos la producción de gas, en Giga pies cúbicos (Gpc).

Reservas de gas totales ⁵ a 31 diciembre de 2011 (Gpc) ⁶	6.630
Producción de gas año 2012 (Gpc)	423
Incorporación de reservas de gas año 2012 (Gpc)	801
Reservas de gas totales a 31 diciembre de 2012 (Gpc)	7.008
Relación R/P de referencia (años)	16,6

La relación R/P para el caso de gas natural considera las reservas totales y 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.

El siguiente cuadro muestra las reservas probadas de petróleo y la incorporación histórica a 31 de diciembre de cada año, desde el año 2000.

AÑO	CRUDO (millones de barriles)			RELACION R/P (Años)
	RESERVAS PROBADAS (1) (Mbbl)	PRODUCCION ANUAL (Mbbl)	INCORPORACION ANUAL (Mbbl)	
2000	1.972	251	-68	7,9
2001	1.842	221	91	8,4
2002	1.632	211	1	7,7
2003	1.542	198	108	7,8
2004	1.478	193	128	7,7
2005	1.453	192	167	7,6
2006	1.510	193	250	7,8
2007	1.358	194	42	7,0
2008	1.668	215	524	7,8
2009	1.988	245	565	8,1
2010	2.058	287	357	7,2
2011	2.259	334	535	6,8
2012	2.377	346	464	6,9

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

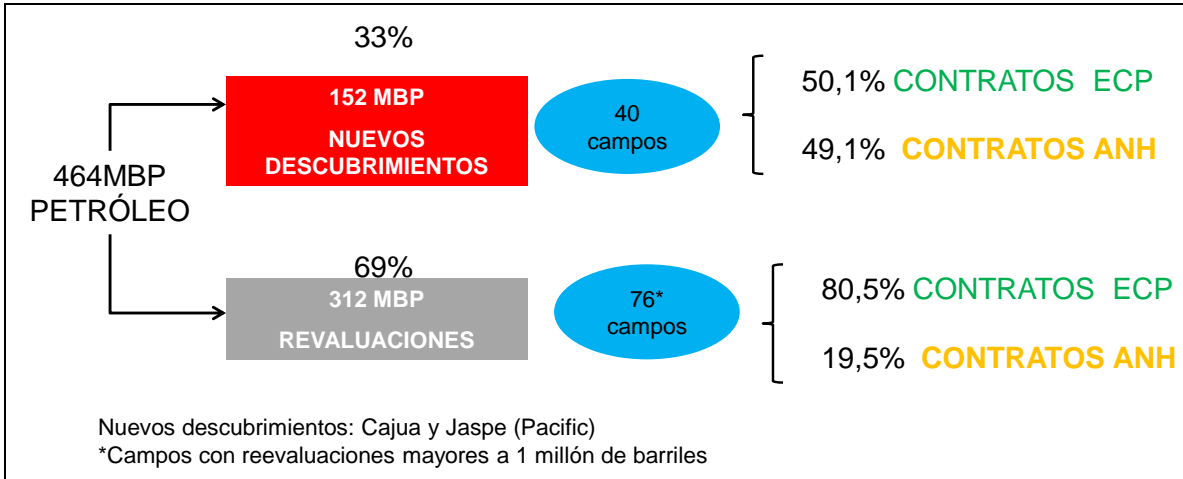
Las reservas probadas de crudo de 2012 frente a las del 2011 crecieron un 5,22%.

⁴ Incluye las reservas probadas, probables y posibles. En este caso, las reservas de gas

⁵ Incluye probadas, probables y posibles

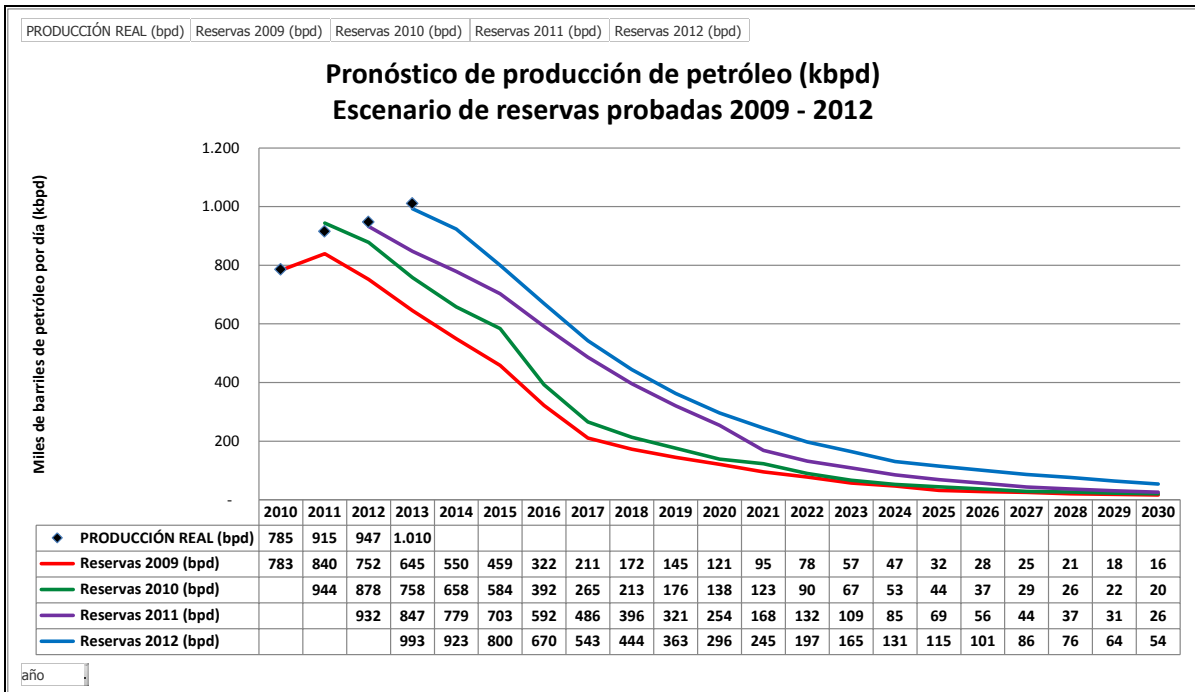
⁶ Giga pies cúbicos;

La incorporación de reservas de crudo en 2012, respecto a revaluaciones y nuevos descubrimientos se ilustra a continuación:



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

El comportamiento histórico de las reservas probadas de petróleo desde el año 2009 hasta el 2012 ha sido el siguiente:



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

En cuanto a las reservas de gas, y para las cuales se reportan las reservas probadas más probables más posibles, se presenta el siguiente cuadro donde se muestra las reservas

totales de gas y la incorporación histórica a 31 de diciembre de cada año, desde el año 2000.

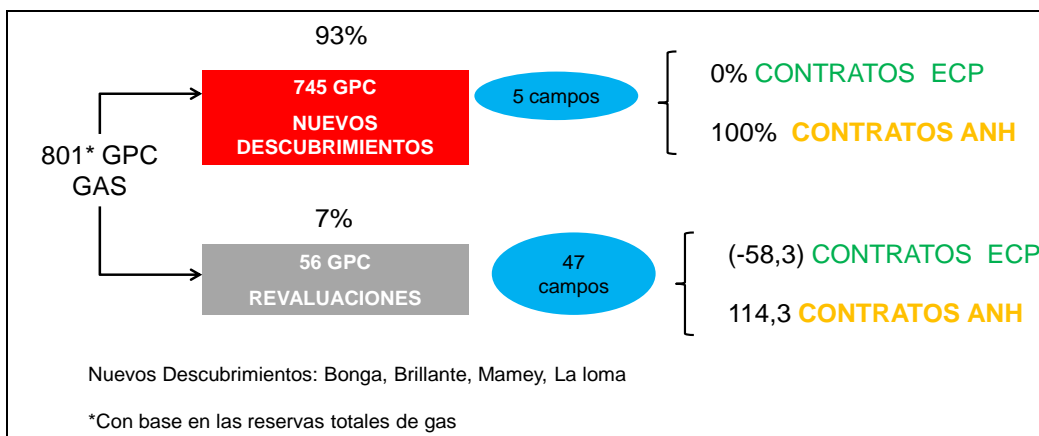
AÑO	GAS (Giga pies cúbicos)			RELACION R/P (Años)
	RESERVAS (1) (Gpc)	PRODUCCION ANUAL (Gpc)	INCORPORACION ANUAL (Gpc)	
2000	6.188	210	-243	29,5
2001	7.489	218	1.519	34,4
2002	7.187	220	-82	32,7
2003	6.688	211	-288	31,7
2004	7.212	224	748	32,1
2005	7.527	236	552	31,8
2006	7.349	248	70	29,6
2007	7.084 (2)	266	2	26,6
2008	7.277 (3)	319	512	22,8
2009	8.460 (4)	371	1.554	22,8
2010	7.058 (5)	398	-1.004	17,7
2011	6.630 (6)	387	-41	17,1
2012	7.008 (7)	423	801	16,6

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

- (1) Reservas probadas - reporte a 31 de diciembre
- (2) De las cuales 3.746 Gpc corresponden a reservas probadas
- (3) De las cuales 4.384 Gpc corresponden a reservas probadas
- (4) De las cuales 4.737 Gpc corresponden a reservas probadas
- (5) De las cuales 5.405 Gpc corresponden a reservas probadas
- (6) De las cuales 5.463 Gpc corresponden a reservas probadas
- (7) De las cuales 5.727 Gpc corresponden a reservas probadas

Las reservas totales de gas de 2012 frente a las del 2011 crecieron un 5,7 %.

La incorporación de reservas de gas en 2012, respecto a revaluaciones y nuevos descubrimientos se ilustra a continuación:



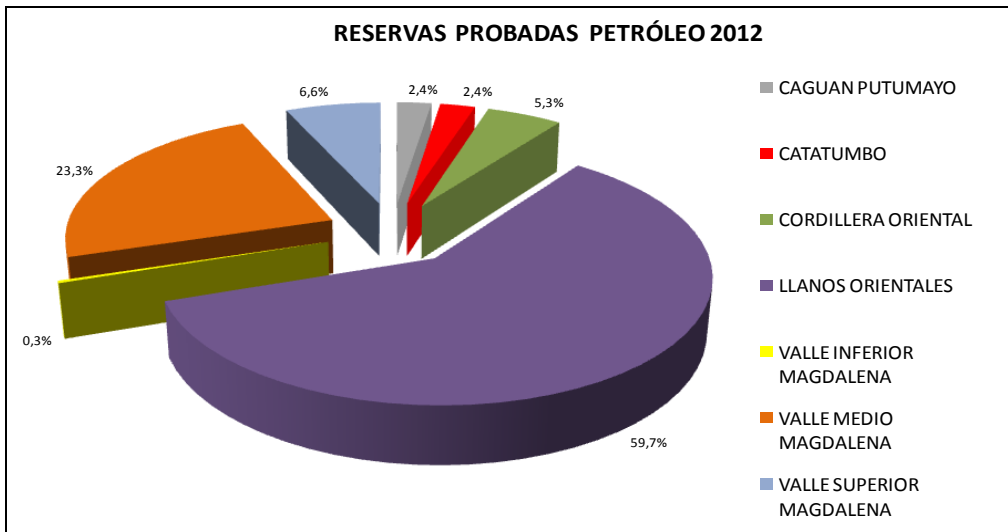
Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Caracterización de reservas probadas de petróleo del año 2012 por cuenca sedimentaria:

CUENCA	2011 MBbl	Participación Porcentual 2011	2012M Bbl	Participación Porcentual 2012	VARIACIÓN DEL APORTE 2011-2012, MBbl	%Variación
Caguan-putumayo	47	2%	57	2%	10	21%
Catatumbo	27	1%	58	2%	31	115%
Cordillera Oriental	102	5%	125	5%	23	23%
Llanos orientales	1395	62%	1419	60%	24	2%
VIM	2	0%	7	0%	5	250%
VMM	530	23%	553	23%	23	4%
VSM	156	7%	158	7%	2	1%
TOTAL,MBP	2259	100%	2377	100%	118	100%

Los valores de las reservas y los porcentajes de variación del cuadro son del mes de mayo de 2013. En dicha época estas cantidades se encontraban en proceso de validación.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones



Porcentajes de participación revisados y validados. Presentados en octubre de 2013. Estos porcentajes varían respecto al cuadro inmediatamente anterior.

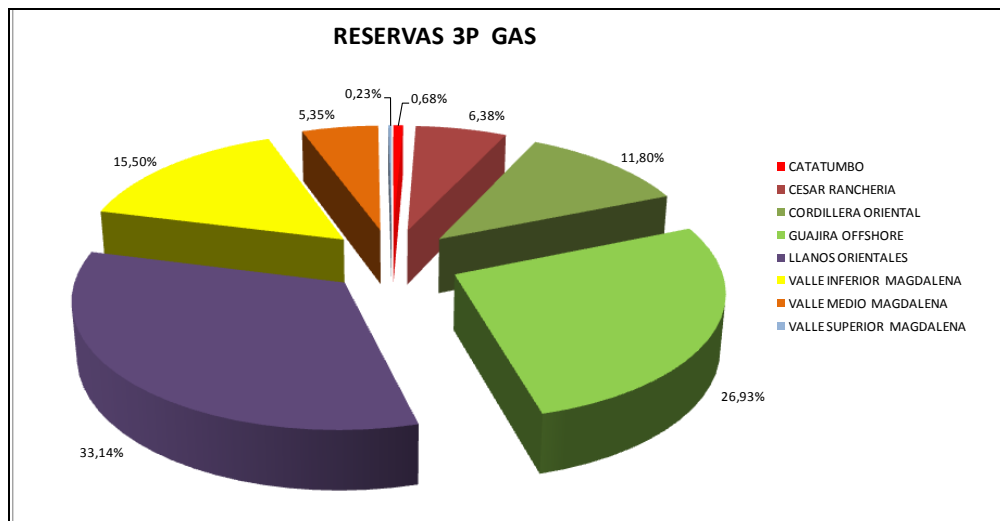
Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Caracterización de reservas de gas del año 2012 por cuenca sedimentaria:

CUENCA	2011 GPC	Participación Porcentual 2011	2012 GPC	Participación Porcentual 2012	VARIACIÓN DEL APORTE 2011-2012, GPC	%Variación
Catatumbo	23	0,4%	6	0,1%	-17	-74%
Cesar Rancheria	0	0,0%	50	0,9%	50	100%
Cordillera Oriental	727	13,3%	110	1,9%	-617	-85%
GUAJIRA OFFSHORE	2078	38,0%	1887	32,9%	-191	-9%
Llanos orientales	1849	33,8%	2133	37,2%	284	15%
VIM	547	10,0%	1288	22,5%	741	135%
VMM	226	4,1%	237	4,1%	11	5%
VSM	13	0,2%	16	0,3%	3	23%
TOTAL, GPC	5463	100%	5727	100%	261	100%

Los valores de las reservas y los porcentajes de variación del cuadro son del mes de mayo de 2013. En dicha época estas cantidades se encontraban en proceso de validación.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones



Porcentajes de participación revisados y validados. Presentados en octubre de 2013. Estos porcentajes varían respecto al cuadro inmediatamente anterior.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Reservas de petróleo del año 2012 por tamaño de yacimiento:

tamaño de las reservas	No. De campos	% Reservas Agregadas por tamaño
>170 MB	1	12,55
115MB>170MB	5	42,49
50MB>90MB	7	62,54
20MB>40MB	11	75,41
10MB>20MB	12	81,83
4MB>10MB	31	89,99
< 5MB	271	100

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Caracterización de la calidad y precio del petróleo Colombiano:

Tipo de crudo	%Reserva por tipo de crudo	Precio Promedio US/Bbl	PRECIO PROMEDIO PONDERADO, us/Bbl
CRUDO EXTRAPESADO. (API <= 10)	2%	No Registra	
CRUDO PESADO. (API 10.1 - 15)	49%	95,68	93,85
CRUDO SEMI-PESADO. (API 15.1 - 22.3)	15%	100,99	100,11
CRUDO MEDIANO. (API 22.3 - 31.1)	21%	104,05	100,55
CRUDO LIVIANO. (API >31.1)	13%	88,70	85,38

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

CAMPO	API	Reservas	PRECIO,US/Bbl	
RUBIALES	13	298.284.812	92,84	12,5% DE LAS RESERVAS
CASTILLA	12,2	171.281.885	88,76	
CASTILLA NORTE	12	157.960.542	89,76	42,49% DE LAS RESERVAS
LA CIRA	24,53	140.851.717	94,71	
CHICHIMENE	18,4	125.963.112	98,06	
QUIFA SUROESTE	13,8	115.763.500	105	
INFANTAS	26,64	84.079.886	94,71	
CASABE	20,98	79.158.999	102,07	62,54% DE LAS RESERVAS
PAUTO	45	69.817.994	73,96	
CAÑO LIMON	27,6	69.072.163	109,78	
CAJUA	11,65	65.446.411	96	
CUSIANA	43,7	56.100.625	74,41	
TIBU	32,5	53.015.599	103,65	
YARIGUI-CANTAGALLO	19,72	38.523.391	97,89	
AKACIAS	8,5	32.424.713		75,41% DE LAS RESERVAS
OCELOTE	27,4	31.104.334	110,6	
MORICHE	13,9	29.514.143	97,23	
COSTAYACO	29,6	28.139.193	105,99	
DINA TERCARIO	18,3	27.599.023	106,92	
GUANDO	28,18	26.222.936	108,52	
CUPIAGUA	42,1	25.339.550	85,04	
PALAGUA	14,19	25.008.635	100,16	
FLOREÑA	47,6	21.535.004	106,44	
JAZMIN	11,5	20.489.925	100	

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Durante el año 2013 se realizaron las revisiones de los informes de auditoría de recursos y reservas presentados por las compañías de exploración y explotación de hidrocarburos. Para tal propósito se establecieron prioridades de acuerdo con los siguientes criterios:

- Los requerimientos de entidades de control y otras entidades gubernamentales.
- Los campos que tengan el 75% de las reservas probadas.
- Los campos de las compañías de mayor producción en el país: Ecopetrol S.A., Metapetroleum, Occidental, Equión, Mansarovar, Cepcolsa, Grantierra, Petrobras, Hocol, Perenco y Petrominerales.
- Los principales campos de gas.
- Agrupación de campos por sistema petrolífero (yacimientos-vecindad-operación-facilidades)

A continuación se relacionan los informes revisados en el periodo:

CAMPO	REPORTE DE CONTRATISTA, ASOCIADA o ECOPETROL S.A. 100%	REPORTE ECOPETROL S.A. en asocio	Cantidad informes revisados (considera años 2011 y 2012 y por socio)
RUBIALES	PACIFIC	ECOPETROL SA	4
CASTILLA	ECOPETROL SA		2
CASTILLA NORTE	ECOPETROL SA		2
LA CIRA	OCCIDENTAL	ECOPETROL SA	3
CHICHIMENE	ECOPETROL SA		2
QUIFA SUROESTE	META PETROLEUM	ECOPETROL SA	4
INFANTAS	OCCIDENTAL	ECOPETROL SA	3
CASABE	ECOPETROL SA		2
PAUTO	EQUION	ECOPETROL SA	4
CAÑO LIMON	OCCIDENTAL	ECOPETROL SA	3
CAJUA	META PETROLEUM	ECOPETROL SA	2
CUSIANA	EQUION	ECOPETROL SA	3
TIBU	ECOPETROL SA		2
YARIGUI-CANTAGALLO	ECOPETROL SA		2
OCELOTE	HOCOL		2
MORICHE	MANSAROVAR	ECOPETROL SA	3
COSTAYACO	GRANTIERRA		2
DINA TERCIARIO	ECOPETROL SA		2
GUANDO	PETROBRAS	ECOPETROL SA	3
CUPIAGUA	ECOPETROL SA		2
PALAGUA	UNION TEMPORAL IJP	ECOPETROL SA	1
FLOREÑA	EQUION	ECOPETROL SA	3
JAZMIN	MANSAROVAR	ECOPETROL SA	3
LA SALINA	PETROSANTANDER	ECOPETROL SA	2
APIAY	ECOPETROL SA		1
GIRASOL	MANSAROVAR	ECOPETROL SA	2
ABARCO	MANSAROVAR	ECOPETROL SA	2
DOROTEA B	NEW GRANADA		1
PLATANILLO	AMERISUR		1
CUPIAGUA SUR	ECOPETROL SA		2
CAÑO YARUMAL	OCCIDENTAL	ECOPETROL SA	2
CASABE SUR	ECOPETROL SA		2
MOQUETA	GRANTIERRA		2
UNDERRIVER	MANSAROVAR	ECOPETROL SA	2
ORITO	PETROMINERALES	ECOPETROL SA	2
CANDELILLA	PETROMINERALES		1
CASTILLA ESTE	ECOPETROL SA		2
CUPIAGUA RECETOR	EQUION	ECOPETROL SA	3
YATAY	PETROMINERALES		1
VOLCANERA	EQUION	ECOPETROL SA	1
GUADUAS	PACIFIC		2
YENAC	PETROMINERALES		1
CORCEL C	PETROMINERALES		1
PEÑAS BLANCAS	ECOPETROL SA		1
CARUTO	PETROMINERALES		1

CAMPO	REPORTE DE CONTRATISTA, ASOCIADA o ECOPETROL S.A. 100%	REPORTE ECOPETROL S.A. en asocio	Cantidad informes revisados (considera años 2011 y 2012 y por socio)
CORCEL E	PETROMINERALES		1
GUALA	PETROMINERALES		1
COBRA	PETROMINERALES		1
CORCEL D	PETROMINERALES		1
NARE SUR	MANSAROVAR	ECOPETROL SA	2
CORCEL A	PETROMINERALES		1
BALLENA	CHEVRON	ECOPETROL SA	3
CHUCHUPA	CHEVRON	ECOPETROL SA	3
RIOHACHA	CHEVRON	ECOPETROL SA	1
MATANEGRA	OCCIDENTAL		1
CARBONERA-LA SILLA	ECOPETROL SA		1
CERRITO	PACIFIC		1
JILGUERO SUR	CEPCOLSA		1
CAIPAL	ECOPETROL SA		1

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

A continuación se relacionan las empresas a las cuales se les revisaron los informes:

COMPAÑÍA	CANTIDAD CAMPOS REVISADOS
AMERISUR	1
CEPCOLSA	1
CHEVRON	3
ECOPETROL SA	15
EQUION	5
GRANTIERRA	2
HOCOL	1
MANSAROVAR	6
META PETROLEUM	2
NEW GRANADA	1
OCCIDENTAL	3
OCCIDENTAL	2
PACIFIC	3
PETROBRAS	1
PETROMINERALES	11
PETROSANTANDER	1
UNION TEMPORAL ISMOCOL-JOSHI-PARKO	1
Total	59

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Del proceso de revisión se concluyó:

- Del total de reservas probadas de crudo reportadas, que sumaron 2.377 Mbbl, se revisaron informes cuyas reservas probadas fueron 1.926 Mbbl, es decir el 81% de dichas reservas. Se revisaron en total 105 informes para 55 campos.
- Para el gas, de un total de 7.008 Gpc de reservas 3P reportadas, se revisaron 4.003 Gpc, es decir, el 57% de dichas reservas. Se revisaron en total 32 informes para 13 campos.

Gestión de la Ventanilla Única de Comercio Exterior - VUCE

En cumplimiento de la función reasignada por el Ministerio de Minas y Energía a la ANH relacionada con *“la supervisión de las especificaciones y destinación del material importado en el subsector de hidrocarburos (Upstream) para efectos de aplicar las exenciones previstas en el Código de Petróleos o normas que lo modifiquen o adicionen”* y asignada mediante Resolución 778 de 2012 a este grupo de trabajo; se hizo efectiva el día 9 de diciembre de 2013, fecha en la cual se iniciaron las aprobaciones respectivas a través de la Ventanilla Única de Comercio Exterior –VUCE.

Administración de Regalías y Derechos Económicos

En cumplimiento a la Ley 1530 de 2012, la ANH tiene dentro del ciclo de regalías, la función de determinar y ejecutar los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías, señalar, mediante actos administrativos de carácter general, los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones, recaudar las regalías y compensaciones liquidadas y pagadas en dinero o en especie, y transferir los recursos recaudados en cada periodo a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías.

Adicionalmente, de acuerdo con las disposiciones transitorias de esta misma Ley, la ANH continúa con la función de recaudo, distribución y giro de las regalías y compensaciones causadas antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías, de acuerdo con la normativa vigente en ese momento, lo cual por consiguiente incluye la administración de los recursos de regalías de las entidades territoriales que se encuentren con medida de suspensión preventiva y correctiva, los giros y los reintegros del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP, y el giro de los recursos correspondientes al margen de comercialización, entre otros.

Es también pertinente mencionar que de acuerdo con el numeral 10 del artículo 4 del Decreto 4137 de 2011, corresponde a la ANH *“Administrar la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación, y demás contratos suscritos o suscriba (sic) la Agencia, incluyendo las regalías, en desarrollo de lo cual podrá disponer de dicha participación mediante la celebración de contratos u operaciones de cualquier naturaleza”*; con lo cual la ANH realiza la contratación con terceros de la comercialización del crudo y del gas correspondiente a las regalías y la liquidación y recaudo de los

Derechos Económicos pactados en los contratos y convenios de Exploración y Explotación (E&P) de hidrocarburos suscritos por la Agencia.

Los Derechos Económicos son retribuciones económicas a favor de la ANH, pactadas en los contratos E&P. A continuación se presenta un resumen de los diferentes *Derechos Económicos*, actualmente vigentes en la minuta de contratos misionales:

TIPO	CUANTIFICACIÓN
Por Precios Altos	Los contratos establecen una participación sobre la producción de propiedad del Contratista, en especie o en dinero a elección de LA ANH.
Como Porcentaje de Participación en la Producción. (X%)	Cuando se haya pactado, El Contratista pagará a la ANH, el porcentaje de la producción, después de regalías, pactado y establecido en el contrato.
Por uso del subsuelo en áreas en exploración	El Contratista pagará un canon por unidad de superficie del área de exploración. (Ha)
Por uso del subsuelo en áreas de evaluación y de producción.	El Contratista pagará un porcentaje de participación en la producción de hidrocarburos.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

En este mismo sentido, los contratos estipulan también la obligación por concepto de transferencia de tecnología; esto es, que para apoyar el fortalecimiento institucional y sectorial, el contratista se compromete a realizar a su cargo y a su costa, programas de investigación, capacitación y educación, durante la vigencia del contrato.

Categoría	Valor
Transferencia de Tecnología	25% del pago por uso del subsuelo en áreas en exploración
	10% del pago por uso del subsuelo en áreas de evaluación y explotación

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Determinación y ejecución de los procedimientos y plazos de liquidación de las regalías.

La ANH durante el 2013, en cumplimiento a lo establecido por la Resolución ANH 174 de 2012⁷, realizó mensualmente la liquidación provisional de las regalías de los meses correspondientes al periodo comprendido entre Diciembre de 2012 a Octubre de 2013 y trimestralmente la liquidación definitiva de las regalías correspondientes al cuarto (IV) trimestre de 2012 y al primero (I), segundo (II) y tercer (III) trimestre de 2013.

⁷ "Por la cual se señalan los periodos de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de los recursos naturales no renovables y se dictan otras disposiciones"

Respecto a las liquidaciones definitivas del año 2013 y con el objeto de informar y garantizar los mecanismos que permitan a los interesados en el ciclo de regalías conocer y participar activamente en el mismo, la ANH expidió los siguientes actos administrativos:

Acto Administrativo	Fecha	Concepto
Resolución 538 de 2013	03/07/2013	Por la cual se liquidan las regalías y compensaciones definitivas generadas por la explotación de hidrocarburos durante los meses de enero, febrero y marzo de 2013.
Resolución 843 de 2013	19/09/2013	Por la cual se liquidan las regalías y compensaciones definitivas generadas por la explotación de hidrocarburos durante los meses de abril, mayo y junio de 2013.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Estas resoluciones fueron notificadas personalmente a las empresas interesadas, algunas de las cuales dentro del término establecido interpusieron recurso de reposición, los cuales fueron resueltos a través de las siguientes resoluciones:

Acto Administrativo	Fecha	Concepto
Resolución 1078 de 2013	19/11/2013	Por la cual se resuelven los recursos de reposición interpuestos contra la Resolución ANH 538 de 2013.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Finalmente la ANH realizó, en cumplimiento de lo establecido en la Resolución ANH 855 de 2012⁸, la reliquidación de las regalías correspondientes al I trimestre de 2012, la cual se hizo efectiva en el mes de marzo de 2013, con las cuentas de la liquidación definitiva del IV trimestre de 2012 y de la liquidación provisional correspondiente al mes de enero de 2013.

Definición de los términos y condiciones para la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de los recursos naturales no renovables.

Considerando lo establecido en el inciso segundo del Artículo 15 de la Ley 1530 de 2012, el cual establece que para efecto de la determinación de los precios base de liquidación de las regalías y compensaciones producto de la explotación de los recursos naturales no renovables, *“se tendrán en cuenta la relación entre producto exportado y de consumo nacional, deduciendo los costos de transporte, manejo, trasiego, refinación y comercialización, según corresponda con el objeto de establecer la definición técnicamente apropiada para llegar a los precios en borde o boca de pozo o mina”* y con

⁸ Por la cual se modifica la Resolución 163 de 2012, por medio de la cual se fijan los costos para determinar el precio base para la liquidación de las regalías del petróleo crudo según la Resolución 161 de 2012 de la ANH”

el objeto de establecer claramente los parámetros con los cuales se realizaría el cobro de regalías durante el 2013, la ANH expidió dos resoluciones, una para el establecimiento de precio del petróleo y la segunda para el del gas natural:

Acto Administrativo	Fecha	Concepto
Resolución 411 de 2013	27/05/2013	Se estableció la metodología, los términos y las condiciones para la determinación del precio base de liquidación de regalías de petróleo causadas durante el año 2013.
Resolución 412 de 2013	27/05/2013	Se estableció la metodología, los términos y las condiciones para la determinación del precio base de liquidación de regalías de gas causadas durante el año 2013.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Recaudo y transferencia de los recursos correspondientes a regalías y compensaciones.

Como resultado de la liquidación y recaudo de regalías realizado durante el 2013, la ANH recaudó y giró a la Cuenta Única del Sistema General de Regalías recursos por **\$7.599.740.122.857**, correspondientes a los siguientes rubros:

Período de Liquidación	Fecha de transferencia al SGR.	Regalías por Petróleo (\$)	Regalías por Gas Natural (\$)	Total Regalías Hidrocarburos (\$)
Noviembre 2012 (1)	11 de enero de 2013		35.400.113.756	35.400.113.756
Diciembre 2012	14 de febrero de 2013	671.071.256.819	54.964.046.772	726.035.303.591
Ajuste por liquidación definitiva del IV trimestre y Reliquidación I trimestre 2012	19 de marzo de 2013	18.400.548.266	7.472.767.864	25.873.316.130
Enero 2013	19 de marzo de 2013	677.471.906.322	51.088.892.147	728.560.798.469
Febrero 2013	16 de abril de 2013	610.614.946.205	47.778.125.746	658.393.071.951
Marzo 2013	14 de mayo de 2013	690.938.613.111	50.197.306.369	741.135.919.480
Abril 2013 (2)	18 de junio de 2013	400.625.064.734	67.792.109.469	468.417.174.203
Mayo 2013	17 de julio de 2013	591.136.412.276	55.082.925.743	646.219.338.020
Junio 2013	15 de agosto de 2013	555.231.090.681	59.305.622.165	614.536.712.846
Julio 2013 (3)	25 de septiembre de 2013	609.925.273.358	58.038.814.063	667.964.087.421
Agosto 2013	21 de octubre de 2013	654.109.842.708	57.593.320.230	711.703.162.938
Septiembre 2013	22 de noviembre de 2013	623.123.188.485	55.143.232.527	678.266.421.012
Octubre 2013 (4)	23 de diciembre de 2013	851.032.637.711	46.202.065.330	897.234.703.041
TOTAL TRANSFERENCIAS 2013		6.953.680.780.677	646.059.342.181	7.599.740.122.857

- (1) El monto de regalías correspondientes al mes de Noviembre de 2012, fue transferido en el mes de diciembre de 2012, excepto lo correspondiente a los Acuerdos de Gas firmados con empresas diferentes a Ecopetrol.
- (2) Incluye recaudo por el Ajuste por la liquidación definitiva del I trimestre de 2013.
- (3) Incluye recaudo por el Ajuste por la liquidación definitiva del II trimestre de 2013.
- (4) Incluye recaudo por el Ajuste por la liquidación definitiva del III trimestre de 2013.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

De acuerdo con lo anterior, y considerando nuestra función de apoyo al seguimiento del presupuesto de ingresos del SGR es pertinente mencionar que con el recaudo alcanzado en el año 2013 por \$7,599 billones de pesos, el sector de hidrocarburos cumplió con el Plan Bienal de Caja para el año 2013 equivalente a 7,582 billones en un 100,3%.

Ahora bien, en comparación con el año anterior la transferencia de recursos de regalías al SGR, se redujo en un 2,41% respecto a la del año 2012, lo que representa en general un comportamiento estable en las liquidaciones de regalías.

Régimen de Transición

Respecto de los recursos de regalías causados antes del 31 de diciembre de 2011, la ANH realizó giros directos por el orden de \$1,8 billones, los cuales incluyen levantamientos de suspensiones, desahorros de FAEP, rendimientos financieros y margen de comercialización.

- a. Administración de los recursos de regalías de las entidades territoriales que se encuentren con medida de suspensión preventiva y correctiva.

En cumplimiento de las órdenes de suspensión de giro impartidas por el Departamento Nacional de Planeación –DNP- de acuerdo con lo establecido en el Artículo 10 de la Ley 141 de 1994 y 5º de la Ley 756 de 2002, reglamentados por el Decreto 416 de 2007, la Agencia Nacional de Hidrocarburos en ejercicio de las atribuciones de recaudo y giro de recursos de regalías por explotación de hidrocarburos consagradas en el Decreto 1760 de 2003, efectuaba retención de los recursos a favor de las entidades territoriales hasta el levantamiento parcial o total de la medida preventiva o correctiva por parte del Departamento Nacional de Planeación.

Dada la orden de levantamiento de suspensión emitida por el Departamento Nacional de Planeación, mediante comunicación escrita, la ANH realizó levantamientos parciales y definitivos de recursos por **\$210.983.286.687**, correspondientes a regalías generadas antes del 31 de diciembre de 2011, de las siguientes entidades territoriales:

BENEFICIARIO	VALOR GIRADO (\$)	Radicado DNP
Municipio de Castilla la Nueva	12.790.481.502	20124440972551 de diciembre 28 de 2012, 20134440192041 de marzo 7 de 2013, y 20134440334041 de abril 15 de 2013
Municipio de Arauca	3.942.911.987	20134440365681 de mayo 7 de 2013, 20134440641621 de agosto 29 de 2013, 20134440821611 de Noviembre 12 de 2013 y

BENEFICIARIO	VALOR GIRADO (\$)	Radicado DNP
		20134440883231 de Diciembre 10 de 2013
Municipio de Talaigua Nuevo	1.998.860.408	20134440502041 de junio 17 de 2013
Municipio de Cantagallo	7.264.756.269	20134440494401 del 14 de junio de 2013, 20134440572341 del 26 de julio de 2013 y 20134440786891 del 28 de octubre de 2013
Departamento de Casanare	183.932.136.728	20124440866831 de diciembre 28 de 2012, 20124440972621 de diciembre 28 de 2012, 2013440145331 de febrero 22 de 2013, 20133700043572 de marzo 22 de 2013, 20134440393591 de mayo 20 de 2013, 20134440842101 de Noviembre 21 de 2013
Municipio de Villavicencio	5.425.601.800	20134440192091 de marzo 7 de 2013
Municipio de Coveñas	8.419.019.495	20133700044802 de marzo 26 de 2013

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

El valor del saldo de los recursos retenidos por la Agencia Nacional de Hidrocarburos a 31 de diciembre de 2013, pendientes de ser girados por contar con medidas de prevención correctiva o preventiva es de **\$247.267.792.764**, correspondiente a las siguientes entidades territoriales:

CODIGO DANE	ENTIDAD TERRITORIAL	MONTOS RETENIDOS (\$)
85000	CASANARE	139.300.672.175
81001	ARAUCA	63.787.940.882
13160	CANTAGALLO	19.495.744.944
70221	COVEÑAS	11.716.545.911
50001	VILLAVICENCIO	3.298.666.377
50150	CASTILLA LA NUEVA	3.135.672.581
13160	CANTAGALLO-BOLIVAR PUERTOS	2.759.677.226
N/A	* DEPARTAMENTO NN	1.508.948.571
N/A	* MUNICIPIO NN-CASANARE	933.885.360
N/A	* MUNICIPIO NN	927.192.294
73678	SAN LUIS	149.158.165
N/A	* MUNICIPIO NN - SANTANDER	143.992.039
85136	LA SALINA	96.126.942
47545	PIJINO DEL CARMEN	6.016.178
N/A	* MUNICIPIO NN- PUTUMAYO	3.855.734
47707	SANTA ANA	1.043.158
18000	CAQUETA	998.815
18753	SAN VICENTE DEL CAGUAN	605.678

CODIGO DANE	ENTIDAD TERRITORIAL	MONTOS RETENIDOS (\$)
20400	LA JAGUA DE IBIRICO	423.988
20250	EL PASO	266.640
20178	CHIRIGUANA	231.424
20045	BECERRIL	127.682
TOTAL RECURSOS RETENIDOS A DICIEMBRE 31 DE 2013		247.267.792.764

* NN: Regalías no distribuidas por diferendos limítrofes
 Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Las regalías suspendidas por orden del Departamento Nacional de Planeación, sumadas al proceso de autorización de cuentas bancarias en la inclusión de nuevos beneficiarios, han determinado que la ANH mantenga estos recursos retenidos a la fecha.

b. Rendimientos Financieros generados por regalías y compensaciones

En aplicación del Artículo 1º del Decreto 1525 de 2008 los recursos retenidos a las entidades territoriales por orden del Departamento Nacional de Planeación se encuentran invertidos en Títulos de Tesorería TES Clase “B” del mercado primario adquiridos directamente en la Dirección General de Crédito Público, los cuales generaron rendimientos financieros del período 1 de enero de 2012 al 07 de octubre de 2013, correspondientes a la suma de doce mil seiscientos noventa y siete millones quinientos treinta y seis mil quinientos cincuenta pesos (\$12.697.536.550), los cuales en cumplimiento a lo establecido por el Decreto 051 de 2012, la ANH distribuyó de conformidad con la siguiente resolución:

Acto Administrativo	Fecha	Concepto
Resolución 1004 de 2013	24/10/2013	Por la cual se distribuye y ordena el giro de los rendimientos financieros de los recursos de regalías causadas antes de la entrada en vigencia del SGR.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

c. Desahorro de recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera, FAEP

Teniendo en cuenta la modificación del párrafo del artículo 150 de la Ley 1530 de 2012 adicionado por el artículo 6 de la Ley 1608 de enero de 2013, que introdujo un cambio significativo en el tratamiento del desahorro para el pago de las deudas del régimen subsidiado de salud, así como los vacíos en la normatividad que llevaron a interpretaciones distintas respecto de la aplicación del inciso cuarto del Artículo segundo del Decreto 1074 de 2012, se hizo necesaria la concertación de un decreto para modificar el procedimiento de giro de los recursos del FAEP, participándose activamente en el estudio y expedición del Decreto 1849 de agosto 29 de 2013, “*por el cual se establece el procedimiento de giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP*”.

Atendiendo las disposiciones legales y conforme al procedimiento establecido en el Decreto 2522 de 2011,⁹ donde se reglamentó el giro anual de la cuarta parte calculada sobre el 25% de los saldos de los partícipes del FAEP a 31 de diciembre de 2011, el Decreto 1074 de 2012, modificado por el Decreto 1849 de 2013, la ANH tramitó desahorros de recursos del FAEP del orden de USD\$122.884.515, según el siguiente detalle:

BENEFICIARIO	DESAHORRO USD\$
DPTO. ARAUCA	47.620.084
DPTO. CASANARE	29.929.997
MUNICIPIO AGUAZUL	15.569.654
MUNICIPIO TAURAMENA	10.745.440
SAN ONOFRE	2.926.984
MUNICIPIO DE ARAUQUITA	2.188.532
SAN BERNARDO	1.675.623
COROZAL	1.247.832
CHINU	976.287
SAN ANDRES SOTAVENTO	976.287
OVEJAS	837.071
SAN BENITO ABAD	819.644
CHIMA	756.954
LOS CORDOBAS	647.654
MOÑITOS	551.467
GALERAS	548.033
PURISIMA	543.836
COLOSO	541.817
LOS PALMITOS	499.578
TOLU VIEJO	460.132
BUENAVISTA (SUCRE)	446.527
CHALAN	364.273
SUCRE (SUCRE)	312.896
CAIMITO	302.519
COVENAS	227.314
SAN PEDRO	188.660
TOLU	182.616
MORROA	140.956
MOMIL	139.609
SAMPUES	123.355

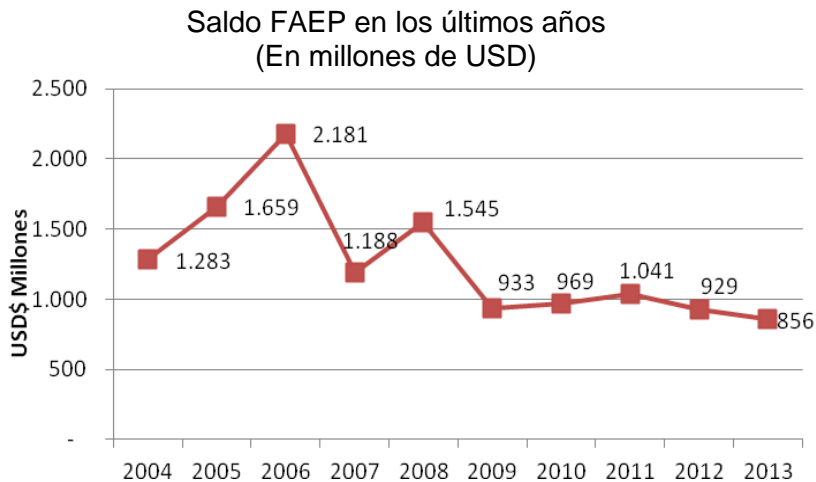
⁹ Por el cual se establece el procedimiento de giro de los recursos del Fondo de Ahorro y Estabilización Petrolera – FAEP de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 44 de la Ley 1430 de 2010 modificado por el artículo 118 de la Ley 1450 de 2011.

BENEFICIARIO	DESAHORRO USD\$
VALENCIA	101.880
PUEBLO NUEVO	101.880
SAN MARCOS	91.688
PALMITO	83.435
AYAPEL	14.000
TOTAL DESAHORRO F A E P	122.884.515

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

De los recursos anteriores la Agencia Nacional de Hidrocarburos monetizó USD\$16.257.961 y transfirió al mecanismo único de recaudo y giro implementado por la Ley 1438 de 2011 un valor de \$30.692 millones de pesos colombianos, para el pago de deudas en salud de las entidades territoriales partícipes del FAEP, solicitados por el Ministerio de Salud y Protección Social.

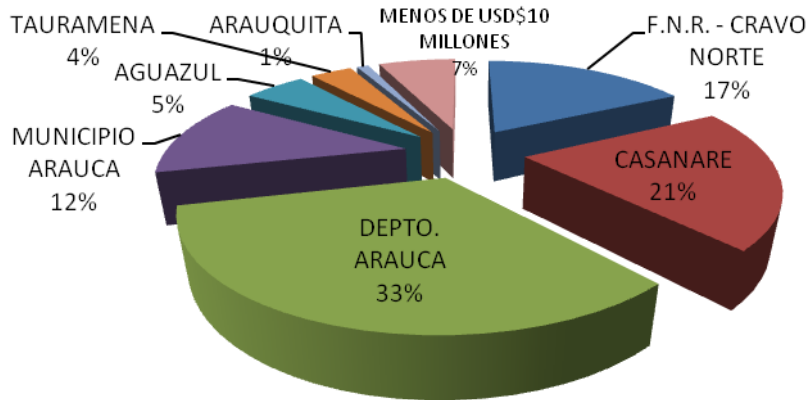
Como resultado de lo anterior, el saldo acumulado en el FAEP al cierre del mes de diciembre de 2013, asciende a USD\$855.914.134, de conformidad con la conciliación realizada por el Banco de la República y cuyo comportamiento se aprecia en la siguiente gráfica:



Fuente: ANH – Grupo de Regalías y Derechos Económicos

Este saldo está distribuido de la siguiente manera:

Distribución del saldo del FAEP a Diciembre 31 de 2013



Fuente: ANH – Grupo de Regalías y Derechos Económicos

d. Margen de Comercialización

De acuerdo con el artículo 156 del Decreto 4923 de 2011 y la Ley 1530 de 2012, la ANH realizó el giro el 12 de junio de 2013 de \$1.118.818.380.856, correspondientes al 65% del total de los recursos del margen de comercialización disponibles a 31 de diciembre de 2011, que con rendimientos financieros resultaron en \$1.301.237.085.337

Adicional a lo anterior, como resultado del proceso de liquidación de los contratos perfeccionados con la aceptación de Ecopetrol S.A de las Ofertas Mercantiles formuladas por la ANH entre el 16 de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2012, se recibió la suma de \$235.800.692.465, correspondientes a margen de comercialización generados entre el 2009 y el 2012. De este valor corresponde a margen de comercialización antes de la entrada en vigencia del Sistema General de Regalías la suma de \$105.349.812.637 que se encuentra pendiente de giro y \$130.450.879.828 de la vigencia 2012, de los cuales ya fueron girados \$120.000.000.000 el 9 de agosto de 2013, quedando pendiente por girar la suma de \$10.450.879.828 al SGR.

Administración de la participación del Estado, en especie o en dinero, en los volúmenes de hidrocarburos que le correspondan en los contratos y convenios de exploración y explotación

Regalías

Considerando que varios contratos derivados de las Ofertas Mercantiles expedidas por la ANH y aceptadas por ECOPETROL en su momento no se liquidaron dentro de los seis meses previstos en dichas ofertas, conforme a lo previsto en el Artículo 11 de la Ley 1150 del 16 de julio de 2007, las partes concertaron hacer uso de la facultad de liquidar el

contrato de común acuerdo y procedieron a realizar la liquidación de los contratos firmados entre el 16 de julio de 2009 y el 31 de diciembre de 2012, cuyo objeto fue la compra: i) de los hidrocarburos líquidos de regalías y, ii) de los hidrocarburos líquidos producidos por concepto de derechos económicos establecidos a favor de la ANH en el contrato E&P de los campos Tello y la Jagua.

Considerando lo anterior se realizó la firma de las siguientes Actas:

Fechas Vigencia Contrato	Fecha de Acta de Liquidación de Contrato	Valor de Liquidación (\$COL)
17.07.09-16.09.10	17-jun-13	4.119.751.108
17.09.10-31.03.11	10-jul-13	18.306.671.229
01.04.11-30.04.11	10-jul-13	18.627.671.977
01.05.11-15.05.11	10-jul-13	6.628.838.122
16.05.11-31.07.11	10-jul-13	25.780.581.907
01.08.11-31.12.12	23-jul-13	162.337.178.122
Total		235.800.692.465

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Por otra parte, considerando que la Ley 1530 de 2012 dispone que “La Agencia Nacional de Hidrocarburos, establecerá mediante acto motivado de carácter general, el pago en dinero o en especie de las regalías...” y con el objeto de dar señales a los productores comercializadores de las cantidades de gas de que disponen para comprometer en el mercado primario, se hizo necesario establecer una regla para el recaudo de las regalías que se generen por concepto de los volúmenes de gas producidos a partir del 1 de Enero de 2014. Esto se realizó a través de la expedición del siguiente acto administrativo:

Acto Administrativo	Fecha	Concepto
Resolución 877 de 2013	25/09/2013	Por la cual la Agencia Nacional de Hidrocarburos establece el pago en dinero de las regalías causadas por la explotación de gas combustible.

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Derechos Económicos y Participaciones

En lo relacionado con los Derechos Económicos y/o participaciones de la ANH establecidas en los contratos de Exploración y Producción – E&P, los convenios E&P y los contratos de Evaluación Técnica – TEA, se realizó la liquidación y el seguimiento del cumplimiento de todas las obligaciones económicas contraídas por parte de terceros con la ANH.

Como resultado de esta labor durante el año 2013, la ANH realizó un recaudo por Derechos Económicos por USD\$453.188.643 equivalentes aproximadamente a \$846.964.255.985, el cual se constituye en el recaudo más alto en la historia de la Agencia y en un incremento del 16% respecto del año anterior.

A continuación presentamos la información consolidada por año, detallando los ingresos por cada derecho económico:

VALOR RECAUDADO POR CONCEPTO DE DERECHOS ECONÓMICOS

Cifras en USD

A Diciembre 31 de 2013

Año	Precios Altos	Uso del subsuelo		Transferencia de Tecnología	Participación en la producción	Totales
		Contratos E&P	Contratos de Evaluación Técnica			
2.004		-	311.850,00	337.687,00		649.537,00
2.005		364.051,00	1.242.594,00	429.347,00		2.035.992,00
2.006		2.277.406,00	798.361,00	818.216,00		3.893.983,00
2.007		2.368.915,00	333.385,00	1.181.346,00		3.883.646,00
2.008		88.327.988,00	3.510.539,00	2.621.681,00		94.460.208,00
2.009	24.433.889,00	63.959.187,00	2.749.889,00	3.176.489,00		94.319.454,00
2.010	149.041.100,00	46.097.288,00	1.793.021,00	3.528.900,00		200.460.309,00
2.011	218.772.769,00	80.350.456,00	115.005,00	2.720.875,00		301.959.105,00
2.012	306.452.070,73	78.080.837,21	187.529,24	1.713.628,20	3.099.817,04	389.533.882,42
2.013	320.210.715,89	17.956.936,09	4,602,998,84	9.537.395,60	101.077.640,07	453.385.686,50
Totales	1.018.910.544,62	379.783.064,30	15.645.172,08	26.065.564,80	104.177.457,11	1.544.581.802,91

Fuente: Cálculos ANH

La TRM utilizada corresponde al promedio publicado por Banco de la Republica para el 31-12-2013 (\$1.868,90)

A continuación se detallada cada uno de los derechos económicos:

a) Por participación en la producción (X%)

Durante el 2013 la ANH recaudó derechos económicos por participación en la producción por un valor de USD\$101.07 millones, correspondientes a USD\$77.07 millones en el contrato E&E de los campos Tello y La Jagua, el cual la ANH tiene una participación del 50% en la producción y USD\$24.04 millones en 14 contratos E&P, los cuales se detallan a continuación:

Contrato	Campo	X%
CPO-07	ATARRAYA	47%
CPO-6	PUERTO GAITAN	39%
CPO-13	PENDARE	32%
CPO-17	DORCAS	12%
CPO-17	MERLIN	12%
LLANOS 27	FLAMI	4%
LLANOS 23	LABRADOR	3%
LLANOS 19	TORMENTO	2%
LLANOS 16	JAVA	1%
LLANOS 16	KONA	1%

Contrato	Campo	X%
LLANOS 16	MALAWI	1%
LLANOS 16	SULAWESI	1%
LLANOS 22	RAMIRIQUI	1%
LLANOS 30	ADALIA	1%
LLANOS 30	VIVIANA	1%
LLANOS 32	BANDOLA	1%
LLANOS 32	MANICEÑO	1%
LLANOS 34	MAX	1%
LLANOS 34	TAROTARO	1%
LLANOS 34	TUA	1%
LLANOS 58	LLANOS 58	1%
LLANOS 20	CUMBRE	1%

Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

b) Por Precios Altos

El Derecho Económico por Precios Altos representa aproximadamente el 66% del total del recaudo por Derechos Económicos que realiza la ANH. En el 2013 éste correspondió aproximadamente a USD\$320.210.715 con participación del 71%.

Respecto a este Derecho Económico, la ANH continuó realizando los cobros respecto de los cinco (5) contratos que cuentan con esta cláusula activada y se inició el cobro por este concepto para los contratos Llanos 16 y Cravoviejo, con lo cual resulta en 7 contratos activos para este Derecho Económico.

Adicionalmente durante el 2013 fueron conciliadas las cifras base de liquidación de los Precios Altos desde 2009 hasta Octubre de 2011 del Contrato Guarrojo, correspondientes al campo Ocelote y se recaudó las sumas correspondientes a este derecho económico para el campo Guarrojo Oriental del Contrato Guarrojo, derecho que se causó desde Octubre de 2011 y que corresponden a USD 6,1 millones.

En resumen los ingresos por Precios Altos corresponden a los siguientes contratos:

Contrato	Operador	Campo
GUATIQUIA	Petrominerales Colombia	Candelilla y Yatay
DOROTEA	New Granada Energy	Dorotea
CORCEL	Petrominerales Colombia	Corcel A y Corcel C
CHAZA	Gran Tierra	Costayaco
GUARROJO	Hocol S.A.	Ocelote
LLANOS 16	Parex Resources	Kona
CRAVO VIEJO	Grupo C y C	Carrizales

c) Por Uso del Subsuelo

El derecho económico por uso del subsuelo se compone de dos partes: para las áreas asignadas en exploración, el contratista paga un derecho por unidad de superficie, mientras que en las áreas asignadas en producción un derecho por unidad de producción. Sumadas ambas situaciones durante el 2013 se recaudó un monto aproximado de USD\$22.56 millones.

Adicional a lo anterior en el 2013 fueron depurados los pagos realizados por los operadores y a la fecha se encuentran pendientes de aplicar únicamente los ingresos cuyo trámite de Actas de Devolución está en proceso; también se inició un proceso de comparación y consolidación de información base del cobro de regalías y del derecho económico por uso del subsuelo.

d) Por Transferencia de Tecnología

Los ingresos por transferencia de tecnología alcanzaron este año una cifra aproximada de USD\$9.5 millones con un incremento de un 456% respecto al año anterior, como consecuencia de la definición del criterio de pago en efectivo para las vigencias 2012 y 2013.

Así mismo, se emitieron 58 recordatorios de pago a los operadores por concepto de transferencia de tecnología por uso del subsuelo en áreas en exploración causados en el 2012 por un valor de 2.3 millones de dólares.

En relación con la vigencia 2013, se emitieron 88 recordatorios de pago por concepto de transferencia de tecnología así: 32 en áreas en exploración por un valor de USD\$1.7 millones y 56 en áreas en evaluación y explotación por un valor de USD\$0.5 millones.

Fiscalización

Mediante la Resolución N° 18 0877 del 7 de junio de 2012 (Art. 1), modificada por la Resolución 9 1601 de octubre de 2012, el Ministro de Minas y Energía delegó en la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, entre ellas, la función de “Fiscalización” de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los términos señalados en la Ley 1530 de 2012 y demás disposiciones aplicables. De esta forma, en los Parágrafos 1° y 2° del Artículo 1° de la mencionada Resolución se prevé expresamente que:

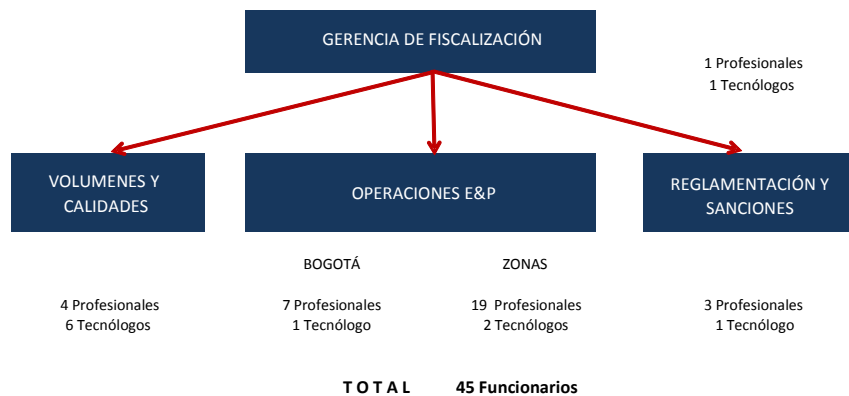
“Parágrafo 1°. Para el efecto, le corresponde a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ejercer el control y seguimiento a los requisitos y obligaciones establecidos en las Resoluciones 18 1495 de 2009 y 18 0742 de 2012 –excepto los trámites previstos en los artículos 18 y 19 relativos a los Acuerdos Operacionales e Intervención del Ministerio–, o en las normas que las modifiquen o sustituyan. De igual forma la Agencia Nacional de Hidrocarburos ejercerá el control y seguimiento estipulado en las demás disposiciones vigentes en esta materia.

Parágrafo 2º. La función de fiscalización comprende el proceso de investigación e imposición de la sanción de que trata el artículo 67 del Código de Petróleos, modificado por el artículo 21 de la Ley 10 de 1961, en concordancia con lo previsto en el artículo 64 de la Resolución 18 1495 de 2009 o las normas que los modifiquen o sustituyan.

Con base en lo anterior, el 8 de marzo de 2013 se suscribió entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos y el Ministerio de Minas y Energía, el Convenio Interadministrativo N° 40 para el ejercicio de la función de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y demás funciones delegadas en la Agencia, cuya ejecución inició el 2 de mayo de 2013.

A partir de las nuevas funciones asignadas y habiéndose identificado la importancia de contar con un grupo de funcionarios encargados del desarrollo de procedimientos y del régimen sancionatorio, durante el año 2013 se inició la conformación de la estructura organizacional y los recursos humanos previstos para la Gerencia de Fiscalización como se indica en el siguiente Organigrama:

Organigrama Gerencia De Fiscalización (VORP).

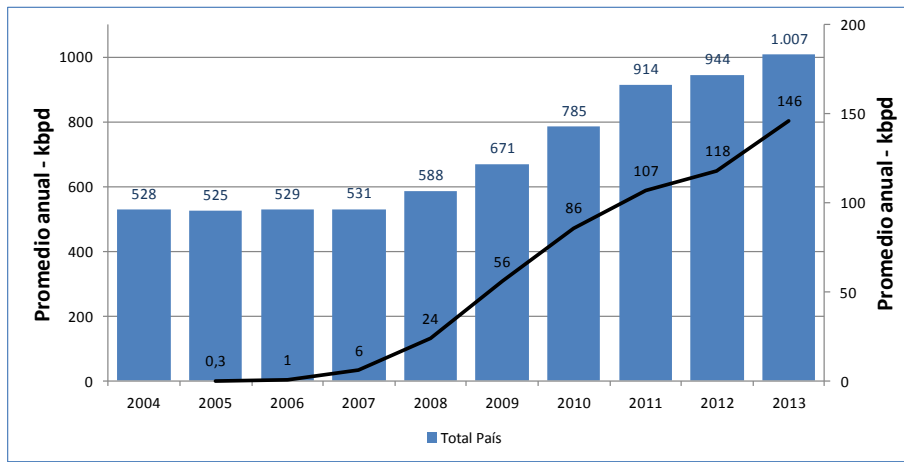


Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Reporte Nacional de Producción de Crudo y Gas

Tal como se muestra en la siguiente gráfica, la producción promedio nacional ha mostrado incrementos importantes en el último año.

Evolución de la Producción Promedio de Crudo en los últimos diez años (kbpd).



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Así, en el año 2013 el promedio de producción nacional diaria anual de crudo fue de 1007 kbpd, valor record para el país que superó en un 6.7% la cifra alcanzada en el año anterior, la cual fue de 944 kbpd, muy cercana a la meta de 1060 kbpd establecida por el Gobierno Nacional para la vigencia 2013.

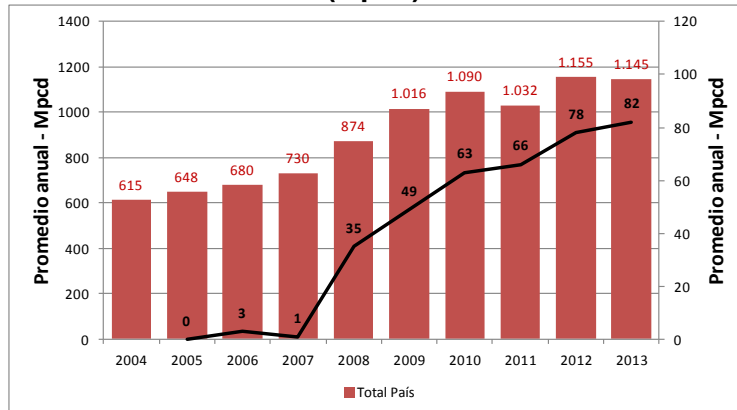
Con respecto a la producción promedio diaria de petróleo de los contratos E&P para el año 2013, se observó un incremento de 131,53 KBPD en enero de 2013 a 165,33 KBPD en diciembre de 2013, indicando un aumento en lo corrido del año 2013 del 25%. La producción promedio diaria estimada anual para el año 2013 fue de 146,091 KBPD. Dicho incremento se debió a la entrada en producción de varios pozos de los siguientes bloques: Casanare Este de la compañía Petrominerales, Llanos-34 de Geopark, CPO-7 de Tecpetrol, Llanos-58 de Hupecol Operating, CPO-9 de Ecopetrol, Platanillo de Amerisur, Llanos-17 y El Edén de Parex Resources, Puntero de Cepcolsa, Llanos-23 de Canacol, Llanos-32 de P1 Energy, Caño Sur de Ecopetrol y Chaza de Gran Tierra Energy, entre otros.

De otra parte, la producción promedio diaria de los contratos de Asociación y de operación directa de Ecopetrol se redujo de 883,66 KBPD en enero de 2013 a 846,62 KBPD en diciembre de 2013, manteniendo un promedio diario estimado anual de 854,63 KBPD. Esta disminución se debió entre otros, a los problemas de orden público en los campos Chichimene y Castilla, los atentados al oleoducto Caño Limón-Coveñas, problemas de suministro de Nafta en Chichimene, bajo suministro de carrotanques por paro de comunidad en la vía Puerto Asís- Mocoa, paro de comunidades y bloqueos en los campos Tibú, Sardinata y Petrolea del área del Catatumbo, cierre de los campos Cohembí y Piñuna por capacidad de almacenamiento, fallas en el suministro de energía eléctrica en Termo Rubiales y falta de permisos para manejo de agua en el campo Rubiales.

En cuanto a la comercialización nacional promedio diaria de gas natural, se observa en la siguiente gráfica que durante la vigencia 2013, ésta alcanzó el valor de 1145 Mpcd,

menor en un 0,9% con respecto al año 2012 (1.155 Mpcd comercializados en el 2012). Si bien esta cifra no alcanzó la meta para el año 2013 (Mpcd) es preciso señalar que la comercialización de gas natural depende de la demanda.

Evolución de la Producción Promedio de Gas Natural en los últimos diez años (Mpcd).



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

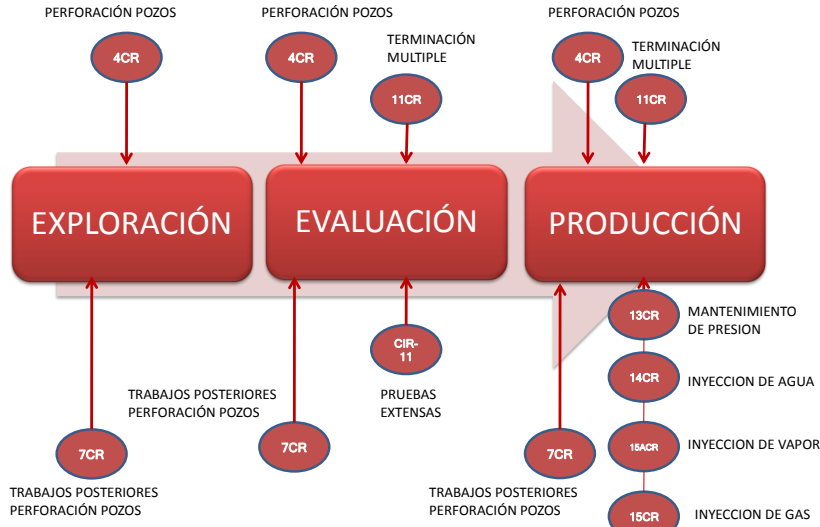
Con respecto a la producción promedio diaria gravable de gas de los contratos E&P para el año 2013, dicha producción se mantuvo durante el año 2013 en un promedio de 81,63 MPCD, destacándose la entrada en producción del Bloque Llanos-22 de Cepcolsa y las pruebas realizadas en los bloques Uribante de Ecopetrol y Samán de Hocol S.A, con buenas perspectivas de producción de gas a corto plazo.

La producción promedio diaria estimada gravable de gas de los contratos de Asociación y de operación directa de Ecopetrol se mantuvo en 1.174 MPCD.

Operaciones relevantes en el año 2013

Durante el año 2013, la Agencia Nacional de Hidrocarburos inició la revisión, aprobación y procesamiento de las formas ministeriales diseñadas para las diferentes operaciones involucradas en las actividades de exploración y producción de hidrocarburos. Para lograr los objetivos planteados, el esquema de fiscalización de operaciones vigente se basa en un proceso de aprobaciones previas para las principales operaciones de Exploración y Producción que se llevan a cabo, de conformidad con lo establecido en la Resolución 181495 de 2009, como se indica en el Gráfico.

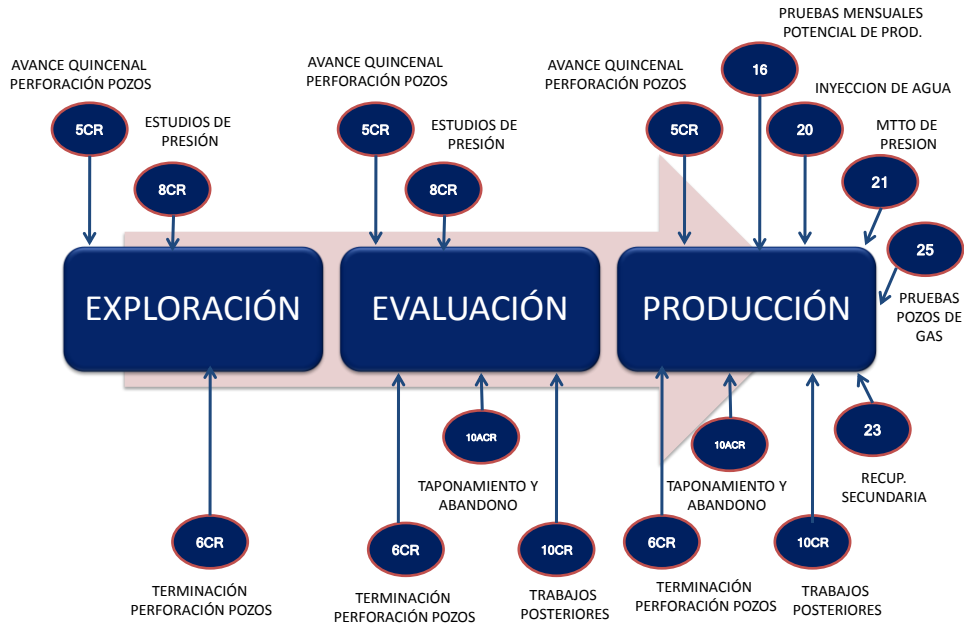
Permisos para adelantar actividades de E&P



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Adicional a lo anterior, las Operadoras envían a la ANH los informes sobre las operaciones más relevantes realizadas, como se indica en el Gráfico.

Informes para aprobación de actividades de E&P



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Con base en lo anterior, entre las operaciones más relevantes realizadas se pueden indicar la revisión, seguimiento y aprobación de aproximadamente 3.170 intervenciones de fiscalización en operaciones de las actividades de exploración y explotación:



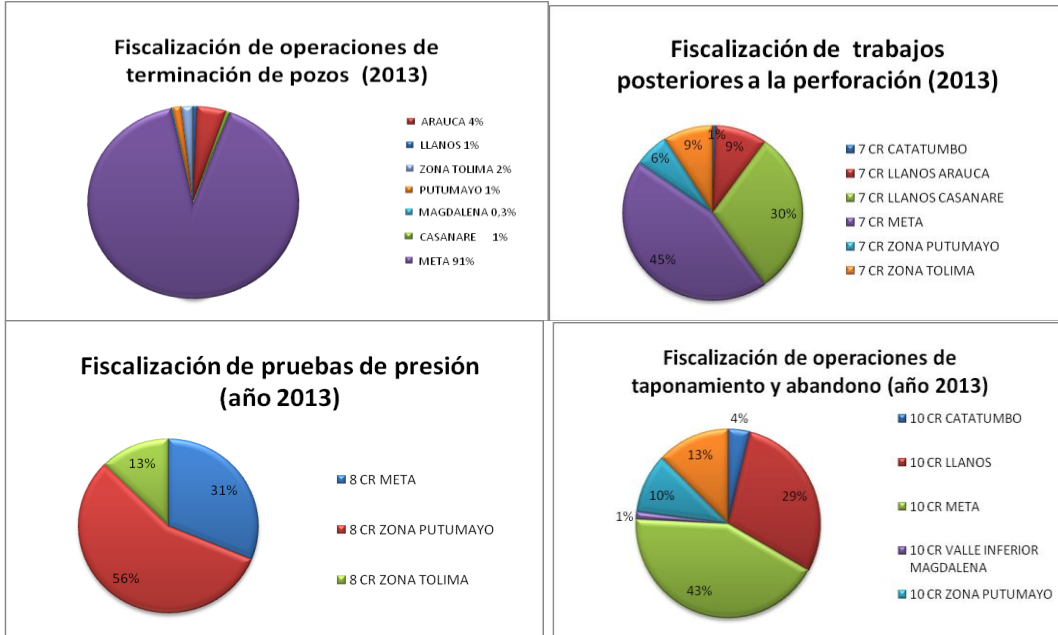
Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

Como puede observarse, durante el año 2013 se aprobaron 1.179 solicitudes de inicio de perforación, como se indica a continuación y se realizó el seguimiento, por medio de los informes diarios de perforación, a **870** pozos durante el 2013. Conviene señalar, tal como se indica en este documento, que el número de pozos exploratorios efectivamente realizados durante el año 2013 ascendió a 115.

Solicitudes de inicio de Exploración Aprobadas en el año 2013 (Forma 4CR).

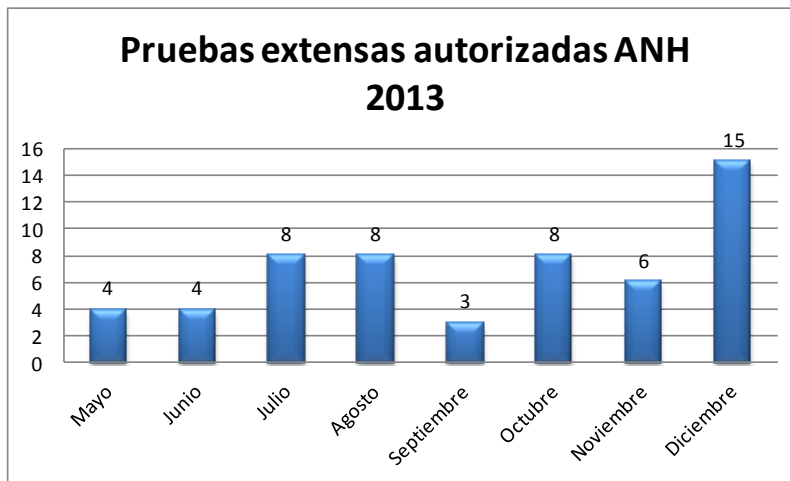
Exploratorio A3	85
De Avanzada A1	109
Exploratorio A2a	6
Exploratorio A2b	8
Exploratorio A2c	9
Subtotal Exploratorios	217
Desarrollo	842
Desarrollo inyector	63
Piloto	1
Subtotal desarrollo	906
Estratigráficos	56
Subtotal otros	56
Total	1179

Desde el punto de vista regional, el mayor número de operaciones realizadas se concentró en los departamentos del Meta y Casanare, como se indica en las figuras que se muestran a continuación:



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

En cuanto a la fiscalización de las operaciones de pruebas extensas, puede observarse que predominan las pruebas extensas en contratos E&P, y que el número de autorizaciones presentó un incremento representativo a finales del año 2013 a raíz del inicio de la conformación del grupo de fiscalización en la Agencia.



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones



Fuente: Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones

CAPÍTULO 4 – GESTIÓN ADMINISTRATIVA

4.1. Gestión Contractual

Contratación Adelantada por la ANH en la vigencia 2013

Durante la Vigencia 2013, la Agencia Nacional de Hidrocarburos celebró un total de 264 contratos principales, comprometiendo un valor correspondiente a la suma de \$230.554.758.826, el cual se discrimina por modalidad de selección.

Así mismo, en cumplimiento del principio de transparencia, la Agencia Nacional de Hidrocarburos adjudicó un total de 105 procesos de selección regulados por el Estatuto General de la Contratación Pública, comprometiendo un total \$228.719.233.598.

Mediante la modalidad de contratación directa, se celebraron 120 contratos por valor de \$1.835.525.228.

PROCESOS POR PRESUPUESTO	
TIPO DE PROCESO	Total
CONCURSO DE MERITOS	\$ 26.314.233.155,00
LICITACION PUBLICA	\$ 168.276.329.078,46
MINIMA CUANTIA	\$ 772.625.752,00
SELECCIÓN ABREVIADA	\$ 31.820.534.240,00
SUBASTA INVERSA	\$ 1.535.578.615,00
CONTRATACIÓN DIRECTA	\$ 1.835.525.228,00
Total general	\$ 230.554.758.826,00¹⁰

Fuente: Oficina Asesora Jurídica

Adiciones suscritas en la vigencia 2013

La siguiente tabla refleja el porcentaje de adiciones efectuado por cada una de las Vicepresidencias de la Agencia.

VICEPRESIDENCIAS	TOTAL
VICEPRESIDENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA	\$ 2.883.843.555,73
VICEPRESIDENCIA TÉCNICA	\$ 12.831.794.372,00
VICEPRESIDENCIA DE CONTRATOS DE HIDROCARBUROS	\$ 2.285.099.216,10
VICEPRESIDENCIA DE PROMOCIÓN Y ASIGNACIÓN DE ÁREAS	\$ 50.230.341,00
VICEPRESIDENCIA DE OPERACIONES	\$ 13.110.000,00
Total general	\$ 18.064.077.484,83

Fuente: Oficina Asesora Jurídica

¹⁰ Este valor difiere del total ejecutado puesto que adicionalmente se suscribieron 51 contratos por el acuerdo 01 de 2009, por valor de siete mil trescientos sesenta y nueve millones novecientos treinta y dos mil cuatrocientos sesenta pesos (\$7.369.932.460)

4.2. Administración de Talento Humano

Planta de Personal de la Agencia Nacional de Hidrocarburos

El Gobierno Nacional expidió los Decretos 766, 1128 y 2584 de 2012, con el propósito de modificar la planta de personal de la ANH, la cual quedó conformada por 147 cargos.

La distribución de la planta de personal aprobada por dependencia con corte a 31 de diciembre de 2013, se presenta a continuación:

DISTRIBUCIÓN PLANTA DE PERSONAL APROBADA POR DEPENDENCIA		
DEPENDENCIA	CARGOS	% PARTIC.
Presidencia	42	29%
Oficina Asesora Jurídica	17	12%
Oficina de Control Interno	4	3%
Oficina de Tecnologías de la Información	5	3%
Vicepresidencia Administrativa y Financiera	22	15%
Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos	16	11%
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones	13	9%
Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas	11	7%
Vicepresidencia Técnica	17	12%
TOTALES	147	100%

Fuente: ANH – Grupo Interno de Trabajo de Talento Humano – Corte: 31 de diciembre de 2013

La información correspondiente al total de empleos de la planta de personal provistos a 31 de diciembre de 2013, por dependencias, se muestra en el siguiente cuadro:

PLANTA DE PERSONAL ASIGNADA Y PROVISTA CON CORTE A DICIEMBRE 31 DE 2013			
DEPENDENCIA	Asignados	Provistos	Provistos/Asignados
Presidencia	42	36	86%
Oficina Asesora de Jurídica	17	15	88%
Oficina de Control Interno	4	4	100%
Oficina de Tecnologías de la Información	5	5	100%
Vicepresidencia Administrativa y Financiera	22	20	91%
Vicepresidencia de Contratos de Hidrocarburos	16	13	81%
Vicepresidencia de Operaciones, Regalías y Participaciones	13	10	77%
Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas	11	8	73%
Vicepresidencia Técnica	17	15	88%
TOTALES	147	126	86%

Fuente: ANH – Grupo Interno de Trabajo de Talento Humano – Corte: 31 de diciembre de 2013

Como se refleja en cuadro anterior, con corte a 31 de diciembre de 2013 se vincularon 126 servidores a la planta de personal de la ANH, alcanzando una provisión del 86%, bajo diferentes modalidades de vinculación.

De los 126 empleos provistos, el 33% corresponde a cargos de libre nombramiento y remoción y el 67% a cargos de carrera administrativa.

Bienestar Social e Incentivos

La ANH realizó en la vigencia 2013 las actividades que se describen a continuación, con el propósito de mejorar la calidad de vida de sus servidores, hacer más efectiva la integración y fomentar el sentido de pertenencia de los servidores, todo ello enfocado al mejoramiento del clima laboral:

Tópico	Actividad	Observaciones
Cultura Organizacional	Jornadas de Planificación	Jornada planificación del nivel técnico asistencial. Se realizó jornada de evaluación de la gestión de la vigencia
	Jornada de Integración para todos los servidores	Actividad de integración y reinducción Junio 26 Hotel AR Salitre
	Primera jornada campaña "Ponte la Camiseta"	El último viernes de cada mes se realiza la jornada de ponte la camiseta
	Incentivo a servidores que culminaron el curso de inducción	Entrega de tarjetas Ticket Escena del Teatro Nacional a cinco (5) primeros
Turismo y recreación	Actividad bebés de 0 a 4 (1 solo día) Celebración día del niño	Acompañados de un adulto, disfrutaron la magia de show place, teatro interactivo, entretenimiento y diversión en un solo lugar
	Conmemoración día del padre	Entrega de recordatorio
	Conmemoración día de la mujer	Entrega de recordatorio
	Pases o bonos para ingresar a obras de teatro o conciertos,	En campaña de fortalecimiento de la imagen institucional entrega de tarjetas Ticket Escena del Teatro Nacional
	Tarjetas para ingresar a cine (Cine Colombia para compartir tiempo libre con sus familias)	Se ha venido entregando tarjetas a los servidores públicos de la ANH
	Caminata ecológica	Realizada en la Hacienda Loma Bonita, Municipio de Subachoque
Actividad Deportiva	Práctica fútbol 6 en Compensar	Entrenamientos y partidos equipos de fútbol 5 masculino y femenino, el día miércoles de 7 a 9 p.m.
	Instructor de Gimnasio en las instalaciones de la ANH dos (2) días a la semana de 6 a 8 p.m.	Promedio del número de personas que asistieron las martes y jueves / Total de sesiones al mes. Se cuenta con instructor de gimnasio de Compensar
	Torneo interno Ping Pong	Entre abril y mayo se realizó este torneo con la participación de 8 mujeres y 24 hombre
	Otros torneos (básquet ó Vóley mixto)	Inscripción de los equipos a las XIX Olimpiadas organizadas por ACIPET. Se incluyó la entrega de uniformes para los integrantes de los equipos

Tópico	Actividad	Observaciones
	Participación equipos entidad en ACIPET	Equipos de fútbol, fútbol 5 femenino, baloncesto femenino y masculino, Bolos, Tejo y Minitajo
	Participar en torneo de Fútbol interempresas	Suministro de uniformes y sudaderas para los integrantes del equipo fútbol
	Curso de Natación	Para funcionarios y beneficiarios
	Curso de Tenis de Campo	Para funcionarios y beneficiarios
	Curso de Tenis de mesa	Para funcionarios y beneficiarios
	Curso de Baile	Para funcionarios y beneficiarios
	Curso de Fútbol	Para funcionarios y beneficiarios
	Curso de Baloncesto	Para funcionarios y beneficiarios
	Torneo I Interno de Bolos	Jornada 15 de junio para seleccionar jugadores para ACIPET
	Torneo II interno de bolos	
	Curso de Matrogimnasia	Para funcionarios y beneficiarios
	Curso de Acuamotricidad	Para funcionarios y beneficiarios

Medición y diagnóstico del clima laboral

En las actividades de medición y diagnóstico del clima laboral participaron 108 funcionarios, de los niveles directivo, asesor, profesional y técnico, quienes resaltaron aspectos positivos como la identidad y el compromiso que tienen los colaboradores de ANH, esto significa que hay sentido de pertenencia, que conocen y comparten las cualidades que caracterizan y diferencian a la Agencia de otras entidades y que están dispuestos a participar plenamente en el desarrollo y logro de sus objetivos institucionales. De igual forma, los funcionarios perciben que la ANH goza de buena imagen y reputación por la gestión realizada tanto en el entorno público como en el privado a nivel nacional.

Adicionalmente, para la vigencia de 2014, los resultados de este proceso de medición e intervención del clima laboral, se convierten en insumos para formular y desarrollar acciones encaminadas a fortalecer aspectos relacionados con el direccionamiento estratégico, las comunicaciones y manejo de la información y el desarrollo integral de nuestro servidor público que le permita desarrollar sus competencias humanas y formarlo en habilidades de comunicación, gestión efectiva y manejo del tiempo, trabajo en equipo de alto desempeño, toma de decisiones y negociación.

Educación para el Trabajo y el Desarrollo Humano

En 2013 se realizó la valoración de las competencias definidas en el Decreto 2539 de 2005, así como de las establecidas en la Resolución 259 del 13 de julio de 2013, a los funcionarios de la ANH. En desarrollo de esta valoración, se aplicó el instrumento diseñado para tal fin a 109 servidores públicos, se tabuló el resultado y se efectuó retroalimentación con cada servidor público a efectos de definir plan de intervención individual. De igual forma se realizó socialización a nivel general, en lo que respecta al resultado arrojado a nivel de Vicepresidencias y Oficinas. Los resultados permitirán establecer y priorizar los aspectos que serán objeto de atención institucional en las próximas vigencias y en la orientación de los planes de mejoramiento de los servidores, en desarrollo del proceso de evaluación del desempeño.

En ejecución del Plan Institucional de Capacitación y de Formación, se realizaron eventos que versaron sobre temas misionales y transversales, entre los cuales se registran:

Tópico	Actividad de Capacitación
Inducción reinducción	Organizar y realizar curso de inducción nuevos funcionarios
	Identificar temas y necesidades de jornada de reinducción y realizar
	Participar en los cursos organizados por la ESAP para los servidores del estado
Capacitación no formal	Seminario actualización tributaria
	Socialización Manual Interno de Contratación
	Modelación de Sistemas Petrolíferos
	Diplomado Introducción a la Gestión Jurídica de Proyectos Petroleros
	Economía Petrolera, Costos el Upstream y Downstream
	Planificación de Proyectos Petroleros
	III Congreso Nacional de Derecho Disciplinario
	Gestión del Talento Humano por Competencias
	Inducción y actualización en servicio al Ciudadano
	Socialización del Proyecto Ambiental ERS
	Ajuste Manual de Funciones
	Economía Solidaria
	Régimen de Regalías y Formulación de proyectos
	Planeación Pública
	Seminario Contratación Pública
	Actualización Gestión Presupuestal
	Share Point 2010 end User - Level 1
	VIII edición del Diplomado Ejecutivo de Normas Internacionales de Información Financiera
	Clasificación de Activos de Información
	Avocet for End Users- AVM
	Tecnologías de la Información
Lanzamiento Mesa de Servicios y Políticas de Servicio	
Nuevo Código de Procedimiento Administrativo	
Sensibilización Fase I Implementación Norma OHSAS 18001:2009	
Gestión Documental TRD y Organización de Archivos	

Tópico	Actividad de Capacitación
	Actualización auditores internos y fundamentos en la norma
	Programa de Alta Gerencia en Hidrocarburos
	Capacitación en Autoevaluación y Autocontrol
	Ingeniería de Petróleo para no petroleros –Nivel básico

4.3. Participación ciudadana

Sistema Nacional de Servicio al Ciudadano

En cumplimiento del Programa Nacional de Servicio Ciudadano- SNSC, la ANH en conjunto con las entidades del sector participó activamente en cinco ferias adelantadas en los municipios de Arauca, San José del Guaviare, Leticia, Popayán y Ciénaga.

Peticiones, quejas y reclamos

En 2013 se recibieron 1.415 requerimientos, de los cuales el 54% corresponde a solicitudes de información, el 24% a derechos de petición y el 14% a reclamo de terceros.

Los temas más consultados corresponden a gestión de la información técnica, seguimiento a contratos de exploración y producción, reservas y regalías.

Rendición de Cuentas

El 17 de Octubre de 2013 se realizó la rendición de cuentas interna y la sensibilización a los servidores públicos de la ANH.

Así mismo, se realizó el 1 de Noviembre de 2013 en la ciudad de Villavicencio la Audiencia Pública de Rendición de Cuentas en el Gran Hotel (Centro de Convenciones Meta) con la asistencia de 114 personas representantes del Gobierno, gremios del sector, empresas de la industria, autoridades del departamento del Meta, comunidades de diferentes etnias y ciudadanía en general. Los Directivos de la ANH presentaron los avances de la gestión del último año y fue transmitido en directo por la página web www.anh.gov.co.

4.4. Administración de Recursos Físicos

Eficiencia administrativa y cero papel

En cumplimiento de la política de eficiencia administrativa y cero papel en 2013 se adquirieron impresoras multifuncionales que permiten digitalizar documentos, esto con el fin de reducir las copias y fotocopias. Igualmente se adquirió un software para el control de la impresión de documentos.

4.5. Gestión Documental

En cumplimiento del programa de normalización documental, en 2013 se adelantaron las siguientes actividades:

- Actualización de Tablas de Retención Documental y aprobadas por el Comité Institucional de Desarrollo Administrativo.
- Conformación de expedientes físicos y digitales de la contratación administrativa.
- Numeración única para contratación.
- Diseño de herramientas archivísticas, como TRD, Inventarios Documentales, procedimiento, entre otras.
- Inventario documental.
- Listas de chequeo para la conformación de los expedientes de contratación administrativa y misional.
- Organización física de las bodegas de archivo.

4.6. Gestión Financiera

Tesorería

La ANH administra recursos propios y recursos originados en las regalías de petróleo y gas. Los excedentes de liquidez generados son invertidos en títulos TES y su administración está regida por el Decreto 1525 de 2008.

El siguiente es el estado del portafolio a 31 de diciembre de 2013:

Portafolio de la ANH

Cifras en millones de \$

Descripción	Vr. Nominal	%	Valoración a 31 Dic/13	%
RECURSOS PROPIOS	742.160	67,5%	754.751	66,5%
RECURSOS TERCEROS	356.627	32,5%	380.766	33,5%
Regalías Gibraltar	2.931	0,3%	3.557	0,3%
Regalías Suspendidas	229.254	20,9%	249.200	21,9%
Margen de Comercialización	111.359	10,1%	114.459	10,1%
Otros pasivos	13.083	1,2%	13.842	1,2%
Total portafolio	1.098.787	100%	1.899.022	100%

Fuente Tesorería ANH

Producto del manejo financiero de los recursos propios, la entidad ha registrado ingresos por valor de \$5.553 millones de rendimientos de títulos de portafolio y de cuentas de ahorro.

Recursos en Bancos
 Millones de \$

Cuentas de Ahorro	Saldo a 31-12-2013
Propios	19.032
Regalías y otros	216.925
Total	235.957

Fuente: Tesorería ANH

Informes Contables

La ANH emite los siguientes informes contables: Balance General, Estado de Resultados y Estado de Cambios en el Patrimonio. Las normas sobre las cuales se preparan y presentan estos estados financieros cumplen con lo reglamentado por la Contaduría General de La Nación.

A la fecha del presente informe, la entidad se encuentra en proceso de cierre contable 2013, por lo tanto las cifras que se presentan con corte a noviembre 30 de 2013.

BALANCE GENERAL
A 30 de noviembre de 2013
 (en millones de pesos)

ACTIVO		PASIVO	
11	EFECTIVO	125.984	24 CUENTAS POR PAGAR
			88.085
			OBLIGACIONES LABORALES Y DE
12	INVERSIONES	1.160.191	25 SEG.SOC
			508
14	DEUDORES	450.697	27 PASIVOS ESTIMADOS
	PROPIEDADES PLANTA Y		2.829
	EQUIPO	89.312	29 OTROS PASIVOS
			413.797
19	OTROS ACTIVOS	17.209	2 PASIVO
			505.219
			3 PATRIMONIO
			1.338.174
1	TOTAL ACTIVO	1.843.393	2+3 PASIVO MAS PATRIMONIO
			1.843.393

Fuente: Contabilidad ANH

ESTADO DE RESULTADOS
A 30 de noviembre de 2013,
 (en millones de pesos)

INGRESOS	847.986
INGRESOS FISCALES	790.803
OTROS INGRESOS	57.183
GASTOS	237.248
ADMINISTRACION	16.515
SUELDOS Y SALARIOS	7.121
CONTRIBUCIONES IMPUTADAS	27

CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	1.233
APORTES SOBRE LA NOMINA	256
GASTOS GENERALES	6.552
IMPUESTOS CONTRIBUCIONES Y TASAS	1.326
DE OPERACION	205.629
SUELDOS Y SALARIOS	6.408
CONTRIBUCIONES IMPUTADAS	27
CONTRIBUCIONES EFECTIVAS	1.171
APORTES SOBRE LA NOMINA	247
GASTOS GENERALES	197.776
PROVISION, DEPRECIAC. AMORTIZACIONES	11.115
PROVISION PARA DEUDORES	6.761
PROVISIÓN PARA PROTECCIÓN DE PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO	14
PROVISION P/CONTINGENCIAS	132
DEPRECIACION PROPIED.PLANTA Y EQUIPOS	2.245
AMORTIZACION DE INTANGIBLES	1.963
GASTO PUBLICO SOCIAL	15.856
MEDIO AMBIENTE	15.856
OTROS GASTOS	-11.868
EXCEDENTES DEL EJERCICIO	610.738

Fuente: Contabilidad ANH

4.7. Tecnologías de la Información y Comunicaciones

En 2013 se invirtieron **\$9.353.126.272** en el plan de Asesoría, Diseño, Adquisición, Mantenimiento y construcción de los Sistemas de Información de la ANH, lo cual representa el 98,50 % del presupuesto de inversión. Los proyectos de inversión incluyeron la ampliación de la infraestructura tecnológica representado en servidores, almacenamiento, redes de comunicación, soluciones de videoconferencia, carteleras digitales, software de seguridad informática, actualización y mantenimiento del software misional, desarrollo de nuevas aplicaciones software, entre otros; estos proyectos contribuyeron a mejorar la infraestructura tecnológica que soporta las actividades misionales y operativas de la ANH. Las áreas de inversión y mejoramiento fueron las siguientes:

Infraestructura de hardware

La Agencia amplió su capacidad de almacenamiento de 170 TB a 620 TB usables, protegidos y replicados al centro de cómputo alterno, para satisfacer principalmente las necesidades del Banco de Información Petrolera, el cual está cambiando su modelo de datos, y estará generando información relacionada a los nuevos contratos E&P, la

tomografía de núcleos, la descriptación de los archivos de sísmica, la migración de datos históricos a nuevos medios de almacenamiento, entre otros proyectos.

Con el fin de satisfacer la necesidad de nuevos puestos de trabajo, se adquirieron 32 equipos de cómputo de escritorio, 24 equipos portátiles, cuatro estaciones de trabajo, una estación de trabajo de tipo rack para soluciones petrotécnicas; adicionalmente se renovaron dos servidores para robustecer los servicios de correo electrónico y directorio activo.

Para prolongar la vida útil de los equipos y su uso, se amplió la cobertura de garantía de los dispositivos de marca Hewlett Packard para garantizar el soporte especializado por parte del fabricante en caso de alguna eventualidad o daño.

En 2013 se realizó la reorganización del cableado del centro de cómputo, donde se determinó y corroboró la cantidad de cable y conexiones (patches panels y patches cords) de datos de UTP y de fibra desde los rack de segmentación principal con los correspondientes racks de comunicación intermedia y de estos con los de piso. Los Racks fueron mapeados, marquillados y certificados cumpliendo con las normas de tipo EIA7TIA 606 y/o similares, además fueron organizados para que realizar una administración fácil de los mismos.

Para apoyar la política de cero papel se adquirieron impresoras multifuncionales con capacidad de escanear a color y en alta velocidad múltiples páginas, esto con el fin de proveer herramientas para digitalizar el archivo físico de la ANH. Adicionalmente se implementó a nivel corporativo el software de administración de impresión que permite controlar y monitorear la cantidad de papel empleada por cada usuario interno. Así mismo se adquirió un plotter de alto formato para imprimir y escanear los mapas generados por el área de geomática.

Para mejorar los medios de comunicación de la ANH a través de salas de juntas interactivas, la divulgación de información programada a través de carteleras digitales y la realización de videoconferencias para la comunicación entre la ANH y sus inversionistas nacionales y extranjeros, se implementó un Sistema de Visualización, interconexión y Comunicación interactiva para las salas de juntas y un sistema de videoconferencia para la sala de Presidencia y una de las salas de reuniones.

Con el propósito de robustecer la red de comunicación local de la ANH y así contar con la adecuada capacidad de ancho de banda, velocidad, disponibilidad y garantizar tiempos de respuestas óptimos entre los servidores del centro de cómputo y los usuarios finales, se actualizó la plataforma de redes y comunicaciones de la Agencia con la adquisición de Switches de Core y de Borde lo cual robusteció la red cableada y proporcionó los puntos de red requeridos para los nuevos puestos de trabajo. También se amplió la cobertura de la red inalámbrica con la implementación de nuevos Access Point en todos los pisos de la agencia.

Infraestructura de software

En 2013 se invirtió en el soporte y adquisición y desarrollo de aplicaciones misionales tales como ESRI y ENVI para garantizar que la ANH disponga de herramientas para la realización de sus actividades técnicas como el manejo de información geográfica y la generación del *Mapa de Tierras* entre otras.

Se realizó la suscripción al Plug-In para Petrel Geophysics Toolbox, el cual tiene como objetivo proporcionar a los usuarios de Petrel una herramienta para cortar las líneas sísmicas y entregar al cliente del EPIS solamente la información de su bloque, asegurando así la confidencialidad de la información entre las operadoras.

Se contrató la modificación del licenciamiento del Software PETREL por funcionalidades y la inclusión de una licencia del mismo software por intercambio del software Geoframe, con lo cual se dio más cobertura en número de módulos disponibles para realizar interpretaciones sísmicas. Por otra parte se realizó el mantenimiento del software petrofísico y petrotécnico AVM, Merak, OFM, Avocet Surveillance.

Se realizó la adquisición, con soporte y mantenimiento del software técnico Kingdom y Geographix, los cuales soportan el procesamiento de la información técnica, ya que es de vital importancia que este tipo de información adquirida por la ANH, se utilice como materia prima del proceso exploratorio en el país. Por otra parte, la ANH requiere conformar la información técnica para los procesos competitivos que se realizan constantemente, y en especial, para el proceso Ronda Colombia 2014. Este software es parte de las herramientas técnicas idóneas que permiten la generación de los paquetes de información para dicho proceso.

Se adquirieron y ampliaron las licencias Microsoft para soportar tanto la operación de la infraestructura y de las aplicaciones que se están implementando en la Agencia, así como para soportar el crecimiento de usuarios presentado en el año.

Se robusteció el licenciamiento de Sharepoint, sobre el cual se hizo la implementación del nuevo sitio web e intranet. Con esta implementación, la ANH inicia una etapa de crecimiento institucional a través del uso de herramientas de colaboración que permitirán la creación de foros, grupos de interés, proyectos multidisciplinarios, etc. y fomentarán un mejor manejo de los contenidos y documentos generados internamente.

Se contrató la renovación del mantenimiento y soporte a los módulos del software Aranda que es usado para el manejo de incidentes, el manejo de inventarios (hardware y software) por parte de la mesa de ayuda, y permite implementar las mejores prácticas a nivel de ITIL (estándar para la administración de servicios de tecnología).

En cuanto a nuevos desarrollos de software, se inició el desarrollo del sistema de información para el Seguimiento a los Contratos de Hidrocarburos, que permitirá centralizar e integrar toda la información de los contratos E&P en sus fases de exploración y producción, y realizar el seguimiento a los compromisos ambientales y sociales. El

proyecto incluye la migración de la información de los contratos de hidrocarburos que se han administrado a la fecha.

Seguridad de la Información

La ANH fortaleció su sistema de Seguridad Informática para robustecer su plataforma tecnológica con diagnósticos automatizados de la Infraestructura que permiten al equipo técnico tomar las medidas de aseguramiento para fortalecer los activos de información y recibir alertas para identificar actividades riesgosas efectuadas en la plataforma por administradores, usuarios y atacantes.

Para lo anterior, la Agencia adquirió un firewall de aplicaciones web (Web Application Firewall) con el fin de asegurar las páginas web internas y externas y evitar la fuga de información por ataques generados hacia las mismas. La principal necesidad de esta adquisición es detectar y bloquear ataques de aplicaciones web dirigidos al EPIS y al nuevo sitio web de la ANH que se encuentran alojados en servidores dentro de la red de la ANH.

Por otra parte se adquirieron 169 licencias adicionales para la suite McAfee Total Protection Data y 109 licencias adicionales para la suite McAfee Endpoint Protection Advanced con el objetivo de instalar el antivirus y el software de DLP en los equipos de terceros que trabajan en las instalaciones de la ANH y de esta forma aplicar la política de seguridad aprobada para los mismos.

Se renovó el licenciamiento de los firewalls perimetrales del Centro de Datos Principal y del firewall del Centro de Datos Alterno y se adquirió soporte remoto y en sitio 7x24 con el Fabricante y con el Proveedor.

Se adquirió e instaló un software para protección de bases de datos (Database Activity Monitoring) marca McAfee con el fin de monitorear la actividad de los usuarios y del Administrador de Bases de datos.

Gobierno en Línea

Se elaboró el Plan Estratégico de Tecnologías de la Información – PETI 2013-2016 que está alineado con la misión, visión y plan estratégico de la Entidad, este proyecto dio como resultado la formulación de proyectos desde el 2014 hasta el año 2016 que permitirá a la ANH lograr sus metas institucionales a través de un mejor manejo e integración de la información y de los recursos tecnológicos.

Se implementó el nuevo sitio web e intranet de la ANH usando la herramienta Sharepoint, esto con el fin de mejorar la imagen institucional, y dar cumplimiento a los criterios del “Manual de la estrategia de Gobierno en Línea” establecido por el Ministerio de Tecnologías de la Información y Comunicaciones. La nueva Intranet facilitará la actualización de los contenidos corporativos de la ANH y será utilizada como ambiente centralizado de colaboración e intercambio de información entre las áreas, fomentando la participación de las áreas en la generación de contenidos.

En 2013 la Agencia Nacional de Hidrocarburos comenzó la implementación del Manual para la implementación de la Estrategia de Gobierno en Línea en su versión 3.1., la cual incluye los siguientes componentes y metas de cumplimiento en el orden nacional:

	Información en línea	Interacción en línea	Transacción en línea	Transformación	Democracia en línea	Transversales
2013	80%	80%	70%	70%	80%	75%
2014	95%	95%	95%	95%	95%	95%
2015	100%	100%	100%	100%	100%	100%

Fuente: Oficina de Tecnologías de la Información

La ANH realizó actividades enfocadas al cumplimiento de los criterios de la estrategia de GEL, tales como la implementación del nuevo sitio web, la caracterización de usuarios, el análisis del inventario de datos, la actualización continua de la información en el sitio web, y la implementación de lineamientos que permitan el cumplimiento de la política de cero papel.

CAPÍTULO 5 – EVALUACIÓN, SEGUIMIENTO Y MEJORA

5.1. Modelo Estándar de Control Interno - MECI

El Modelo Estándar de Control Interno – MECI está implementado en todos sus elementos (100%) en la ANH, siendo el subsistema de control de evaluación el más fortalecido durante el 2013. Durante el mencionado periodo el 51% de los elementos de control se encuentran operando en forma adecuada; y un 49% están operando, pero en proceso de actualización y mejora. A continuación se presenta el diagnóstico detallado para la vigencia 2013, por cada subsistema, componente y elemento.

Modelo MECI 2005			
Subsistema	Componente	Elemento	Estado
Control estratégico	Ambiente de control	Protocolos éticos	
		Desarrollo talento humano	
		Estilo de dirección	
	Direccionamiento estratégico	Planes y programas	
		Operación por procesos	
		Estructura organizacional	
	Administración de riesgos	Contexto estratégico	
		Identificación de riesgos	
		Análisis de riesgos	
		Valoración de riesgos	
Políticas de administración de riesgos			
Control de gestión	Actividades de control	Políticas de operación	
		Procedimientos	
		Controles	
		Indicadores	
		Manual de procedimientos	
	Información	Primaria	
		Secundaria	
		Sistemas de información	
	Comunicación pública	Organizacional	
		Informativa	
Medios de comunicación			
Control de Evaluación	Autoevaluación	Del control	
		De gestión	
	Evaluación independiente	Del sistema de control interno	
		Auditoría interna	
	Planes de mejoramiento	Institucional	
		Por procesos	
		Individuales	

Operación adecuada durante el período
 Opera, en proceso de actualización y mejora
 No opera

Fuente: Informes pormenorizados de Control Interno, Oficina de Control Interno (OCI), agregado con corte a diciembre 2013.

Subsistema de Control Estratégico

Comprende todos aquellos parámetros de control que orientan la entidad hacia el cumplimiento de su visión, misión, objetivos, principios, metas y planes (Manual de implementación MECI, 2006).

Avances

- Con corte a 31 de diciembre se ejecutó el 93% del Plan Institucional de Capacitación y el 100% del Plan de Bienestar Social de la agencia.
- Se adelantaron los procesos de inducción para 34 servidores públicos y re-inducción para otros 113.
- La evaluación del desempeño correspondiente al primer semestre de 2013 se aplicó a 30 funcionarios de carrera administrativa, 34 de libre nombramiento y remoción, y 51 vinculados en carácter de provisionalidad, para un total de 115 funcionarios. Así mismo, el 30 de abril se expidió la Resolución 310 “Por la cual se definen los factores para acceder al nivel sobresaliente para el periodo correspondiente de febrero de 2013 a enero de 2014”.
- En cumplimiento de las directrices contenidas en el artículo 73 de la Ley 1474 de 2011, se publicó en abril el *Plan anticorrupción y de atención al ciudadano*, del cual se logró el cumplimiento integral del 57% de las actividades propuestas, el cumplimiento parcial del 17% de las actividades (en tanto existe el documento, pero no ha sido publicado en web) y no se cumplió el 26% de las actividades, según la evaluación de la OCI con corte a diciembre de 2013.
- Se realizó la auditoría de seguimiento para el sistema de gestión de calidad a los procesos: gestión estratégica, gestión del conocimiento y de la información técnica, gestión de contratos de hidrocarburos, atención al ciudadano y comunicaciones, control de operaciones, fiscalización y regalías, gestión administrativa y gestión de mejoramiento del sistema, entre el 23 y el 31 de octubre de 2013, para mantener la certificación ISO 9001:2008 y NTCGP 1000:2009, encontrado 3 no conformidades menores para las que se formuló un plan de mejoramiento.

En proceso de actualización y mejora

- Se encuentra pendiente la revisión y actualización integral del Manual de Funciones en relación con los lineamientos del DAFP (por competencias) para los cargos de libre nombramiento y remoción, que son el 34% de la planta de la ANH.
- En relación con el *Plan anticorrupción y de atención al ciudadano* se encuentra pendiente el registro de los trámites de la función de fiscalización en el SUIT, la guía metodológica para la rendición de cuentas de la ANH, la divulgación del Manual de Atención al Ciudadano, la actualización de la Resolución 115 de 2006, el informe de necesidades del Sistema Nacional de Discapacitados, e incluir a la ANH en la guía o portafolio de servicios sectorial.

- Actualización del mapa de riesgos institucional, con la identificación, análisis y valoración de riesgos para procesos críticos de la ANH, misionales y de apoyo.

Subsistema de Control de Gestión

Comprende todos los parámetros de control de planes, programas, procesos, actividades, procedimientos, recursos, información y medios de comunicación (Manual de implementación MECI, 2006).

Avances

- Se avanzó en la puesta en marcha del *Sistema integral de gestión y control* – SIGECO; se actualizó el *Balanced Scorecard* (BSC) de la entidad con la redefinición y ajuste de los indicadores de seguimiento por procesos y por áreas; y se ajustó la caracterización de procesos y procedimientos.
- El comité estratégico realizó seguimiento periódico a la ejecución de los planes, programas y proyectos, así como a la ejecución presupuestal y contractual.
- Durante la vigencia se avanzó en la organización del archivo documental, foliación de carpetas y normalización de los nuevos expedientes contractuales. Se actualizaron las Tablas de Retención Documental en las series, subseries y tipologías documentales.
- En el marco del Programa Nacional de Servicio al Ciudadano liderado por el Departamento Nacional de Planeación, la ANH participó en cuatro (4) ferias de servicio al ciudadano realizadas en la ciudad de Arauca el 26 de abril con un total de 400 visitantes; San José del Guaviare el 15 de junio con una asistencia de 693 habitantes; Popayán el 5 de octubre con cerca de 1.000 participantes; y Leticia el 3 de agosto con 344 adultos atendidos y cerca de 500 niños y estudiantes de secundaria.
- Se remitieron 30 circulares con políticas de operación sobre: derechos económicos, reservas, fiscalización, emisión y reporte oportuno de actos administrativos, reforma tributaria y cambios generados, política de pagos, recaudo de regalías en dinero, convocatorias para la conformación de comités internos de la ANH, excepcionalidad de la cláusula de entrenamiento y capacitación en los contratos suscritos por la ANH, cambio del nivel de supervisión de contratos y convenios, vacaciones, y desarrollo y adquisición de software.

En proceso de actualización y mejora

- Actualización periódica y oportuna de los registros de los indicadores del BSC en SIGECO.
- Gestión del trabajo por procesos en todos los niveles organizacionales.
- Implementación de modificaciones y actualizaciones en los procesos y aplicativos institucionales bajo los lineamientos de Gobierno en Línea – GEL.
- Implementación de herramientas para la adopción de la política de «cero papel»

- Implementación del nuevo sistema de reporte de PQRS que facilitará el seguimiento y el acceso al ciudadano, según establece el Plan Anticorrupción y de Atención al Ciudadano de la ANH.

Subsistema de Control de Evaluación

Comprende todos los mecanismos de verificación y evaluación del sistema de control interno (Manual de implementación MECI, 2006).

Avances

- Se ejecutaron cinco (5) auditorías por parte de la OCI: a la construcción de la nueva obra de la Litoteca Nacional Bernardo Taborda; a los convenios suscritos con la Financiera de Desarrollo Nacional - FDN y el Fondo Financiero de Proyectos de Desarrollo – FONADE; a los contratos administrativos de la vigencia 2012; la auditoría informática básica a los registros del EPIS (Oficina de TIC y Vicepresidencia Técnica); y a los procesos contable y financiero.
- Durante la vigencia se adelantó el seguimiento trimestral a la contratación en la etapa precontractual, revisando un total de 78 procesos que representan el 87% del presupuesto total de los procesos abiertos y se realizaron recomendaciones. A partir de ellas, se adoptaron controles de tipo administrativo para los procesos en la etapa pre-contractual.
- Se adelantó el seguimiento y retroalimentación al ejercicio de la función disciplinaria al interior de la ANH para el período 2005-2012, con recomendaciones de mejora.
- Se realizó seguimiento a la firma y evaluación de los Acuerdos de Gestión de los gerentes públicos, a la fijación de compromisos laborales y evaluación de desempeño para las vigencias 2012 y 2013, y validación de los títulos educativos, especialmente de pregrado, para el 45% del personal sobre una base de 119 personas vinculadas a la fecha de consulta.
- Se realizaron 233 visitas de apertura, seguimiento y cierre HSE de los contratos misionales de la ANH durante el período.
- Se produjeron por parte de la OCI 56 informes de ley con sus diferentes periodicidades, 14 para entes externos y 42 de uso interno.
- El avance de cumplimiento del plan de mejoramiento institucional con corte a diciembre 31 de 2013 es del 98%.

En proceso de reestructuración y mejora

- Elaboración oportuna por parte de los responsables de los procesos, de los planes de mejoramiento que surgen a partir de las auditorías internas de gestión, y su correspondiente publicación en SIGECO.
- A partir de la actualización del mapa de riesgos institucional, definición e implementación de controles requeridos para los diferentes procesos institucionales.

5.2. Informe de la auditoría de la Contraloría General de la República (CGR) a la gestión de la vigencia 2012

En desarrollo de la auditoría, la CGR estableció treinta y siete (37) hallazgos administrativos, de los cuales doce (12) catalogó con posible incidencia disciplinaria y seis (6) con posible incidencia fiscal.

El informe de auditoría (CGR-CDME- No 35, mayo 2013, pág. 15) de la CGR señala que, *“De acuerdo con la evaluación realizada y con base en los hallazgos presentados en desarrollo de la auditoría, se conceptúa que la gestión y resultados de la entidad en la vigencia 2012, es favorable”*, con una calificación de 82.9, producto de ponderar los aspectos que se relacionan a continuación:

Matriz de evaluación de gestión y resultados

COMPONENTE	Consolidación de la Calificación	Ponderación Calificación Componente %
Control de Gestión	82.07	16.41
Control de Resultados	77.86	23.36
Control de Legalidad	80.00	8.00
Control Financiero	90.00	27.00
Evaluación SCI	81.58	8.16
CALIFICACIÓN FINAL DE GESTIÓN PONDERADA		82.929

Fuente: Informe de auditoría Agencia Nacional de Hidrocarburos vigencia 2012 (Mayo de 2013). CGR-CDME- No 35. Contraloría General de la República.

En concepto de la Contraloría, *“la entidad ha venido adelantado la gestión tendiente a un mejoramiento continuo mediante la reorganización y adecuación de su planta de personal, el fortalecimiento de la Oficina de Control Interno, la contratación realizada directamente por la entidad sin necesidad de acudir a otras entidades estatales para cumplir su misión, la recuperación de recursos entregados a través de convenios de cooperación suscritos en vigencias anteriores, como resultado de los hallazgos formulados por las auditorías de la CGR y del compromiso de la alta dirección de adelantar los cambios en sus procesos tanto misional, administrativo y de apoyo”*. (CGR-CDME- No 35, mayo 2013, pág. 15)

En relación con los estados contables, la CGR conceptúa que, *“excepto por los hallazgos establecidos durante el desarrollo del proceso auditor, los estados contables de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH, presentan razonablemente la situación financiera, en todos sus aspectos importantes por el año terminado el 31 de diciembre de 2012 y los resultados del ejercicio económico del año terminado en la misma fecha, de conformidad con las normas y principios de contabilidad prescritos por la Contaduría General de la Nación”*. (CGR-CDME- No 35, mayo 2013, pág. 17). Por lo anterior, mantiene una opinión favorable, con salvedades.

En conclusión, y con base en la calificación de los diferentes componentes señalados en el informe de auditoría, la Contraloría General de la República **feneció la cuenta** de la ANH por la vigencia fiscal correspondiente al año 2012.

5.3. Avance en el plan de mejoramiento

En la evaluación realizada por la CGR en marzo de 2013, en relación con los avances del plan con corte a diciembre de 2012, establece que de las 294 acciones de mejora con fecha máxima de ejecución a 31 de diciembre de 2012, la ANH cumplió el 99%.

En la evaluación realizada por la Oficina de Control Interno de la ANH, sobre los avances del plan de mejoramiento con corte a diciembre de 2013, se establece un cumplimiento del 98%, desagregado de la siguiente manera:

Avance de cumplimiento del Plan de Mejoramiento de la ANH

Vigencia de las acciones en el plan	No. acciones	Cumplidas (con corte a 2013)	Por cumplir (en 2014 y 2015)	Por cumplir fuera de plazos	Cumplimiento en plazos (%)
2010	1	1	0	0	100%
2011	1	1	0	0	100%
Modalidad especial 2011 - Contratación de estudios regionales	1	0	0	1	98%
2012	114	113	0	1	99%
2013	61	38	22	1	98%
Modalidad especial 2012 - Lago de Tota	5	5	0	0	100%
Totales	183	158	22	3	98%

Fuente: Informe de avance 10/01/2014, archivo para cargue en SIRECI (aplicativo de CGR), OCI.