

Informe **de Gestión Ambiental**

acp

Foto de portada: chigüiro *(Hidrochoerus hydrochaeris)*,
acompañado de un cubiro *(Machetornis rixosa)*

Informe de Gestión Ambiental

CONTENIDO INFORME DE GESTIÓN AMBIENTAL

Afiliadas de la ACP y Consejo Directivo.....11
Presentación.....12
Introducción y metodología.....15

1. ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONSUMO DE RECURSOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS
1.1. Indicadores para perforación exploratoria.....17
1.2. Indicadores para producción.....19
1.3. Indicadores para transporte de hidrocarburos.....20
1.4. Indicadores para refinación de hidrocarburos.....20
1.5. Totales consolidados.....21
1.6. Comparación y análisis de resultados de algunos indicadores.....23
1.6.1. Consumo de agua y comparación con el consumo total nacional.....23
1.6.2. Análisis de las aguas de producción.....24
1.6.3. Comparación de la generación de residuos sólidos ordinarios.....25
1.6.4. Comparación de la generación de residuos peligrosos.....25
1.6.5. Generación de carga de sustancias de interés sanitario por el sector hidrocarburos.....26
1.6.6. Generación de carga a la atmósfera por el sector hidrocarburos y comparación con el total nacional.....27
1.6.7. Comparación de indicadores de emisiones atmosféricas del sector con datos de orden nacional del Banco Mundial.....27
1.6.8. Comparación de indicadores de emisiones atmosféricas generadas en la etapa de producción y los indicadores de la OGP a nivel mundial.....29
1.6.9. Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos con el consumo de energía nacional según UPME.....29

2. PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL
2.1. Solicitudes de licencias del sector y de los demás sectores.....30
2.2. Tiempos de solicitudes de licencia ambiental.....32
2.2.1. Procesos de licenciamiento otorgados.....32
2.3. Tiempos de modificación de licencia.....33
2.4. Tiempos de las etapas de los trámites de la ANLA.....33
2.4.1. Solicitud de licencias ambientales.....33
2.4.2. Solicitud de modificación de licencia.....34
2.4.3. Planes de manejo ambiental.....35
2.5. Solicitud de información adicional.....35
2.6. Recursos de reposición.....37

Campo de producción Cupiagua, Casanare.

CONTENIDO

3. SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

3.1. Seguimiento por sectores realizados por la ANLA....38
3.2. Seguimiento al sector de hidrocarburos....39
3.2.1. Análisis de los actos administrativos de seguimiento....40
3.3. Investigaciones y procesos sancionatorios....41

4. DERRAMES

4.1. Volumen derramado por departamento....47

5. INVERSIÓN DEL 1% Y COMPENSACIONES

5.1. Áreas intervenidas y áreas compensadas....51

6. INDICADORES DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

6.1. Sectores analizados....53
6.2. Índice de Frecuencia....54
6.3. Índice de Severidad....55
6.4. Índice de Lesión Incapacitante....55
6.4.1. Comparación de Índices de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores....56

7. FONDO DE ACEITES USADOS Y RESUMEN DE ACTIVIDADES

7.1. ¿Qué es el aceite usado?....58
7.2. Principales realizaciones....59
7.2.1. Escenario operativo....59
7.3. Programas para la disposición adecuada de los envases plásticos provenientes de los aceites lubricantes....60
7.3.1. Programa piloto en el Valle y el Eje Cafetero....60
7.3.2. Programa piloto para la inutilización de envases plásticos de aceite....60
7.3.2.1. Escenario normativo....60
7.3.2.2. Escenario social....60
7.3.3. Programa para la disposición correcta de los envases plásticos provenientes de lubricantes....60

Glosario....62
Bibliografía....63
Bandera....64
Índice de siglas....64

ÍNDICE DE GRÁFICAS INFORME GESTIÓN AMBIENTAL

Capítulo 1

1.1. Comparación del consumo de agua del sector hidrocarburos vs. otros sectores y el consumo nacional en (Mm3)....23
1.2. Destino de las aguas de producción....24
1.3. Destino de las aguas de producción reinyectadas....24
1.4. Destino de las aguas de producción vertidas o dispuestas....24
1.5. Comparación de residuos sólidos diarios generados por el sector petrolero vs. la generación total nacional....25
1.6. Comparación de residuos peligrosos generados por el sector petrolero vs. la generación total nacional....25
1.7. Comparación de la emisión de CO_2 del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional reportada por el Banco Mundial....28
1.8. Generación de la emisión de CH_4 en equivalente de CO_2 del sector hidrocarburos en Colombia vs. la generación nacional....28
1.9. Comparación de indicadores de emisiones atmosféricas en la etapa de producción vs. indicadores de la OGP a nivel mundial....29
1.10. Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos en 2013 vs. el consumo de energía nacional según UPME....29

Capítulo 2

2.1. Solicitudes de licencias y modificaciones por sector....31
2.2. Porcentaje de solicitudes pendientes sector hidrocarburos por año....31
2.3. Tiempo total de licencias por año en el sector hidrocarburos....32
2.4. Tiempo promedio de modificación de licencia ambiental....33
2.5. Tiempos internos licenciamiento ANLA....34
2.6. Comparación de tiempos ANLA 2013-2012....34
2.7. Tiempos internos modificación de licencia ANLA....34
2.8. Comparación de tiempos internos de la ANLA de modificación de licencia....35
2.9. Tiempos de PMA en que se solicitó información adicional....35
2.10. Tiempos totales de la expedición de PMA....35
2.11. Distribución porcentual de la solicitud de información adicional....36
2.12. Comparativo de la distribución porcentual de la solicitud de información adicional....36
2.13. Comparativo de la solicitud de información adicional en los últimos años....37
2.14. Distribución de los recursos de reposición interpuestos en el año 2013....37

Capítulo 3

3.1. Seguimientos por sector realizados por la ANLA en el 2013....38
3.2. Porcentaje del seguimiento realizado por la ANLA 2013....39
3.3. Seguimientos por año al sector hidrocarburos....39
3.4. Porcentaje de seguimientos en el sector hidrocarburos....40
3.5. Porcentaje de los requerimientos en los seguimientos con visita técnica....40

Lote de ganado, Meta

CONTENIDO – ÍNDICE DE GRÁFICAS

3.6. Sanciones por sector durante el 2013....41
3.7. Aperturas de investigación por sector durante el 2013....41
3.8. Investigaciones para el sector hidrocarburos durante el período comprendido entre el 2007 y 2013....42
3.9. Sanciones para el sector hidrocarburos durante el período comprendido entre 2007 y 2013....42
3.10. Distribución porcentual de las aperturas de investigación años 2012-2013....42
3.11. Distribución porcentual de las sanciones para los años 2012-2013....43
3.12. Porcentaje de sanciones y aperturas de investigación en el período 2007-2013....43

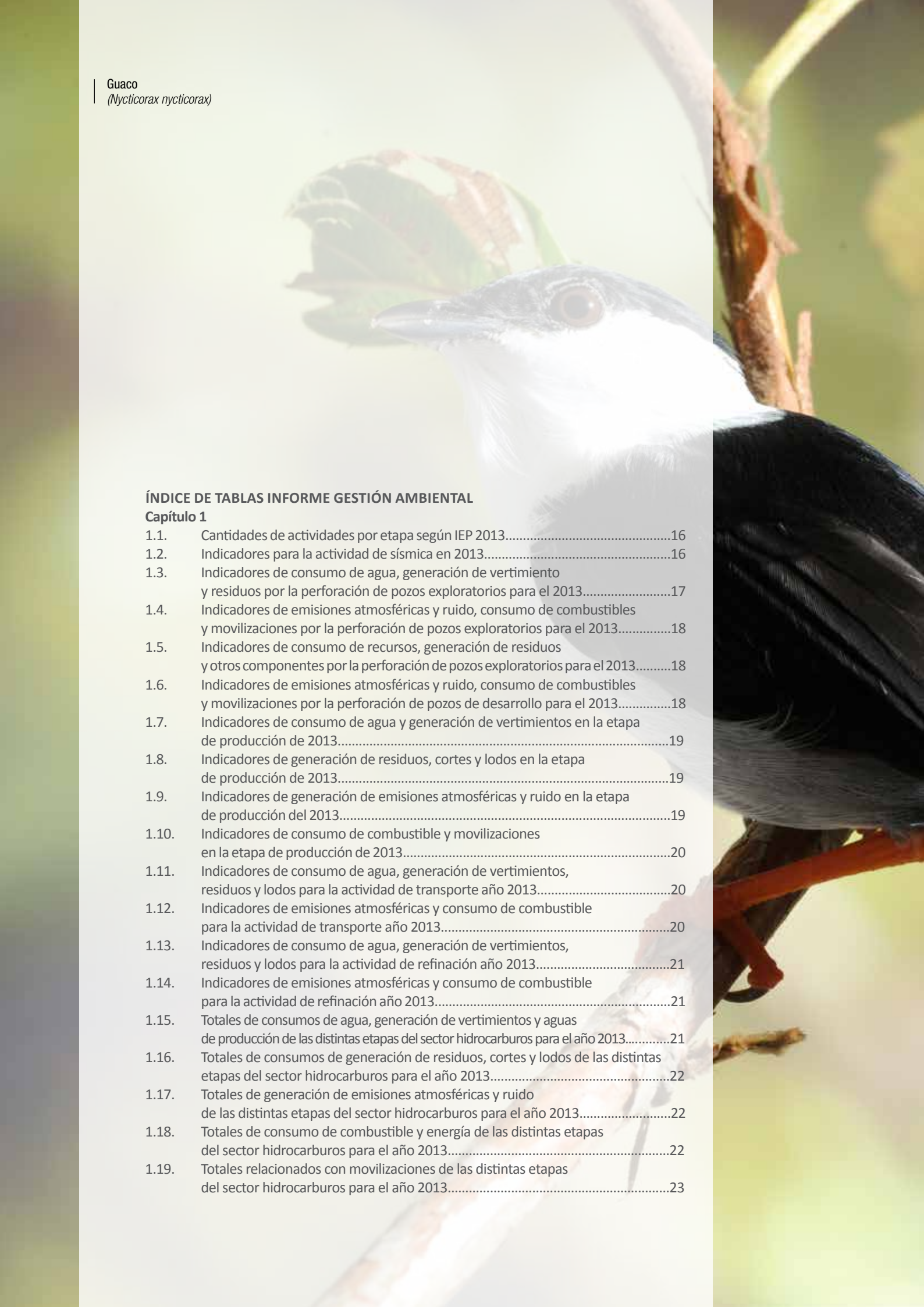
Capítulo 4
4.1. Reportes de derrames....44
4.2. Cantidad de crudo derramado....44
4.3. Causas y volumen derramado de crudo....45
4.4. Volumen derramado de crudo por fallas y volcamientos....46
4.5. Distribución porcentual del total de derrames en 2013....46
4.6. Volumen derramado de crudo por departamento....47

Capítulo 5
5.1. Estado de inversión del 1% acumulada al año 2013....48
5.2. Valor porcentual del estado de la inversión de 1%....49
5.3. Distribución de la inversión del 1% y actividades asociadas....50
5.4. Relación de la intervención vs. la compensación....51
5.5. Estado de la compensación....51
5.6. Actividades destinadas para compensación ambiental....51

Capítulo 6
6.1. Línea de tiempo de niveles de cumplimiento promedio del RUC....52
6.2. Auditorías realizadas por el CCS en el período de 1998-2013....53
6.3. Índice de Frecuencia (IF) según Fasecolda....54
6.4. Comparación del IF de Fasecolda del sector hidrocarburos con otros sectores....54
6.5. Índice de Severidad según CCS....55
6.6. Índice de Severidad para el sector de hidrocarburos y otros sectores según datos del CCS....55
6.7. Índice de Lesión Incapacitante sector hidrocarburos....56
6.8. Índice de Lesión Incapacitante sector hidrocarburos vs. otros sectores....56

Capítulo 7
7.1. Tendencia del promedio anual de aceite usado aprovechado y dispuesto adecuadamente....59
7.2. Avalados FAU vs. total generado año 2011 en Colombia....59
7.3. Total aceite usado generado en el país año 2011....60

Guaco
(Nycticorax nycticorax)



ÍNDICE DE TABLAS INFORME GESTIÓN AMBIENTAL

Capítulo 1

1.1. Cantidades de actividades por etapa según IEP 2013....16
1.2. Indicadores para la actividad de sísmica en 2013....16
1.3. Indicadores de consumo de agua, generación de vertimiento y residuos por la perforación de pozos exploratorios para el 2013....17
1.4. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido, consumo de combustibles y movilizaciones por la perforación de pozos exploratorios para el 2013....18
1.5. Indicadores de consumo de recursos, generación de residuos y otros componentes por la perforación de pozos exploratorios para el 2013....18
1.6. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido, consumo de combustibles y movilizaciones por la perforación de pozos de desarrollo para el 2013....18
1.7. Indicadores de consumo de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción de 2013....19
1.8. Indicadores de generación de residuos, cortes y lodos en la etapa de producción de 2013....19
1.9. Indicadores de generación de emisiones atmosféricas y ruido en la etapa de producción del 2013....19
1.10. Indicadores de consumo de combustible y movilizaciones en la etapa de producción de 2013....20
1.11. Indicadores de consumo de agua, generación de vertimientos, residuos y lodos para la actividad de transporte año 2013....20
1.12. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustible para la actividad de transporte año 2013....20
1.13. Indicadores de consumo de agua, generación de vertimientos, residuos y lodos para la actividad de refinación año 2013....21
1.14. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustible para la actividad de refinación año 2013....21
1.15. Totales de consumos de agua, generación de vertimientos y aguas de producción de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013....21
1.16. Totales de consumos de generación de residuos, cortes y lodos de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013....22
1.17. Totales de generación de emisiones atmosféricas y ruido de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013....22
1.18. Totales de consumo de combustible y energía de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013....22
1.19. Totales relacionados con movilizaciones de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013....23

CONTENIDO – ÍNDICE DE TABLAS

1.20. Comparación del consumo de agua del sector hidrocarburos vs. los sectores productivos y el consumo nacional....23
1.21. Aguas de producción....24
1.22. Aporte en carga de sustancias de interés sanitario por el sector hidrocarburos en sus diferentes etapas en el 2013....26
1.23. Comparación de la DBO de los vertimientos del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional....26
1.24. Comparación de la DQO de los vertimientos del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional....26
1.25. Comparación de los sólidos suspendidos totales SST de los vertimientos del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional....27
1.26. Comparación de las emisiones atmosféricas por cada una de las etapas de la cadena productiva....27

Capítulo 2
2.1. Solicitudes de licencias, modificaciones y PMA ambientales durante el año 2013....30
2.2. Solicitudes pendientes en el sector de hidrocarburos al final del 2013....31
2.3. Tiempos promedios de licencias ambientales....32
2.4. Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de licencia ambiental....33
2.5. Motivos de solicitud de información adicional....35

Capítulo 3
3.1. Requerimientos en los seguimientos con visita técnica....40
3.2. Cantidades de sanciones para el sector de hidrocarburos durante el período 2007 al 2013....41

Capítulo 5
5.1. Estado de inversión del 1% y actividades asociadas....50
5.2. Actividades destinadas para compensación ambiental y estado de la compensación....51

Capítulo 6
6.1. Comparación del Índice de Frecuencia (IF) del sector hidrocarburos vs. otros sectores estadística Fasecolda....54
6.2. Comparación del Índice de Severidad....55
6.3. Datos de Índice de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos....55
6.4. Comparación del Índice de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos vs. otros sectores....56



Babilla *(Caiman crocodilus)*

AFILIADAS DE LA ACP

A

AMERISUR EXPLORACIÓN COLOMBIA

ANADARKO COLOMBIA COMPANY SUCURSAL COLOMBIA

B

BC EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS SL SUCURSAL COLOMBIA

BIOMAX S.A.

C

CANACOL ENERGY COLOMBIA

CEPSA COLOMBIA S.A - CEPCOLSA

CHEVRON PETROLEUM COMPANY

COLUMBUS ENERGY SUCURSAL COLOMBIA

CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD. SUCURSAL COLOMBIA

D

DRUMMOND LTD.

E

EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA

EQUION ENERGÍA LIMITED

EXXONMOBIL DE COLOMBIA S.A.
EXXONMOBIL EXPLORATION

G

GEOPARK COLOMBIA PN S.A. SUCURSAL COLOMBIA

GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTDA.

H

HOCOL S.A.

HUPECOL OPERATING CO, L.L.C.

L

LEWIS ENERGY COLOMBIA INC.

M

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

MAUREL ET. PROM COLOMBIA B.V.

N

NEW GRANADA ENERGY CORPORATION SUCURSAL COLOMBIA

NEXEN PETROLEUM COLOMBIA LIMITED

O

OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC.

OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S.

OLEODUCTO CENTRAL S.A. - OCENSA

OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A - ODL

ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.

ONGC Videsh LIMITED SUCURSAL COLOMBIA

P

PACIFIC RUBIALES ENERGY*

PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD. **

PERENCO COLOMBIA LIMITED

PETROAMÉRICA INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA

PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V.

PETROCOLOMBIA S.A.S.

PETRÓLEOS DEL NORTE S.A.

PETRÓLEOS SUD-AMERICANOS SUCURSAL DE COLOMBIA

PETRONOVA COLOMBIA

PLUSPETROL RESOURCES CORPORATION SUCURSAL COLOMBIANA

R

REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA S.A.

S

SHELL COLOMBIA S.A.

SOURCE SOUTH AMERICA

T

TABASCO OIL COMPANY SUCURSAL COLOMBIA

TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD.

TECPETROL COLOMBIA S.A.S.

TELPICO COLOMBIA L.L.C.

TOTAL E&P COLOMBIE SUCURSAL COLOMBIA

TRAFIGURA PETROLEUM COLOMBIA S.A.S.

V

VERANO ENERGY DELTA CORP.

VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.

Z

ZEUSS PETROLEUM S.A.

CONSEJO DIRECTIVO

Eduardo Rodríguez - SHELL COLOMBIA S.A.
Sylvia Escovar - ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.
Antonio José Vincentelli - PETRONOVA COLOMBIA
Alejandro Fernández - TECPETROL COLOMBIA S.A.S.
Fernando Gutiérrez - OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S.
Germán Rodríguez - CEPCOLSA COLOMBIA
Juan Carlos Ucrós - OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C.
Luis Pacheco - PACIFIC RUBIALES ENERGY
Christopher Spaulding - TALISMAN (COLOMBIA) OIL & GAS LTD.
Fernando Sanabria - EXXONMOBIL DE COLOMBIA S.A.
Geoffroy Martin / François Raux PERENCO COLOMBIA LIMITED
Guillermo Fonseca - HOCOL S.A.
Huimen Ye - MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.
Lee Di Stefano - PAREX RESOURCES COLOMBIA LIMITED
Nilo Duarte - PETROBRAS COLOMBIA LIMITED
Ramiro Sánchez - BIOMAX S.A.

* La información suministrada por Pacific Rubiales incluye la de Petrominerales Colombia Limited.

** La información suministrada por Parex Resources incluye la de Verano Energy.



FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA

PRESIDENTE EJECUTIVO
DE LA ASOCIACIÓN COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO

Para la ACP es un gusto presentar la primera edición del **Informe de Gestión Ambiental**, con el cual queremos entregar una publicación que documente el desempeño ambiental y de seguridad y salud en el trabajo del sector hidrocarburos.

Este informe ofrece un análisis basado principalmente en información de 2013 sobre los indicadores de la gestión ambiental de la industria de hidrocarburos, como resultado de un arduo trabajo de recopilación de información de más de dos años; tales como licenciamiento ambiental, indicadores de uso de recursos naturales, seguimiento a proyectos del sector de hidrocarburos, la tasa de inversión del 1% por uso de recursos hídricos, los indicadores de seguridad y salud en el trabajo, derrames y el desempeño del Fondo de Aceites Usados (FAU). Los resultados y conclusiones que se presentan están sustentados en los datos oficiales de entidades del Gobierno, así como en los informes de las empresas del sector hidrocarburos y organismos de control que se encargan de analizar el comportamiento de la industria petrolera en el país.

El capítulo de licenciamiento ambiental presenta los volúmenes de trámites que solicita el sector al año, así como los tiempos promedio que transcurrieron para poder obtener un pronunciamiento definitivo por parte de la autoridad ambiental. Igualmente destaca las causas por las cuales fue requerida la información adicional durante los trámites y los recursos de reposición interpuestos.

PRESENTACIÓN

Frente a los seguimientos que realiza la ANLA a los proyectos de hidrocarburos, debemos resaltar que en este sector se registra el mayor número de verificaciones con una tasa baja de sanciones, lo que indica la buena gestión ambiental en las operaciones de las empresas.

El informe también presenta un balance de los proyectos que son financiados con la tasa de inversión del 1%, y que son destinados en una proporción significativa a la adquisición de predios y la restauración, conservación y protección de la cobertura vegetal. También se muestra la relación entre áreas intervenidas y las áreas compensadas. En este sentido, el desarrollo de las operaciones del sector utilizó 2.200 hectáreas y compensó 4.620. Es decir que por cada hectárea intervenida, se reforestaron 2,1 hectáreas.

Otro aspecto importante de la gestión ambiental del sector está relacionado con el consumo de agua. Las operaciones del sector utilizan 68.000 m^3 diarios de agua, que representa el 0,2% del total de agua que se consume en el país. Entonces, comparado con los otros sectores económicos, es el que menor cantidad de agua utiliza.

Igualmente se muestran los indicadores de seguridad y salud en el trabajo de las empresas contratistas de la industria de hidrocarburos. Los datos que se presentan son tomados de las auditorias que realiza anualmente el Consejo Colombiano de Seguridad, así como Fasecolda, para evaluar el desempeño en materia ambiental, de seguridad y salud en el trabajo. Al respecto, el sector de hidrocarburos ha tenido un porcentaje superior al 80% durante la última década y mantiene una tendencia creciente año tras año. Este importante desempeño está relacionado con la implementación de altos estándares, buenas prácticas internacionales, sistemas de gestión desarrollados y certificados.

Si bien hay un incremento en las actividades del sector, los indicadores de accidentalidad están disminuyendo, lo cual muestra que el desempeño en materia de seguridad y salud en el trabajo tiene un mejoramiento continuo en las empresas de hidrocarburos.

Para finalizar, el informe da a conocer los principales resultados del proyecto Fondo de Aceite Usados (FAU), iniciativa que es liderada por la ACP conjuntamente con las principales empresas que fabrican lubricantes en el país y que promueve una alternativa ambiental para la correcta disposición de los aceites usados. Los resultados alcanzados son valiosos; mientras que en 2008 se logró aprovechar y disponer adecuadamente 499.000 galones promedio mensual, en 2013 se incrementó a 1’173.000 galones. Además, en 2013 se capacitaron más de 1.135 personas sobre el correcto manejo del aceite lubricante usado.

La ACP pone a dispocisión de sus empresas afiliadas, del Gobierno y de las personas interesadas en el tema de los hidrocarburos, este **Informe de Gestión Ambiental,** el cual esperamos se convierta en una herramienta permanente de consulta y sirva de punto de referencia para estar al tanto de la evolución, los procesos y retos de esta industria.



Refinería de
Barrancabermeja

INTRODUCCIÓN

El **Informe de Gestión Ambiental** de la industria petrolera se construyó con un enfoque cuantitativo mediante la recolección de cifras y datos que permitieron llegar a conclusiones basadas en la información consolidada en entidades del Gobierno, empresas del sector de hidrocarburos y organismos de control que se encargan de analizar el comportamiento de la industria hidrocarburífera en el país.
La recopilación de los datos se agrupó y analizó en cada uno de los siete capítulos que componen este informe, como se explica a continuación:

01 En el primer capítulo se analiza el desempeño ambiental de acuerdo con indicadores de uso de los recursos naturales y generación de residuos sólidos, emisiones atmosféricas y vertimientos. Se tuvieron en cuenta los "factores de cálculo" que la ACP determinó basándose en los reportes de las diferentes operadoras y datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Adicionalmente, se referencia el Estudio Nacional del Agua y la generación de residuos, lo cual permite hacer comparaciones frente al consumo nacional.

02 El segundo capítulo presenta la totalidad de trámites que anualmente solicita la industria vs. el total de pronunciamientos de la Autoridad Ambiental; los tiempos requeridos para obtener resoluciones definitivas, el análisis de la información adicional y los recursos de reposición interpuestos.

03 El tercer capítulo estudia los procesos de seguimiento que realiza la ANLA a los proyectos de hidrocarburos. Se identificaron el total de seguimientos, las aperturas de investigación y las sanciones causadas en 2013. Para revisar el alcance de los procesos sancionatorios, se consultó la *Gaceta Ambiental* de la ANLA y de esta forma se identificó la cantidad, el contenido de los actos administrativos sancionatorios y la clasificación de los motivos que originaron las sanciones.

04 El cuarto capítulo se refiere al total de incidentes que causaron derrames desde 2008 hasta 2013, diferenciando aquellos causados por errores operativos y volcamientos de carrotanques, de los que fueron ocasionados por acción de terceros. Igualmente la distribución del volumen de barriles derramados por departamento en Colombia.

05 El quinto capítulo se refiere al estado de los proyectos financiados con la tasa de inversión del 1%, igualmente al avance en la ejecución de las compensaciones y se compara el tamaño de las áreas usadas frente a las compensadas.

06 En el sexto capítulo se presenta el desempeño en seguridad y salud en el trabajo, a partir de los indicadores e informes de del Consejo Colombiano de Seguridad (CCS) y Fasecolda.

07 El séptimo capítulo se centra en el Fondo de Aceites Usados (FAU) de la ACP, una iniciativa voluntaria que refleja la autoregulación ambiental de las principales empresas fabricantes de lubricantes para automotor en el país.

METODOLOGÍA

Este informe se desarrolló basándose en el reporte de las compañías operadoras afiliadas a la ACP y Ecopetrol, así como en información entregada por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), el IDEAM, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, el Consejo Colombiano de Seguridad, Fasecolda y Superintendencia de Industria y Comercio, entre otros.
Igualmente se realizó la revisión de información publicada por organizaciones internacionales como OGP, ARPEL y la IADC, entre otros.



01 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONSUMO DE RECURSOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS

Este capítulo consolida y analiza la información reportada por varias operadoras del sector hidrocarburos del año 2013, en cada una de las etapas de la cadena productiva.

Actividades del sector	Unidad de reporte	Cantidades totales año 2013, reportadas por el IEP 2013	Cantidades reportadas por las operadoras (consolidado parcial)	Porcentaje de la muestra reportada hasta este informe
Sísmica terrestre	Km de sísmica**	5.000*	4.951	99%
Perforación exploratoria Cantidad de pozos y profundidad promedio	Pozos exploratorios	115*	111	96,5%
	Pozos de desarrollo	962*	416	49%
Producción	BPD	1'008.366*	811.115	80%
Transporte[1]	Barriles transportados/año	493'380.355	493'380.355	100%
Refinación[1]	Barriles refinados/año	109'389.039	109'389.039	100%

Fuente: * IEP 2013. Cálculos ACP.
** Dato reportado por ACP para sísmica on shore 2013.

Tabla 1.1. Cantidades de actividades por etapa según Informe Estadístico Petrolero 2013.

Indicador	Unidad	Valor	Total Km de sísmica 2013	Total	Unidad
Consumo de agua industrial	m^3/Km de sísmica	9,19	5.000	45.961	m^3
Consumo de agua doméstico	m^3/Km de sísmica	7,65		38.272	m^3
Vertimientos	m^3/Km de sísmica	11,94		59.718	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/km de sísmica	0,084		421	Ton
Residuos peligrosos	Ton/km de sísmica	0,005		25	Ton
Indicadores de la movilizaciones en la actividad de sísmica terrestre año 2013					
Consumo de gasolina	Barriles/Km de sísmica	4,53	5.000	22.657	Barriles
Consumo de ACPM	Barriles/Km de sísmica	2,31		11.566	Barriles
Km recorridos	Km Recorridos/km de sísmica	2.254		11'269.260	Km

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.2. Indicadores para la actividad de sísmica en 2013

[1] Dato reportado por ECOPETROL para el 2013. Incluye crudo, refinados y transporte en carrotanque.



Región del Magdalena Medio.

En esta etapa de exploración sísmica, las movilizaciones se presentan con alta frecuencia porque se requieren desplazamientos permanentes hasta los sitios escogidos para la ejecución de la actividad.

1.1. INDICADORES PARA PERFORACIÓN EXPLORATORIA.

El análisis se realizó con proyectos de pozos exploratorios y de desarrollo.

Los indicadores y la aplicación de estos para la totalidad de las actividades de pozos de desarrollo se presentan a continuación.

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos exploratorios 2013*	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/1.000 pies perforación	190,20	115	143.052	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/1.000 pies perforación	31,51		23.697	m^3
Vertimientos industriales	m^3/1.000 pies perforación	66,54		50.043	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1.000 pies perforación	22,71		17.083	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	0,61		458	Ton
Residuos peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	2,25		1.693	Ton
Cortes base agua	m^3/1.000 pies perforación	36,51		27.460	m^3
Cortes base aceite	m^3/1.000 pies perforación	1,50		1.127	m^3

Fuente: ACP. IEP. 2014. *Profundidad promedio de pozos exploratorios 8.007 pies

Tabla 1.3. Indicadores de consumo de agua, generación de vertimientos y residuos por la perforación de pozos exploratorios para el 2013

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos exploratorios 2013*	Total	Unidad
Emisiones atmosféricas y ruido					
Emisiones de NO_x	Ton/1.000 pies perforación	0,0011120	115	1	Ton
Emisiones de SO_x	Ton/1.000 pies perforación	0,0003400		0	Ton
Emisiones de CO_2	Ton/1.000 pies perforación	0,0000001		0	Ton
Ruido de inmisión diurno	dB/Proyecto	52,6		52,6	dB
Ruido de inmisión nocturno	dB/Proyecto	45,3		45,3	dB
Emisión de ruido diurno	dB/Proyecto	58,0		58,0	dB
Emisión de ruido nocturno	dB/Proyecto	59,1		59,1	dB
Consumo de combustible para perforación					
Consumo de diesel	Barriles/1.000 pies perforación	130,5	115	98.152	Barriles
Movilizaciones en perforación exploratoria					
Consumo de diesel	Barriles/1.000 pies perforación	38,8	115	29.156	Barriles
Km recorridos	Km/1.000 pies perforación	8,3		6.227	Km

Fuente: ACP. 2014. *Profundidad promedio ponderada de pozos de desarrollo: 6.188 pies.

Tabla 1.4. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido, consumo de combustibles y movilizaciones por la perforación de pozos exploratorios para el 2013

En la etapa de perforación exploratoria se adelantan monitoreos de calidad de aire y ruido, los cuales son solicitados dentro de la licencia ambiental de los proyectos. Los valores son muy bajos, considerando que la actividad se desarrolla por pocas semanas al año.

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos de desarrollo 2013	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/1.000 pies perforación	190,20	962	1.196.664	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/1.000 pies perforación	31,51		198.233	m^3
Vertimientos industriales	m^3/1.000 pies perforación	66,54		418.622	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1.000 pies perforación	22,71		142.904	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	0,61		3.832	Ton
Residuos peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	2,25		14.161	Ton
Cortes base agua	m^3/1.000 pies perforación	36,51		229.711	m^3
Cortes base aceite	m^3/1.000 pies perforación	1,50		9.432	m^3

Fuente: Cálculos ACP.
*Profundidad promedio ponderada de pozos de desarrollo: 6.188 de pies.

Tabla 1.5. Indicadores de consumo de recursos, generación de residuos y otros componentes por la perforación de pozos de desarrollo para el 2013

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos de desarrollo 2013	Total	Unidad
Emisiones atmosféricas y ruido, consumo de combustible y movilizaciones					
Emisiones de NO_x	Ton/1.000 pies perforación	0,0011120	962	7	Ton
Emisiones de SO_x	Ton/1.000 pies perforación	0,0003400		2	Ton
Emisiones de CO_2	Ton/1.000 pies perforación	0,0000001		0	Ton
Generación de ruido					
Ruido de inmisión diurno	dB/Proyecto	52,6	962	52,6	dB
Ruido de inmisión nocturno	dB/Proyecto	45,3		45,3	dB
Emisión de ruido diurno	dB/Proyecto	58,0		58,0	dB
Emisión de ruido nocturno	dB/Proyecto	59,1		59,1	dB
Consumo de combustible para perforación					
Consumo de ACPM	Barriles/1.000 pies perforación	130,5	962	821.063	Barriles
Movilización para perforaciones de desarrollo					
Consumo de biodiesel	Barriles/1.000 pies perforación	38,8	962	243.893	Barriles
Km recorridos	Km/1000 pies perforación	8,3		52.093	Km

Fuente: Cálculos ACP.
*Profundidad promedio ponderada de pozos de desarrollo: 6.188 pies.

Tabla 1.6. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido, consumo de combustibles y movilizaciones por la perforación de pozos de Desarrollo para el 2013

1.2. INDICADORES PARA PRODUCCIÓN

Esta etapa es muy importante para el sector, considerando que es la principal actividad de la cadena productiva.

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/barril producido	0,106	368'053.590	38'892.861	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/barril producido	0,004		1.333.324	m^3
Vertimientos industriales	m^3/barril producido	0,095		35'076.062	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/barril producido	0,002		806.747	m^3
Aguas de producción					
Aguas de producción	m^3/barril producido	1,56	574'301.769	574'301.769	m^3
Reinyección para recobro mejorado	m^3 de agua reinyectada/m^3 de agua de producción	0,118		67'725.976	m^3
Inyección como disposición final	m^3 de agua reinyectada/m^3 de agua de producción	0,461		264'559.119	m^3
Vertimiento a cuerpos de agua	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,417		239'700.467	m^3
Riego en vías	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,002		1'219.555	m^3
Aspersión	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,001		582.615	m^3
Vertimiento entregado a terceros	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	0,00056		320.240	m^3

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.7. Indicadores de consumo de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción de 2013

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/barril producido	0,002	368'053.590	588.623	Ton
Residuos peligrosos	Ton/barril producido	0,000116		42.814	Ton
Cortes base agua	m^3/barril	0,001818578		669.334	m^3
Cortes base aceite	m^3/barril	0,001547478		569.555	m^3
Lodos de producción	m^3/barril	0,004155302		1'529.374	m^3

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.8. Indicadores de generación de residuos, cortes y lodos en la etapa de producción de 2013

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Emisiones SO_x	Ton/barril	9E-05	368'053.590	32.722	Ton
Emisiones NO_x	Ton/barril	2E-06		671	Ton
Emisiones CO_2	Ton/barril	2E-02		8'017.132	Ton
Metano CH_4	Ton/barril	1E-04		54.168	Ton
Material particulado	Ton/barril	1E-06		481	
Inmisión diurno	dB/proyecto	56,067		56	dB
Inmisión nocturno	dB/proyecto	53,122		53	dB
Emisión diurno	dB/proyecto	65,115		65	dB
Emisión nocturno	dB/proyecto	60,426		60	dB

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.9. Indicadores de generación de emisiones atmosféricas y ruido en la etapa de producción del 2013

Tabla 1.10. Indicadores de consumo de combustible y movilizaciones en la etapa de producción de 2013

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Consumo de combustibles y energía y movilizaciones					
Consumo de crudo	Barril combustible/Barril producido	0,0143	368'053.590	5'257.086	Barriles
Consumo de gas	KPC/Barril producido	0,18		67'883.397	KPC
Consumo de biodiesel	Barril combustible/Barril producido	0,0502		18'466.697	Barriles
Energía eléctrica comprada	KW/Barril	4,7410		1.744'946.440	Kw
Movilización en etapa de producción					
Consumo de gasolina para movilizaciones	Barril combust/Barril producido	0,0001	368'053.590	33.218	Barriles
Consumo de biodiesel para movilizaciones	Barril combust/Barril producido	0,023		8'458.301	Barriles
Km Recorridos	Km/Barril producido	0,3855		141'874.578	Km

Fuente: Cálculos ACP.

1.3. INDICADORES PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Para el análisis de indicadores de la actividad de transporte se incluyeron los datos reportados por Ecopetrol en 2013. Se transportaron en Colombia en promedio 933.726 barriles de crudo por día, para un total anual de 340'809.990 barriles transportados en 2013.

Tabla 1.11. Indicadores de consumo de agua, generación de vertimientos, residuos y lodos para la actividad de transporte año 2013

Indicador	Valor	Unidad	Barriles transportados 2013	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/barril transportado	0,00064	340'809.990	217.345	m^3
Vertimientos industriales	m^3/barril transportado	0,0006		213.790	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/barril transportado	0,00019		65.775	Ton
Residuos peligrosos	Ton/barril transportado	0,000016		5.458	Ton
Lodos del proceso	m^3/barril transportado	0,00000885		3.018	m^3

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.12. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustible para la actividad de transporte año 2013

Indicador	Valor	Unidad	Barriles transportados año 2013	Total	Unidad
Emisiones atmosféricas y consumo de combustible					
Emisiones SO_x	Ton/barril transportado	0,0000036	340'809.990	1.241	Ton
Emisiones NO_x	Ton/barril transportado	0,000015		5.269	Ton
Emisiones CO_2	Ton/barril transportado	0,001148		391.290	Ton
Metano CH_4	Ton/barril transportado	0,0000023		770	
Material particulado	Ton/barril	0,0000005		160	Ton
Consumo de crudo	Barril Combust/barril transportado	0.0017	340'809.990	592.104	Barriles
Consumo de gas	KPC/ barril transportado	0,0011		387.440	KPC
Consumo de diesel	Barril Combust/barril transportado	0,00025		85.976	Barriles

Fuente: Cálculos ACP.

1.4. INDICADORES PARA REFINACIÓN DE HIDROCARBUROS

Para el análisis de indicadores de la actividad de refinación se han incluido los datos reportados por Ecopetrol. El análisis se realizó para la totalidad de los barriles refinados en el país.

Parámetro	Valor	Unidades	Barriles refinados durante el año 2013	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/barril refinado	0,2477	109'389.039	27'091.190	m^3
Vertimientos industriales	m^3/barril refinado	0,1560		17'062.729	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/barril refinado	0,0003		29.644	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/barril refinado	0,0002		23.828	Ton
Residuos peligrosos	Ton/barril refinado	ND		ND	Ton
Lodos del proceso	m^3/barril refinado	0,000046	109'389.039	5.082	m^3

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.13. Indicadores de consumo de agua, generación de vertimientos, residuos y lodos para la actividad de refinación año 2013

Tabla 1.14. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustibles para la actividad de refinación año 2013

Parámetro	Valor	Unidades	Barriles refinados durante el año 2013	Total	Unidad
Emisiones atmosféricas					
Emisiones SO_x	Ton/barril refinado	0,000121	109'389.039	4.344	Ton
Emisiones NO_x	Ton/barril refinado	0,00004		13.233	Ton
Emisiones CO_2	Ton/barril refinado	0,036		3'938.085	Ton
Metano CH_4	Ton/barril refinado	0,000062		6.729	Ton
Material particulado	Ton/barril refinado	0,000025		2.739	Ton
Consumo de combustibles					
Consumo de gas	KPC/barril refinado	0,36	109'389.039	39'524.066	KPC
Gas quemado en Tea	KPC/barril refinado	0,038	109'389.039	4'136.263	KPC

Fuente: Cálculos ACP.

1.5. TOTALES CONSOLIDADOS

A continuación se presentan los totales de los consumos de recursos, generación de vertimientos, residuos, emisiones atmosféricas, ruido y demás parámetros consolidados de las diferentes actividades que conforman el sector hidrocarburos para el año 2013.

Tabla 1.15. Totales de consumos de agua, generación de vertimientos y aguas de producción de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013

Consumo de agua y generación de vertimientos y agua de producción

Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total sector
Consumo de agua industrial	m^3	45.950	1'339.717	38'892.861	217.345	27'091.190	67'587.062
Consumo de agua doméstica	m^3	38.250	221.930	1'333.324	-	N.R	1'593.504
Vertimientos industriales	m^3	N.R	468.665	35'076.062	213.790	17'062.729	35'758.517
Vertimientos domésticos	m^3	59.700	159.987	806.747	-	29.644	1'056.078
Aguas de producción	m^3	N.R	N.R	574'301.769	N.R	N.R	574'301.769
Reinyección para recobro mejorado	m^3	N.R	N.R	67'500.905	N.R	N.R	67'500.905
Inyección como disposición final	m^3	N.R	N.R	265'315.657	N.R	N.R	265'315.657
Vertimiento a cuerpos de agua	m^3	N.R	N.R	239'700.467	N.R	N.R	239'700.467
Riego en vías	m^3	N.R	N.R	1'219.555	N.R	N.R	1'219.555
Vertimiento como aspersión	m^3	N.R	N.R	582.615	N.R	N.R	582.615
Vertimiento entregado a terceros	m^3	N.R	N.R	320.240	N.R	N.R	320.240

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.16.
Totales de consumos de generación de residuos, cortes y lodos de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013

Generación de residuos y lodos							
Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total sector
Residuos sólidos no peligrosos	Ton	420	4.290	588.623	65.775	23.828	682.937
Residuos peligrosos	Ton	25	15.854	42.814	5.458	N.R	64.151
Cortes base agua	m^3	N.R	257.172	669.334	N.R	N.R	926.506
Cortes base aceite	m^3	N.R	10.559	569.555	N.R	N.R	580.114
Lodos del proceso	m^3	N.R	N.R	1'529.374	3.196	5.082	1'537.652

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.17.
Totales de generación de emisiones atmosféricas y ruido de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013

Emisiones atmosféricas y ruido							
Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total sector
NO_X	Ton	N.R	8	671	7.719	4.344	12.741
SO_X	Ton	N.R	2	32.722	1.818	13.233	47.775
CO_2	Ton	N.R	416.430	8'017.132	573.241	3'938.085	12'944.887
CH_4	Ton	N.R	N.R	54.168	1.129	6.727	62.024
Material particulado	Ton	N.R	7	481	234	2.739	3.461
Ruido de inmisión diurno	dB	N.R	53	56	N.R	N.R	54
Ruido de inmisión nocturno	dB	N.R	45	53	N.R	N.R	49
Emisión de ruido diurno	dB	N.R	53	65	N.R	N.R	59
Emisión de ruido nocturno	dB	N.R	54	60	N.R	N.R	57

Fuente: Cálculos ACP.

Tabla 1.18.
Totales de consumo de combustible y energía de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013

Consumo de combustible y energía para el proceso							
Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total sector
Consumo de crudo	Barriles	N.R	N.R	5'257.086	592.104	N.R	5'849.189
Consumo de gas	KPC	N.R	N.R	67'883.397	387.440	39'524.066	107'794.903
Consumo de biodiesel	Barriles	N.R	919.214	18'466.697	111.314	N.R	19'497.226
Energía eléctrica comprada	KW	N.R	N.R	1.744'946.440	2'557.252	N.R	1.747'503.691

Fuente: Cálculos ACP.

Movilizaciones							
Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total sector
Consumo de gasolina para movilizaciones	Barriles	22.650	N.R	33.218	N.R	N.R	55.868
Consumo de biodiesel para movilizaciones	Barriles	11.550	273.049	8'600.051	N.R	N.R	8'884.650
Kilómetros recorridos	KW	11'269.260	58.321	141'874.578	N.R	N.R	153'202.159

Fuente: ACP. Cálculos del consultor 2014.

Tabla 1.19. Totales relacionadas con movilizaciones de las distintas etapas del sector hidrocarburos para el año 2013

1.6. COMPARACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE ALGUNOS INDICADORES

1.6.1. CONSUMO DE AGUA Y COMPARACIÓN CON EL CONSUMO TOTAL NACIONAL

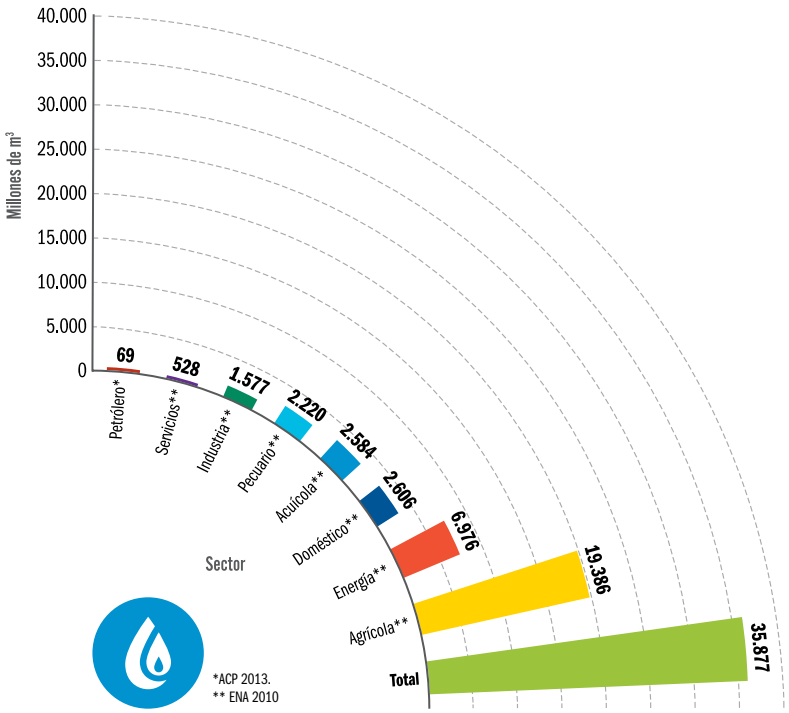
De acuerdo al Estudio Nacional de Agua, (IDEAM 2010), se presenta la estimación del consumo de agua por parte de diferentes sectores a nivel nacional (demanda hídrica sectorial). El consumo del sector hidrocarburos para el 2013 fue de 69 millones de m^3 en sus cinco etapas: sísmica, perforación, producción, transporte y refinación.

Sector de consumo	Total consumo (Mm^3)	% del total nacional
Hidrocarburos 2013	69	0,2
Servicios	528	1,5
Industria	1.577	4,4
Pecuario	2.220	6,2
Acuícola	2.584	7,2
Doméstico	2.606	7,3
Energía	6.976	19,4
Agrícola	19.386	54,0
TOTAL	35.877	100,0

Fuentes: ACP 2014. Estudio Nacional de Aguas IDEAM 2010.

Tabla 1.20. Comparación del consumo de agua del sector hidrocarburos vs. los sectores productivos y el consumo nacional

Según el ENA, el consumo de agua del sector hidrocarburos en el 2013 fue de 0,2%, comparada con la demanda hídrica sectorial nacional agregada del 2008 que fue de 35.877 Mm^3. El sector agrícola consumió 19.386 Mm^3, que corresponde a 54% de la demanda nacional. El consumo doméstico en 2008 fue de 2.606 Mm^3 representando el 7.26% de la demanda nacional y comparado con el consumo del sector hidrocarburos para el 2013 es 37 veces mayor.



Gráfica 1.1. Comparación del consumo de agua del sector hidrocarburos vs. otros sectores y el consumo nacional en (Mm^3)

1.6.2. ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

Para 2013 por cada barril de crudo producido, se generaron 1,56 m^3 de agua, lo que equivale a 9,8 barriles de agua en promedio.

Las aguas de producción se reinyectan para varios propósitos entre los cuales esta el uso para recobro mejorado. En otros casos, las aguas de producción se reinyectan a la formación siendo este un procedimiento válido como medida de manejo de dichas aguas. Es importante mencionar que antes de realizar los procesos de reinyección de las aguas se adelantan procesos de tratamiento de acuerdo con las normas establecidas.

Otra parte de las aguas de producción previamente tratados se vierten en los cuerpos de agua, procesos debidamente legalizados y establecidos en las normas vigentes y en las licencias ambientales de los proyectos del sector. Otras se disponen también con previo tratamiento para riego en vías o aspersión en zonas autorizadas, y finalmente una parte se entrega a terceros debidamente legalizados para esta actividad.

Del balance de masas de las aguas de producción existen algunas pérdidas debido a procesos de tratamiento, transporte, bombeos u otros, que generan evaporación y goteos, por lo tanto el volúmen del que se dispone es menor al volumen que se produce. Esta situación ocurre en todos los procesos de tratamiento de aguas. La distribución de las aguas se presenta en las siguientes gráficas.

Gran parte de las aguas de producción retornan a las formaciones de donde han sido extraídas en el proceso petrolero. El destino de las aguas reinyectadas a las formaciones de donde se extraen, después de su debido acondicionamiento, se distribuyen en dos actividades: aguas para el recobro mejorado y para disposición final.

Aguas de producción

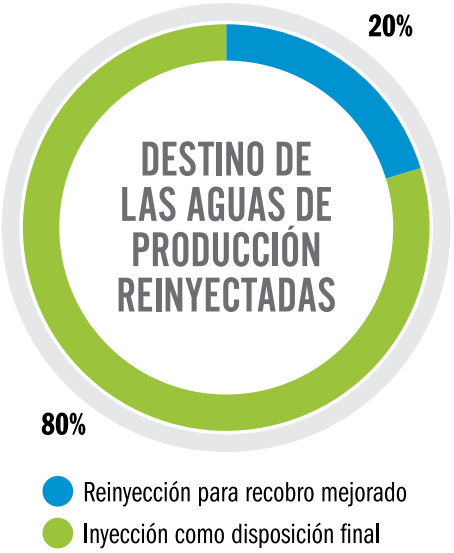
Indicador	Unidad	Total
Aguas de producción	m^3/Barril Producido	574'301.769
Reinyección para recobro mejorado	m^3 de agua reinyectada/m^3 de agua de producción	67'725.976
Inyección como disposición final	m^3 de agua reinyectada/m^3 de agua de producción	264'559.119
Vertimiento a cuerpos de agua	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	239'700.467
Riego en vías	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	1'219.555
Aspersión	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	582.615
Vertimiento entregado a terceros	m^3 de agua vertida/m^3 de agua de producción	320.240

Fuente: Cálculos ACP.

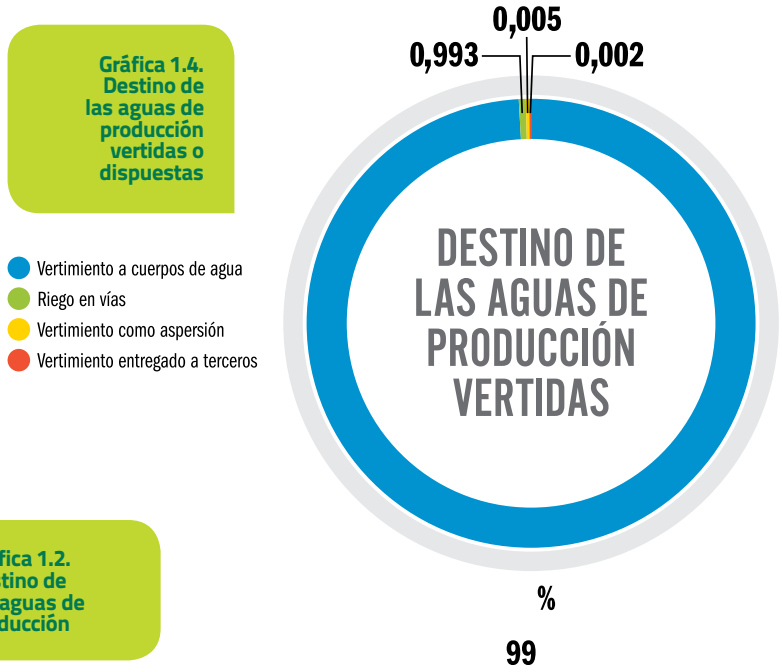
Tabla 2.21. Aguas de producción

Del total de agua que se reinyecta una quinta parte se utiliza en las actividades de recobro mejorado o mantenimiento de presión de los pozos. Las cuatro quintas partes del agua de producción se inyectan a las formaciones como sistema de disposición final.

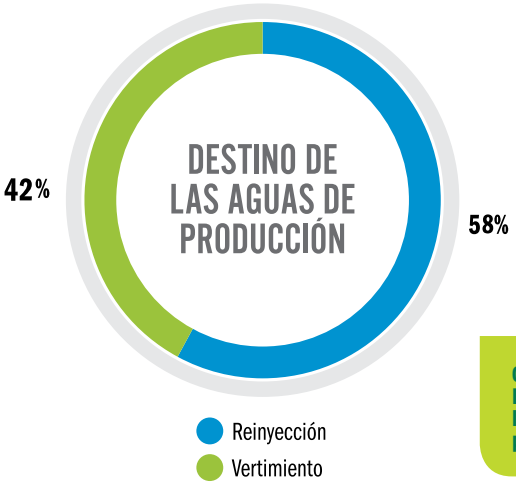
Gráfica 1.3. Destino de las aguas de producción reinyectadas



Gráfica 1.4. Destino de las aguas de producción vertidas o dispuestas



Gráfica 1.2. Destino de las aguas de producción

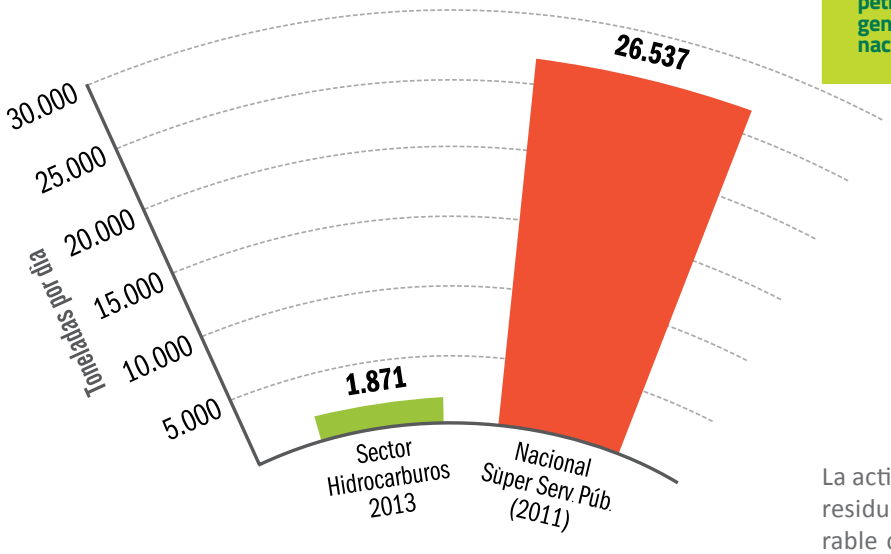


1.6.3. COMPARACIÓN DE LA GENERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS ORDINARIOS

El país generó, según la Superintendencia de Servicios públicos, un total diario de 26.537 toneladas de residuos sólidos en 2011.

De acuerdo con los resultados obtenidos en 2013, el sector de hidrocarburos, en la suma de todas sus etapas, generó diariamente 1.871 toneladas de residuos sólidos, cantidad que representó 7% del total nacional de los residuos sólidos en Colombia.

Gráfica 1.5. Comparación de residuos sólidos diarios generados por el sector petrolero vs. la generación total nacional

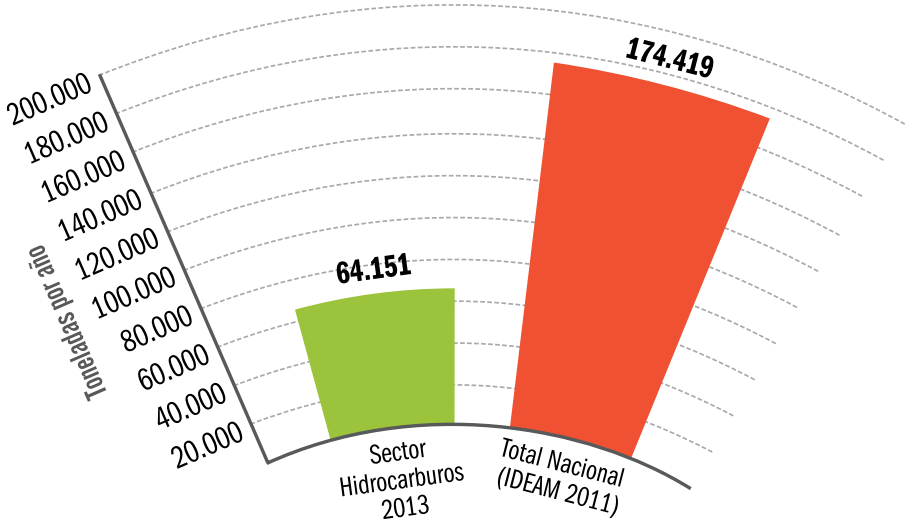


La actividad petrolera genera en sus procesos residuos peligrosos en una cantidad considerable de la producción total nacional. Es importante destacar en este análisis que dichos residuos son tratados a través de diferentes programas de manejo de residuos peligrosos antes de su disposición final.

1.6.4. COMPARACIÓN DE LA GENERACIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS

El país generó, según la Superintendencia de Servicios públicos, un total anual de 174.419 toneladas de residuos peligrosos para 2011. De acuerdo con los resultados obtenidos en 2013, el sector de hidrocarburos, en la suma de todas sus etapas, generó en todo el año la suma de 64.151 toneladas de residuos sólidos, cantidad que representa 36.8% del total nacional de los residuos peligrosos de Colombia.

Gráfica 1.6. Comparación de residuos peligrosos generados por el sector petrolero vs. la producción nacional



1.6.5. GENERACIÓN DE CARGA DE SUSTANCIAS DE INTERÉS SANITARIO

Teniendo en cuenta las caracterizaciones y conociendo el volumen de los vertimientos, se calculó la carga aportada por el sector hidrocarburos en sus etapas para 2013 en los siguientes parámetros de interés sanitario.

Tabla 1.22.
Aporte en carga de sustancias de interés sanitario por el sector hidrocarburos en sus diferentes etapas en el 2013.

Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	Ton	79	658	91.608	58	2.280	94.682
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO5)	Ton	58	332	50.896	17	826	52.129
Sólidos Suspendidos Totales (SST)	Ton	375	26.215	15.679	6	4.453	46.728
Sólidos Sedimentables (SSED)	Ton	0	N.R	258	0	22	280
Grasas y aceites	Ton	4	1	355.378	12	1.962	357.358
Fenoles	Ton	3	0	208	0	38	249
Hidrocarburos Totales (HTP)	Ton	N.R	0	330.146	N.R	N.R	330.147
Cloruros	Ton	N.R	66	832.524	N.R	N.R	832.590

Fuente: Cálculos ACP.

Los mayores aportes de sustancias de interés sanitario se generan en la etapa de producción y es allí donde se presenta la caracterización más completa de todas las etapas del sector.

Tabla 1.23.
Comparación de la DBO de los vertimientos del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional

Sector de consumo	DBO en Ton	% del total nacional
Hidrocarburos 2013	52.129	7.0
Total nacional según ENA 2010	729.300	100,0

Fuentes: Cálculos ACP . Estudio Nacional de Aguas IDEAM 2010.

Tabla 1.24.
Comparación de la DQO de los vertimientos del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional

Sector de consumo	DQO en Ton	% del Total nacional
Hidrocarburos 2013	92.682	5.8
Total Nacional Según ENA 2010	1’618.200	100,0

Fuentes: Cálculos ACP. Estudio Nacional de Aguas IDEAM 2010.

El aporte de DBO y DQO de la industria petrolera es bajo en comparación con otros sectores debido a los complejos y eficientes sistemas de tratamiento de aguas que ha implementado para cada una de sus actividades productivas.

Sector de consumo	SST en Ton	% del total nacional
Hidrocarburos 2013	46.728	4.2
Total nacional según ENA 2010	1.618.200	100,0

Fuentes: ACP 2014. Estudio Nacional de Aguas IDEAM 2010.

Tabla 1.25. Comparación de los Sólidos Suspendidos Totales SST de los vertimientos del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional

La generación de sólidos suspendidos del sector de hidrocarburos es baja en comparación con el total nacional, situación que puede atribuirse a los altos porcentajes de remoción durante los tratamientos del agua.

1.6.6. GENERACIÓN DE CARGA A LA ATMÓSFERA Y COMPARACIÓN CON EL TOTAL NACIONAL

Según los estudios de calidad del aire y ruido de las zonas donde se ejecutan las actividades del sector, se calcularon las cargas de emisiones a la atmósfera en sus diferentes etapas para 2013, según los compuestos representativos de calidad del aire.

1.6.7. COMPARACIÓN DE INDICADORES DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS CON DATOS DE ORDEN NACIONAL DEL BANCO MUNDIAL

A continuación se presenta la comparación de algunas sustancias emitidas a la atmosfera con datos del año 2010 reportados por el Banco Mundial para Colombia.

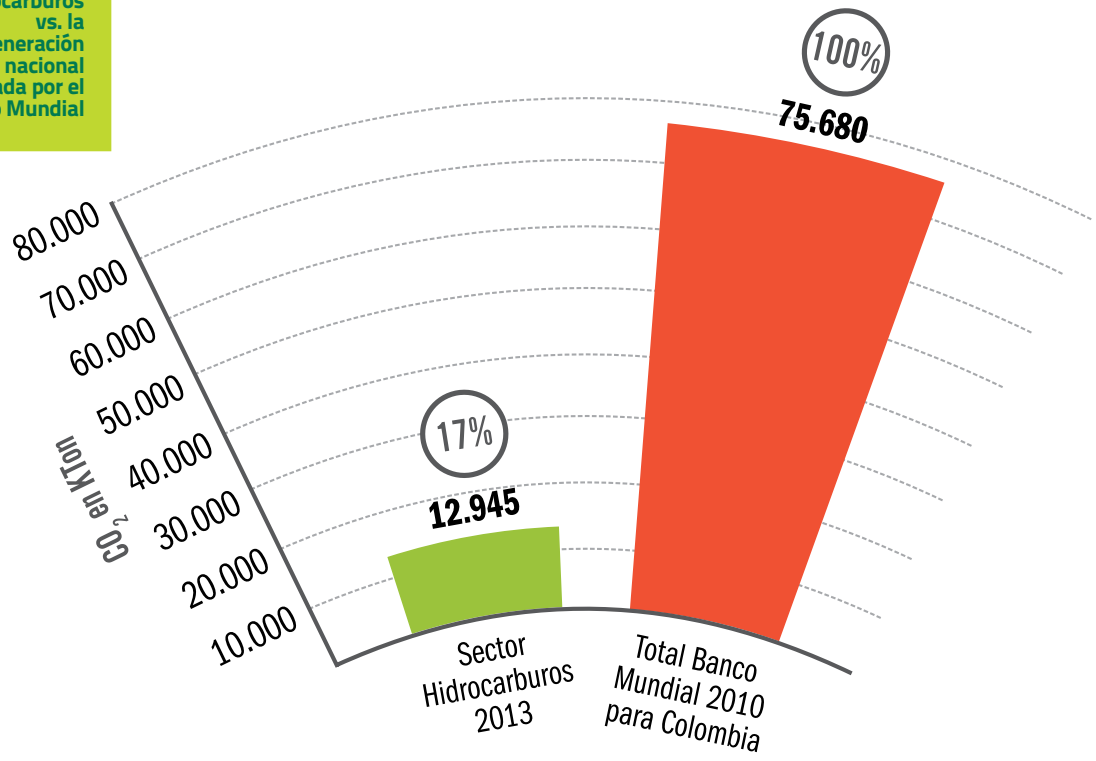
Los mayores aportes de emisiones atmosféricas del sector petrolero corresponden a CO2, principalmente porque en sus actividades se genera gran cantidad de gas natural - metano que es tratado mediante procesos de combustión completa, lo que lo convierte en Dióxido de Carbono (el cual es 23 veces menos contaminante que el CH4 según el IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change).

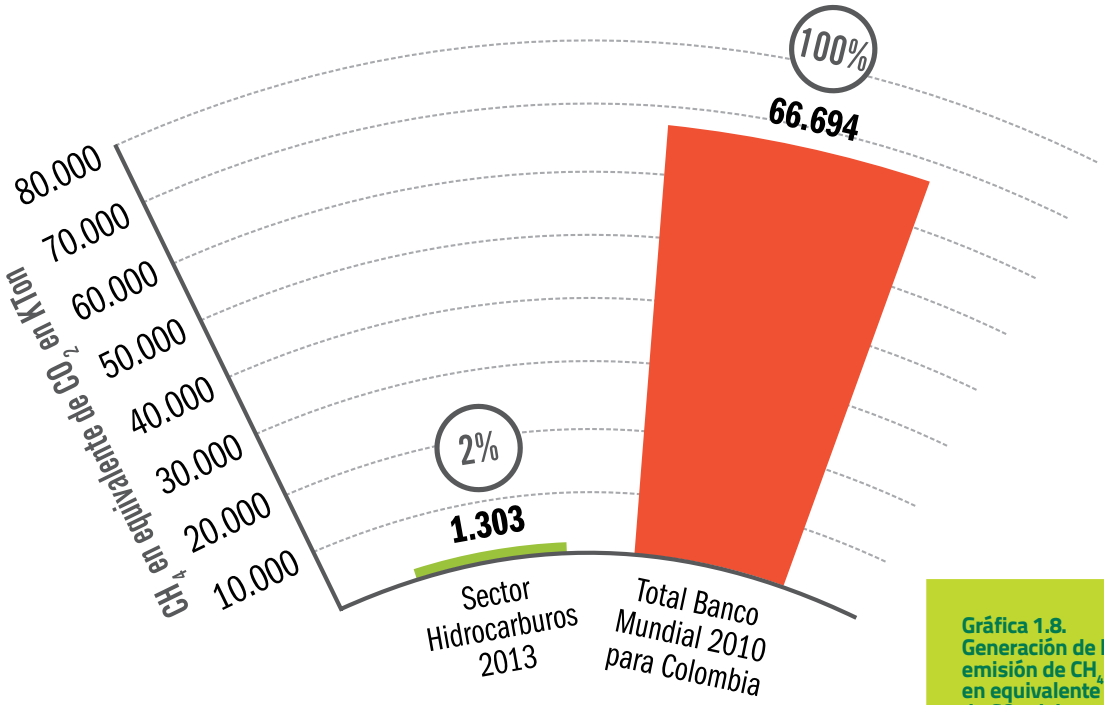
Tabla 1.26. Comparación de las emisiones atmosféricas por cada una de las etapas de la cadena productiva

Parámetro	U	Sísmica	Perforación	Producción	Transporte	Refinación	Total
NO_x	Ton	N.R	8	671	7.719	4.344	12.741
SO_x	Ton	N.R	2	32.722	1.818	13.233	47.775
CO_2	Ton	N.R	416.430	8'017.132	573.241	3'938.085	12'944.887
CH_4	Ton	N.R	N.R	54.168	1.129	6.727	62.024
Material particulado	Ton	N.R	7	481	234	2.739	3.461
Ruido de inmisión diurno	dB	N.R	53	56	N.R	N.R	54
Ruido de inmisión nocturno	dB	N.R	45	53	N.R	N.R	49
Emisión de ruido diurno	dB	N.R	53	65	N.R	N.R	59
Emisión de ruido nocturno	dB	N.R	54	60	N.R	N.R	57

Fuente: ACP. Cálculos del consultor 2014.

Gráfica 1.7. Comparación de la emisión de CO_2 del sector hidrocarburos vs. la generación total nacional reportada por el Banco Mundial



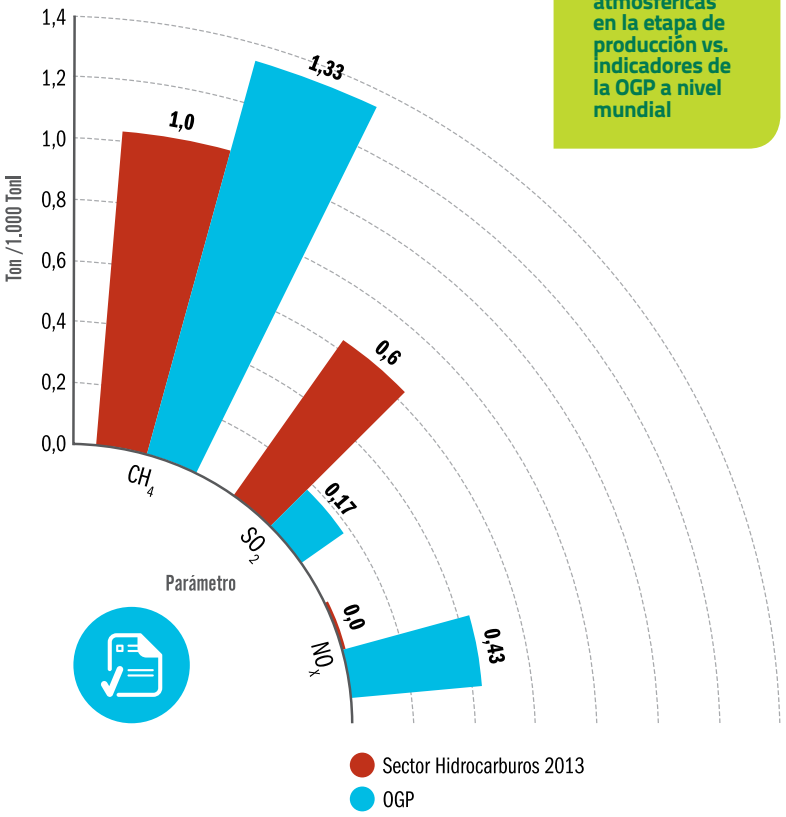


Gráfica 1.8. Generación de la emisión de CH_4 en equivalente de CO_2 del sector hidrocarburos en Colombia vs. la generación nacional

1.6.8. COMPARACIÓN DE INDICADORES DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS GENERADAS EN LA ETAPA DE PRODUCCIÓN Y LOS INDICADORES DE LA OGP A NIVEL MUNDIAL

El SO_2 es el parámetro que supera lo calculado por la OGP, principalmente por la calidad del combustible diesel de Colombia en relación con el contenido de azufre y en comparación con la calidad del combustible de otros países.

Gráfica 1.9. Comparación de indicadores de emisiones atmosféricas en la etapa de producción vs. indicadores de la OGP a nivel mundial

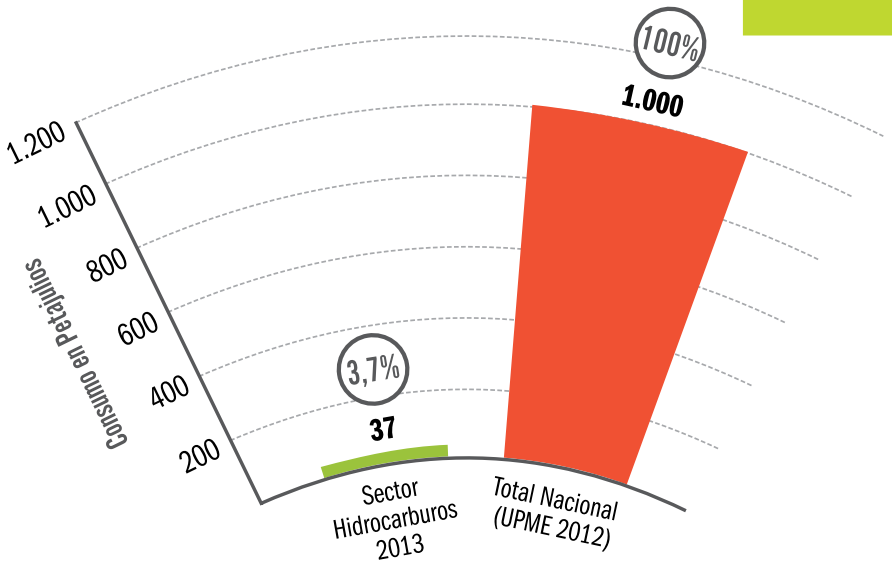


1.6.9. COMPARACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN 2013 CON EL CONSUMO DE ENERGÍA NACIONAL SEGÚN UPME

A continuación se presenta la comparación del consumo de energía que utiliza el sector hidrocarburos en Colombia con el total de energía consumida por el país, de acuerdo con los datos de la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME para el año 2012.

El consumo de energía del sector de hidrocarburos es muy bajo en relación con el consumo nacional. Esto se presenta porque la industria petrolera ha implementado procesos de autogeneración energética y de eficiencia energética en sus equipos.

Gráfica 1.10. Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos en 2013 vs. el consumo de energía nacional según UPME





02 PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL

El proceso de licenciamiento ambiental en 2013 estuvo reglamentado por el Decreto 2820 de 2010 expedido por el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial. Este decreto establece el procedimiento y los tiempos para el pronunciamiento de la Autoridad Ambiental competente dentro del proceso de evaluación de los estudios ambientales y el otorgamiento o negación de las licencias ambientales de los proyectos.

2.1. SOLICITUDES DE LICENCIAS DEL SECTOR Y DE LOS DEMÁS SECTORES

En 2013 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) recibió de todos los sectores 178 solicitudes de trámites entre licencias, modificaciones y planes de manejo ambiental. El sector de hidrocarburos solicitó 71 trámites de licencia o modificación de licencia y seis Planes de Manejo Ambiental (PMA). En la Tabla 2.1. se presenta la cantidad y tipo de trámite ambiental que solicitaron los diferentes sectores ante la ANLA durante 2013.

De acuerdo con el artículo primero del Decreto 2820 de 2010 se define el PMA como: "El Plan de Manejo Ambiental podrá hacer parte del Estudio de Impacto Ambiental o como instrumento de manejo y control para proyectos, obras o actividades que se encuentran amparados por un régimen de transición". A los que se hace referencia en este ítem es a los de instrumento de manejo y control.

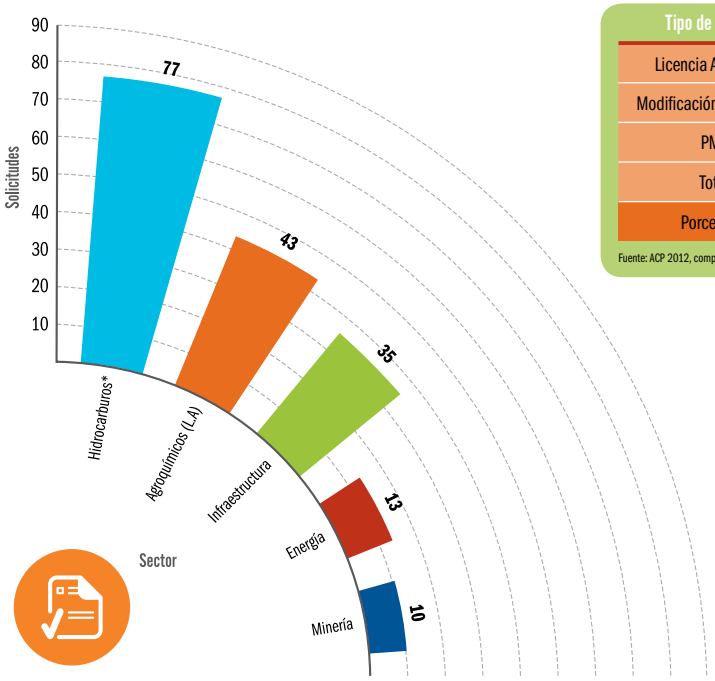
Tabla 2.1. Solicitudes de licencias, modificaciones y PMA ambientales durante 2013

Sector	Licencias	Modificaciones	PMA	Total
Hidrocarburos*	43	28	6	77
Infraestructura	18	17	-	35
Energía	4	9	-	13
Minería	2	8	-	10
Agroquímicos (L.A.)	39	4	-	43
Totales	106	66	6	178

Fuente: ANLA, Informe de Gestión, 2013.



Región de los Llanos Orientales

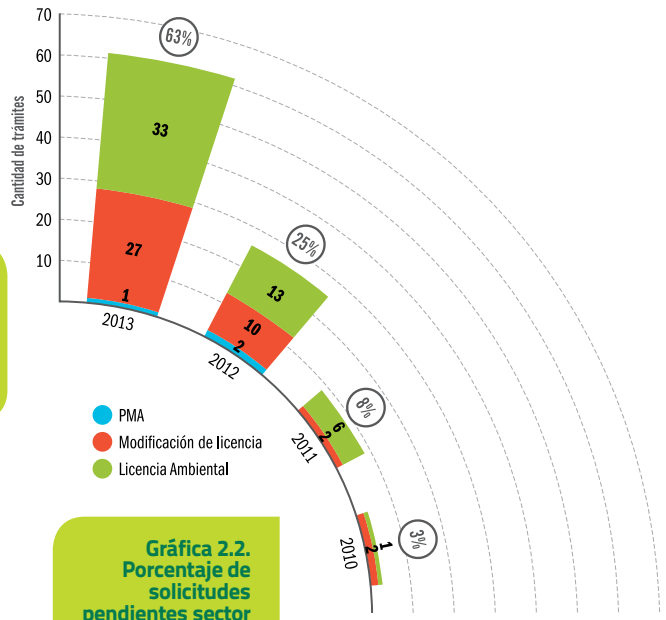


Gráfica 2.1. Solicitudes de licencias y modificaciones por sector

Tipo de trámite	2013	2012	2011	2010	Total	Porcentaje
Licencia Ambiental	33	13	6	1	53	55%
Modificación de licencia	27	10	2	2	41	42%
PMA	1	2	0	0	3	3%
Total	61	25	8	3	97	100%
Porcentaje	63%	26%	8%	3%	100%	100%

Fuente: ACP 2012, complemento consultor 2014.

Tabla 2.2. Solicitudes pendientes en el sector de hidrocarburos al final de 2013



Gráfica 2.2. Porcentaje de solicitudes pendientes sector de hidrocarburos por año

En el sector de hidrocarburos, a 31 de diciembre de 2013, los trámites pendientes del pronunciamiento por parte de la ANLA fueron 97, de los cuales 61 fueron iniciados en 2013, 25 en 2012, 8 en 2011 y 3 en 2010, entre licencias, modificaciones y PMA. Cabe resaltar que en el transcurso de 2013 se desistieron de 8 trámites por razones de orden público o por solicitud de la empresa. 5 correspondían al año 2012, 2 al 2011 y 2 al 2010. Los datos de licencias y modificaciones de licencias de los trámites pendientes se ilustran en la tabla 2.2.

2.2. TIEMPOS SOLICITUDES DE LICENCIA AMBIENTAL

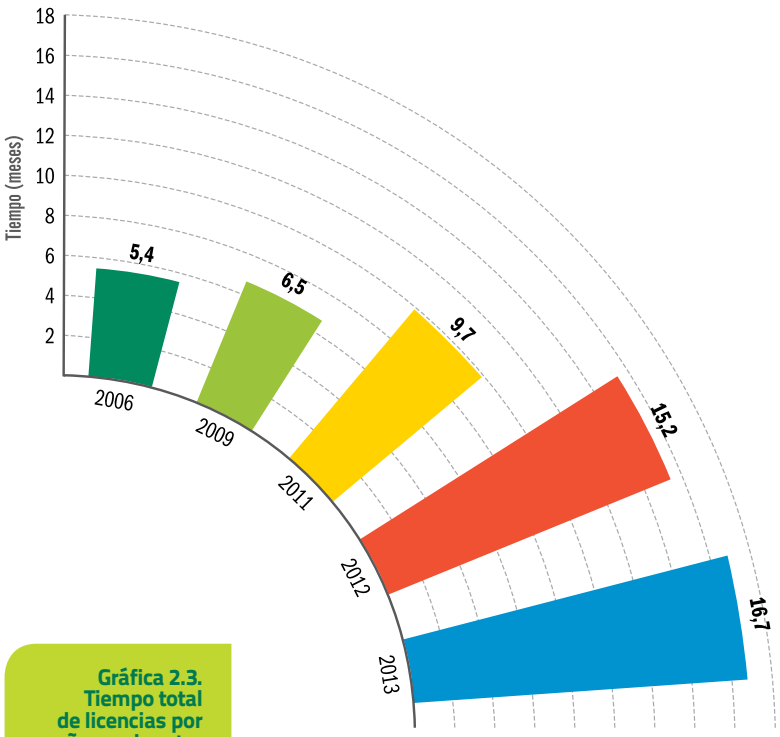
2.2.1. PROCESOS DE LICENCIAMIENTO OTORGADOS EN 2013

En la vigencia 2013 la ANLA se pronunció sobre 86 trámites en total del sector de Hidrocarburos, 38 de licencias ambientales (de las cuales negaron 2), 26 modificaciones de licencias (se negó 1), 16 PMA y 6 diagnósticos ambientales de alternativas de proyectos del sector. En 2013 se resolvieron 13 solicitudes que iniciaron trámite en el mismo año: 4 corresponden a licencias ambientales, 4 a modificaciones de licencias y 5 PMA.

El análisis de los tiempos totales del trámite de solicitud de licencia ambiental con base en los proyectos anteriormente mencionados permite establecer que dicho proceso de evaluación en promedio tardó 501 días calendario (16.7 meses) para las licencias ambientales y 466 (15.5 meses) días calendario para el trámite de modificaciones de licencia ambiental. Estos tiempos se establecieron desde la radicación de la solicitud de licencia o modificación de licencia hasta la fecha de generación de la resolución de otorgamiento o modificación de licencia ambiental. Es de aclarar que en la evaluación de licenciamiento ambiental hay dos trámites con tiempos totales de más de 1.200 días, que es superior al promedio estadístico de la mediana y en modificación un trámite con tiempo superior a 900 días. El tiempo de evaluación de la autoridad, que es el transcurrido desde la radicación del trámite hasta el otorgamiento de la resolución respectiva, sin el tiempo que demora el usuario entregando la información adicional, es:

- 377 días para los procesos de solicitud de licencia ambiental.
- 359 días en los procesos de solicitud de modificación de licencias.

Como se observa, el usuario en la entrega de la información requerida por la ANLA se demoró cuatro (4) meses, lo que eleva los promedios estadísticos para el tiempo de evaluación.
En la tabla 2.3. y Gráfica 2.3. se ilustran los tiempos promedio en los últimos años.



Gráfica 2.3. Tiempo total de licencias por año en el sector hidrocarburos

Se deduce de los datos anteriores que para el 2013, el tiempo promedio para la expedición de la licencia ambiental aumentó en comparación con los tiempos de los trámites generados en los años anteriores. Así mismo, se destaca que en el año 2013 se resolvieron trámites acumulados que iniciaron en los años (2010, 2011 y 2012). Esta es una de las razones por las cuales se aumentaron los tiempos para el proceso de evaluación.

Tabla 2.3. Tiempos promedios de licencias ambientales

Año	Solicitud L.A. - Resolución	Solicitud L.A. Auto de inicio	Autoinicio solicitud de información adicional	Solicitud información adicional radicado empresa	Radicación información adicional Resolución
2006	163 (5.4 meses)	19 (0.6 meses)	69 (2.3 meses)	26 (0.9 meses)	37 (1.2 meses)
2009	194 (6.5 meses)	15 (0.5 meses)	70 (2.3 meses)	35 (1.1 meses)	52 (1.7 meses)
2011	290 (9.7 meses)	25 (0.8 meses)	141 (4.7 meses)	50 (1.6 meses)	128 (4.2 meses)
2012	456 (15.2 meses)	30 (1 mes)	206 (6.8 meses)	92 (3 meses)	203 (6.7 meses)
2013	501 (16.7 meses)	48 (1.6 meses)	129 (4.3 meses)	124 (4.1 meses)	148 (4.9 meses)

Fuente: Cálculos ACP.

2.3. TIEMPOS DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA

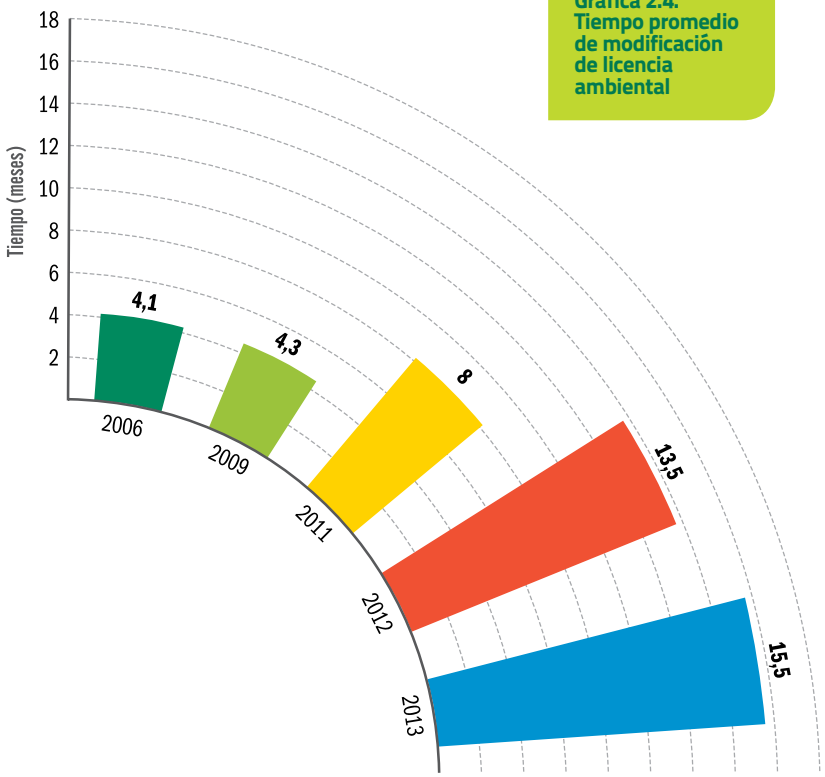
A continuación se presentan la tabla y la gráfica correspondientes a los tiempos en que la ANLA adelantó el trámite de solicitud de modificación de licencia ambiental en 2013 y el comparativo con los años anteriores.

Tabla 2.4.
Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de licencia

Año	Solicitud modificación Resolución	Solicitud modificación Auto de inicio	Autoinicio - solicitud de información adicional	Solicitud información adicional - radicado empresa	Radicación información adicional - Resolución
2006	123 (4.1 meses)	19 (0.6 meses)	37 (1.2 meses)	41 (1.3 meses)	12 (0.5 meses)
2009	129 (4.3 meses)	15 (0.5 meses)	44 (1.4 meses)	42 (1.3 meses)	13 (0.5 meses)
2011	239 (8 meses)	21 (0.7 meses)	135 (4.5 meses)	49 (1.6 meses)	113 (3.7 meses)
2012	405 (13.5 meses)	28 (1 mes)	188 (6.2 meses)	76 (2.5 meses)	187 (6.2 meses)
2013	466 (15.5 meses)	42 (1.4 meses)	145 (4.8 meses)	109 (3.6 meses)	144 (4.8 meses)

Fuente: Cálculos ACP.

Gráfica 2.4.
Tiempo promedio de modificación de licencia ambiental



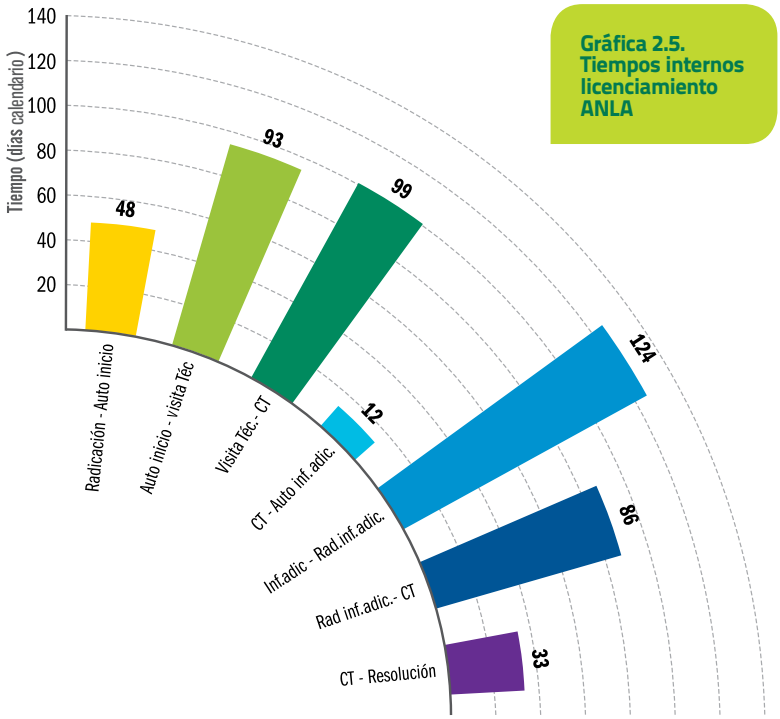
2.4. TIEMPOS DE LAS ETAPAS DE LOS TRÁMITES DE LA ANLA

2.4.1. SOLICITUD DE LICENCIAS AMBIENTALES

A continuación se presentan los tiempos en días calendario para los trámites que se generan dentro del proceso de licenciamiento ambiental para 64 proyectos analizados y a los cuales se les otorgó licencia o modificación de licencia en 2013. Este análisis se generó con los tiempos promedio, basados en la revisión de los expedientes.

- Tiempo promedio entre la radicación de la solicitud y la fecha de generación del Auto de inicio del trámite: 48 días
- Tiempo promedio entre el Auto de inicio del trámite y la realización de la visita técnica: 93 días.
- Tiempo promedio entre la realización de la visita técnica y la elaboración del respectivo concepto técnico: 99 días
- Tiempo promedio entre la elaboración del Concepto Técnico y el Acto administrativo de solicitud de información adicional: 12 días.
- Tiempo promedio entre el acto administrativo de solicitud de información adicional y la de radicación por parte del usuario: 124 días.
- Tiempo entre la radicación de la información adicional por parte del Usuario y la expedición de la respectiva resolución de licencia: 86 días.
- Tiempo promedio entre la elaboración del CT y la Resolución: 33 días.

De los 77 procesos que iniciaron trámite en 2013 se resolvieron cuatro (4) solicitudes de licencia, cuatro (4) modificaciones y 5 PMA. (Planes de Manejo Ambiental). Proyectos contemplados como de transición (Decreto 2820/ 10).



Gráfica 2.5. Tiempos internos licenciamiento ANLA

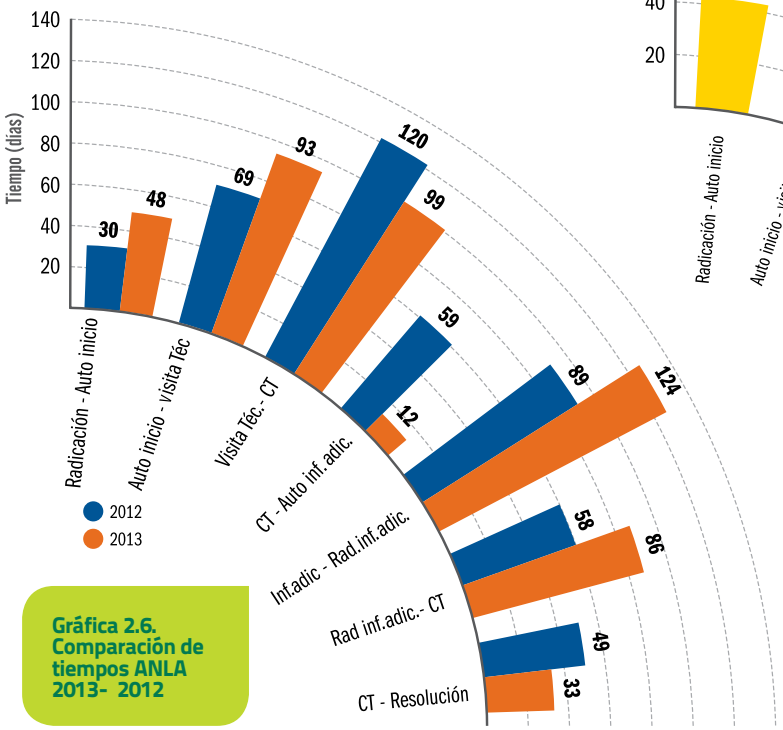
Haciendo una comparación de los tiempos internos que la ANLA demora para sus evaluaciones, se deduce que en 2013 disminuyó el tiempo entre el Auto de inicio y la visita técnica y entre el concepto técnico y la información adicional, pero en las otras etapas aumentó.

2.4.2. SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA

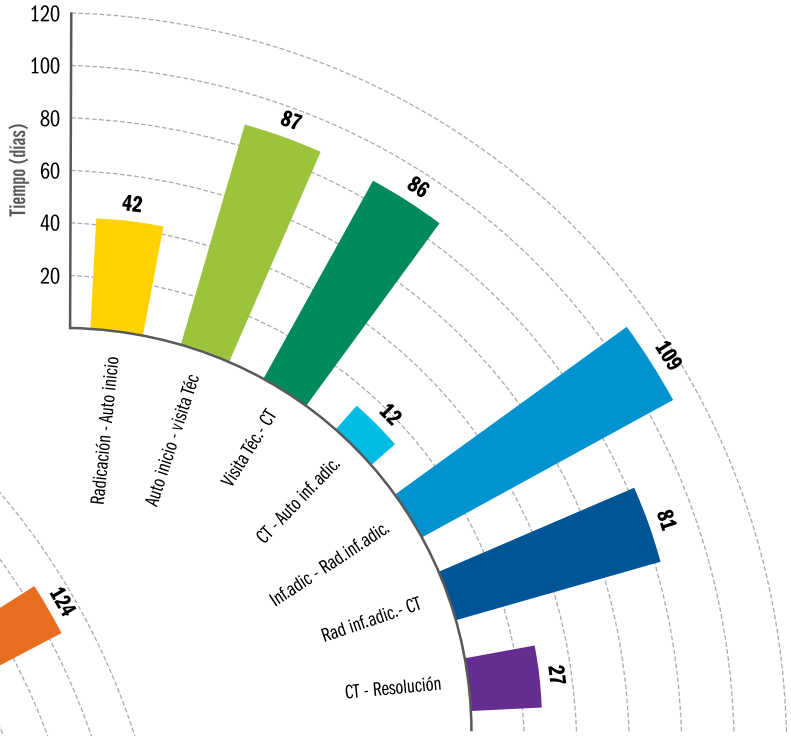
Los tiempos internos de la modificación de licencia son:

- Tiempo promedio entre la radicación de la solicitud y la fecha de generación del Auto de inicio del trámite: 42 días
- Tiempo promedio entre el Auto de inicio del trámite y la realización de la visita técnica: 87 días.
- Tiempo promedio entre la realización de la visita técnica y la elaboración del respectivo concepto técnico: 86 días.
- Tiempo promedio entre la elaboración del concepto técnico y el acto administrativo de solicitud de información adicional: 12 días
- Tiempo promedio entre el acto administrativo de solicitud de información adicional y la de radicación por parte del usuario: 109 días
- Tiempo promedio entre la radicación de la información adicional por parte del usuario y el concepto técnico: 81 días.
- Tiempo promedio entre la elaboración del CT y la resolución: 27 días.

Los puntos críticos dentro del proceso son los relacionados con la realización de la visita técnica y la generación de los conceptos técnicos. El proceso de evaluación a partir del recibo de la información adicional solicitada es uno de los más largos considerando que la autoridad debe pronunciarse de fondo en el proceso de licenciamiento ambiental de los proyectos y se ha agotado la posibilidad de solicitud de nueva información. Por lo tanto este periodo es el más importante por parte de la ANLA para el análisis del otorgamiento o negación de la licencia ambiental del proyecto.

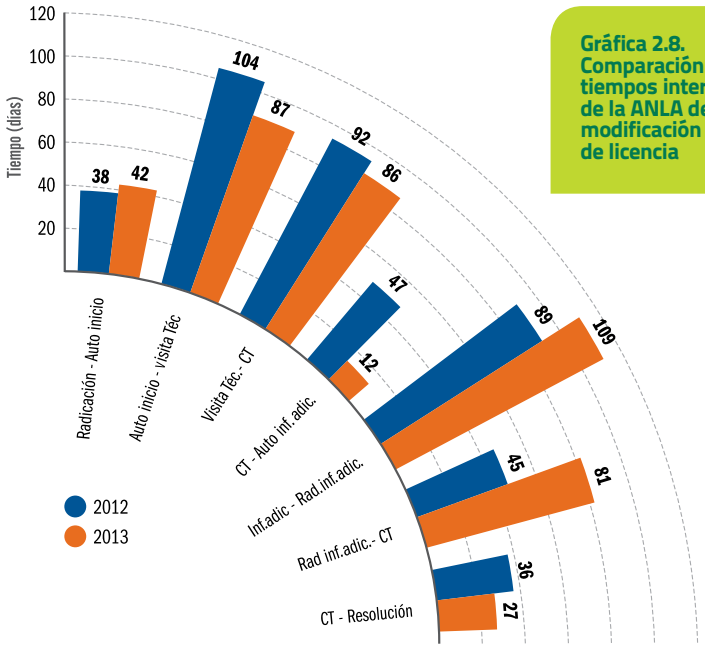


Gráfica 2.6. Comparación de tiempos ANLA 2013- 2012

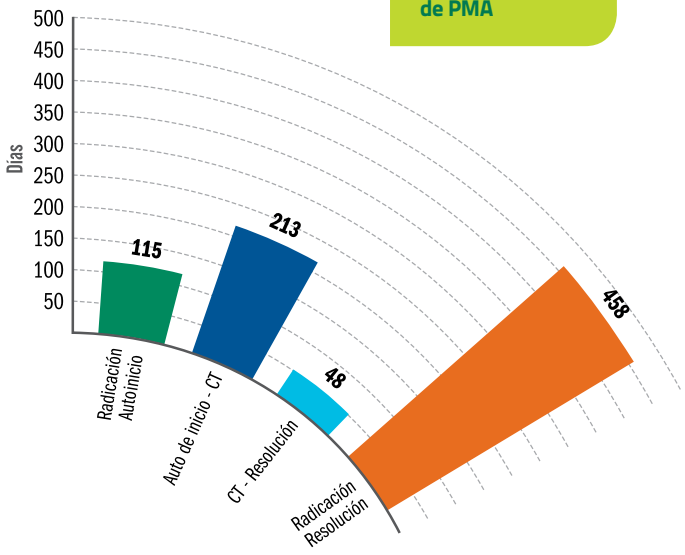


Gráfica 2 7. Tiempos internos Modificación de licencia ANLA

Gráfica 2.8. Comparación de tiempos internos de la ANLA de modificación de licencia



Gráfica 2.10. Tiempos totales de la expedición de PMA

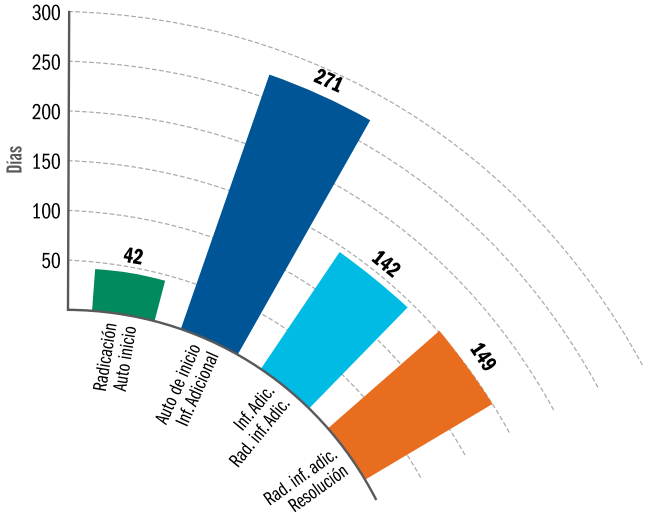


2.4.3. PLANES DE MANEJO AMBIENTAL

La ANLA para la vigencia de 2013, evaluó 16 planes de manejo ambiental. Dicho proceso demoró 286 días. De estos 16 trámites, se les solicitó información adicional a 4 proyectos correspondiente al 25%.

En la siguiente gráfica se muestran los tiempos de la ANLA para los 16 PMA que se resolvieron en 2013.

Gráfica 2. 9. Tiempos de PMA en que se solicitó información adicional



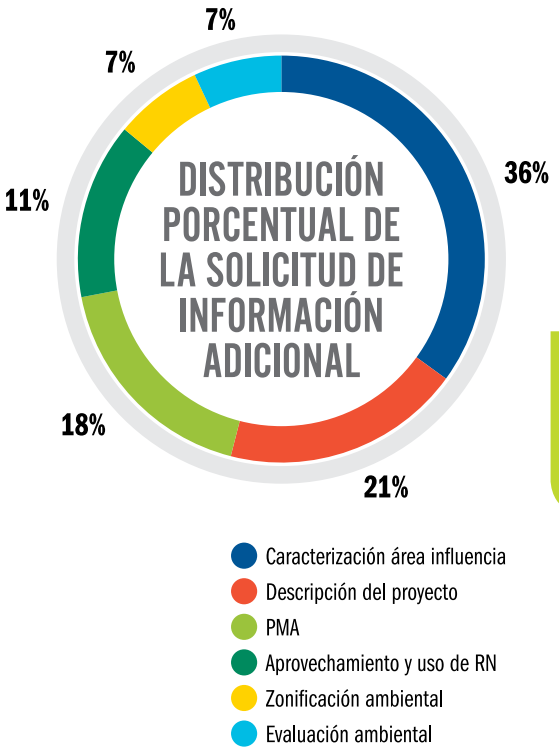
2.5. SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL

La ANLA, en la vigencia del año 2013, emitió 86 pronunciamientos entre licencias, modificaciones de licencias, PMA y DAA. Solicitó información adicional a 47 proyectos, correspondientes a 55% del total. De estos 47 proyectos se revisaron 44 actos administrativos (esta cantidad corresponde a 94%), para el análisis de requerimientos realizados por la autoridad.

Tabla 2.5. Motivos de solicitud de información adicional

Motivo	Totales	Porcentaje
Caracterización área influencia	16	36%
Descripción del proyecto	9	21%
PMA	8	18%
Aprovechamiento y uso de RN	5	11%
Zonificación ambiental	3	7%
Evaluación ambiental	3	7%
Total	44	100%

Fuente: Cálculos ACP.



Gráfica 2.11. Distribución porcentual de la solicitud de información adicional

de gestión); concesión de aguas (usos, usuarios, información sobre cuencas y captación de aguas); aprovechamiento forestal (inventario, volúmenes máximos de aprovechamiento forestal, volumen total por cobertura y actividad); y la ocupación de cauces.

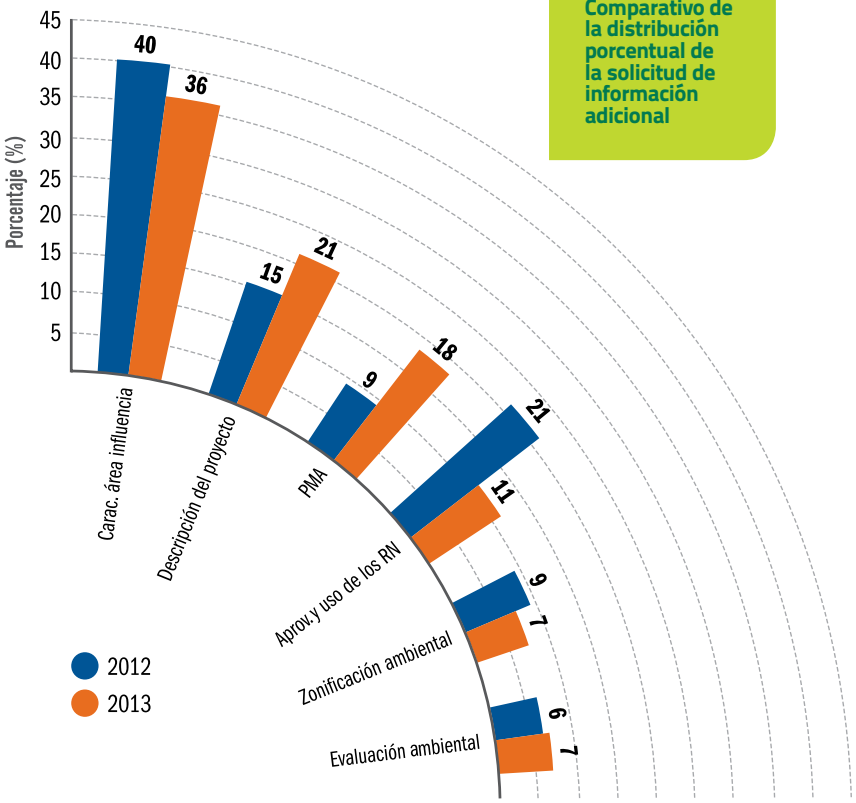
Para la zonificación ambiental por lo general se solicita información de acuerdo con las áreas de influencia y la metodología utilizada. En la evaluación ambiental se solicitan ajustes de acuerdo con el área de influencia directa e indirecta; evaluación con y sin proyecto, así como la evaluación cuantitativa y la metodología propuesta, y en el componente social la evaluación de acuerdo con los lineamientos de participación.

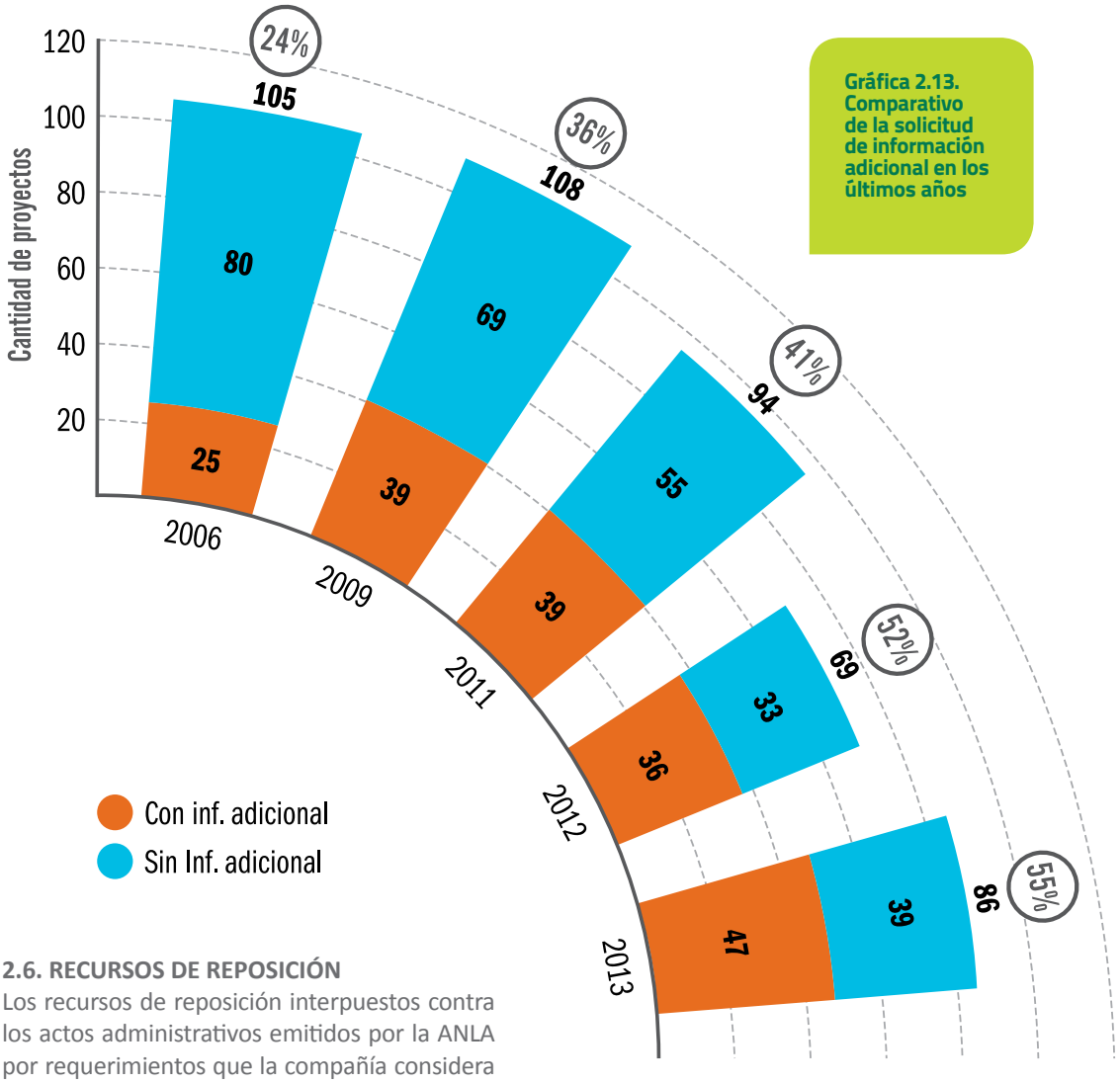
Los motivos principales de solicitud de información adicional fueron: (a) la caracterización del área del proyecto, relacionanda con la definición del área de influencia del mismo, ya que al no existir metodologías claras de su delimitación, se presentaron interpretaciones distintas respecto al medio biótico, abiótico y socioeconómico, por parte de las compañías y la autoridad ambiental; (b) la descripción de las vías de acceso al proyecto tanto nuevas como existentes. requieren información técnica; (c) aclaraciones relacionadas con las facilidades de producción y líneas de flujo.

En los requerimientos del Plan de Manejo ambiental, se solicitaron indicadores medibles, que permitan logros planteados, seguidos por la complementación de los programas y fichas que cumplan con los objetivos de prevenir, mitigar, controlar y compensar los impactos generados en el proyecto.

En la demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales, las principales causas fueron: los permisos de vertimientos (información respecto a infiltración de aguas, riego en las vías, disposición por reinyección, información sobre el modelo y plan

Gráfica 2.12. Comparativo de la distribución porcentual de la solicitud de información adicional





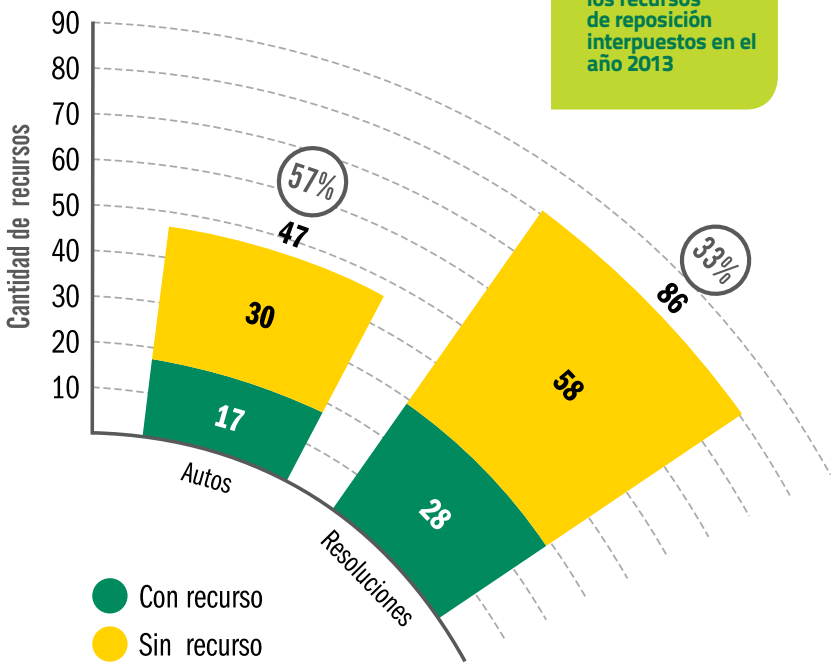
Gráfica 2.13. Comparativo de la solicitud de información adicional en los últimos años

2.6. RECURSOS DE REPOSICIÓN

Los recursos de reposición interpuestos contra los actos administrativos emitidos por la ANLA por requerimientos que la compañía considera que no proceden, para la vigencia del año 2013, corresponden a 45 de 123 actos administrativos (entre resoluciones y autos de requerimiento de información adicional) emitidos por la autoridad para el sector de hidrocarburos, lo cual representa 36.6%. El trámite de respuesta para estos recursos en la vigencia de 2013 tuvo un promedio de 136 días.

De los 45 recursos interpuestos, 28 corresponden a resoluciones otorgadas o negadas para licencia, modificación, establecimiento de PMA y autos de pronunciamiento de DAA, de un total de 86 resoluciones.

Los otros 17 recursos interpuestos contra los 47 autos de solicitud de información adicional que se emitieron en 2013, indican que las compañías tienen solicitudes de aclaraciones respecto a los requerimientos de solicitud de información adicional, y las obligaciones que quedan en las resoluciones porque en algunos casos la información requerida ya se entregó, por los tiempos que solicitan la información, o porque son requerimientos que consideran no se pueden cumplir, que no son obligación, o que restringen significativamente la operación.



Gráfica 2.14. Distribución de los recursos de reposición interpuestos en el año 2013

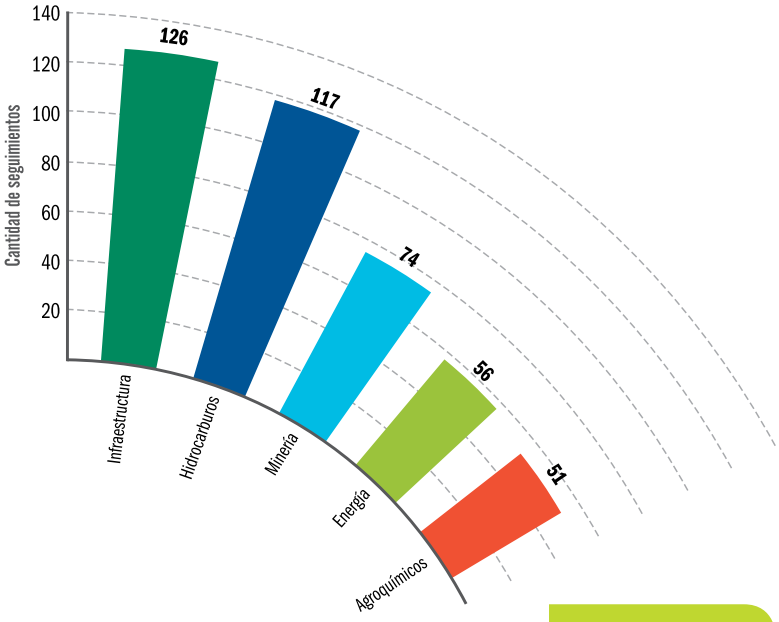


03 SEGUIMIENTO DE LOS PROYECTOS DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Dentro del esquema de seguimiento que adelanta la ANLA como mandato legal, se ejecutan visitas a los proyectos de su competencia. Este proceso de seguimiento evalúa el grado de cumplimiento de las empresas en sus proyectos con relación a los requerimientos o alcances de los planes de manejo ambiental y los requisitos legales que aplican para los proyectos.

3.1. SEGUIMIENTOS POR SECTORES REALIZADOS POR LA ANLA DURANTE EL AÑO 2013

Para 2013 se realizaron 424 visitas técnicas de seguimiento, de las cuales 117 corresponden al sector de hidrocarburos, 126 al sector de infraestructura, 56 al sector de energía, 74 al sector de minería y se realizaron 51 seguimientos al sector de agroquímicos. Estos datos se presentan en la siguiente gráfica.



Gráfica 3.1. Seguimientos por sector realizados por la ANLA en 2013



Iguana (*Iguana iguana*)



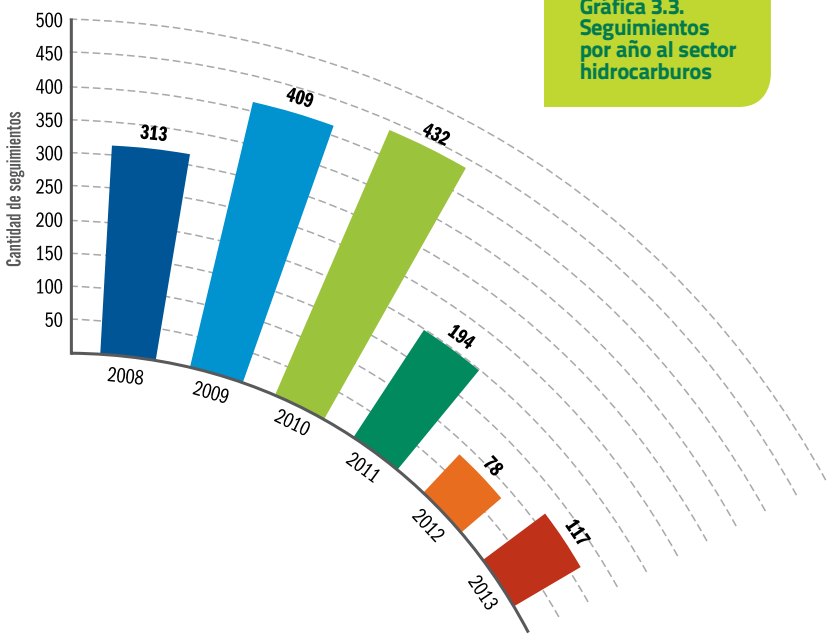
Gráfica 3.2. Porcentaje del seguimiento realizado por la ANLA 2013

En cuanto a actos administrativos que acogen las visitas técnicas de seguimiento se generaron para el sector de hidrocarburos 123 autos, 82 para infraestructura, 38 para minería, 56 para energía y 38 para agroquímicos; para un total de 337 autos de seguimiento. La diferencia se debe a que unas visitas de seguimiento al finalizar el año aún estaban en la elaboración del concepto técnico y en otros casos el concepto no se había acogido mediante el acto administrativo.

3.2. SEGUIMIENTOS AL SECTOR DE HIDROCARBUROS

En el sector de hidrocarburos, la siguiente gráfica hace la comparación de la cantidad de seguimientos que se han realizado en el sector desde 2008, indicando que en los últimos años han sido menos en comparación con los años anteriores, exceptuando 2012.

Gráfica 3.3. Seguimientos por año al sector hidrocarburos

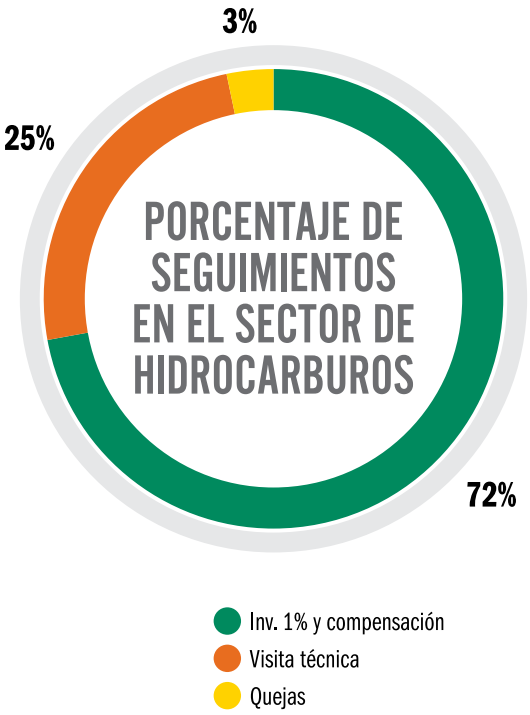


3.2.1. ANÁLISIS DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS DE SEGUIMIENTO

La ANLA reportó que se emitieron 259 actos administrativos (autos) de seguimiento en la vigencia del 2013. Este valor difiere del dato de las visitas técnicas publicadas en el informe de gestión de 2013 porque se acogen conceptos técnicos de visitas realizadas en 2012 y por los seguimientos de tipo documental (sin visita), de obligaciones puntuales a los proyectos como son los de la inversión 1% y de compensación.

De estos 259 actos administrativos se revisaron 246 (95%), de los cuales 178 corresponden al seguimiento documental de la inversión del 1% y compensaciones, los restantes corresponde a 68 autos de seguimiento de proyectos a los que se les realizó visita técnica, de los cuales 8 eran por seguimiento de quejas.

De los 68 actos administrativos a los que se les realizó visita técnica se revisaron los requerimientos y se encontró que seis (6) cumplian con lo propuesto en el estudio de impacto ambiental y los requerimientos de la resolución con que se les otorgó la Licencia ambiental; a los 60 restantes se les realizaron requerimientos.



Gráfica 3.4. Porcentaje de seguimientos en el sector de Hidrocarburos

Los motivos principales de requerimientos en los seguimientos ambientales que atañen al Plan de Manejo Ambiental son principalmente por: no cumplimiento de los programas ambientales y de fichas específicas planteadas en el PMA; realización de monitoreos de aguas superficiales, subterráneas, de aire, residuos sólidos; ejecución de obras que garanticen la prevención de impactos ambientales, como el mantenimiento de vías, canales de riego, piscinas, taludes y actividades de señalización.

En cuanto a la parte documental se hacen requerimientos sobre los soportes fotográficos de las actividades que se realizan en los proyectos, soportes de los permisos de los terceros que realizan los tratamientos de residuos líquidos o sólidos, soportes de los permisos otorgados por las corporaciones, soportes de los pagos de las tasas retributivas, soportes de los informes de las actividades realizadas.

En lo relacionado con la parte socioeconómica se solicita el cumplimiento, informe y monitoreo del Plan de Gestión Social y soportes de participación de la comunidad; en los programas del PMA, las inquietudes, quejas, reclamos por parte de la comunidad, el rediseño de la estrategia de gestión y comunicación, y manejo del patrimonio arqueológico. En el plan de contingencia se requiere la evaluación sobre los derrames y/o contingencias presentadas en los proyectos, soportes sobre la socialización del PDC, simulacros en el área de influencia del proyecto y actualización del PDC.

Respecto al plan de inversión y compensación del 1%, el principal requerimiento es el monto de la inversión y los programas de inversión, informes de avance realizadas con la inversión del 1%, cumplimiento de las obligaciones adquiridas con el 1% como capacitaciones, programas de reforestación, entre otros.

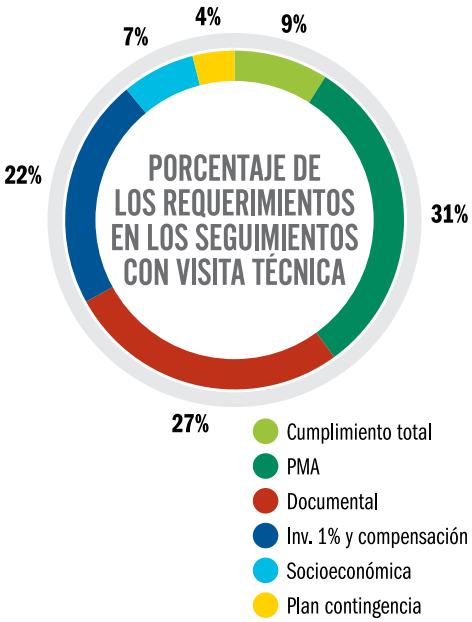
Tabla 3.1. Requerimientos en los seguimientos con visita técnica

Motivo	Cantidad
Cumplimiento total	6
PMA	21
Documental	18
Inv. 1% y compensación	15
Socioeconómica	5
Plan contingencia	3
Total	68

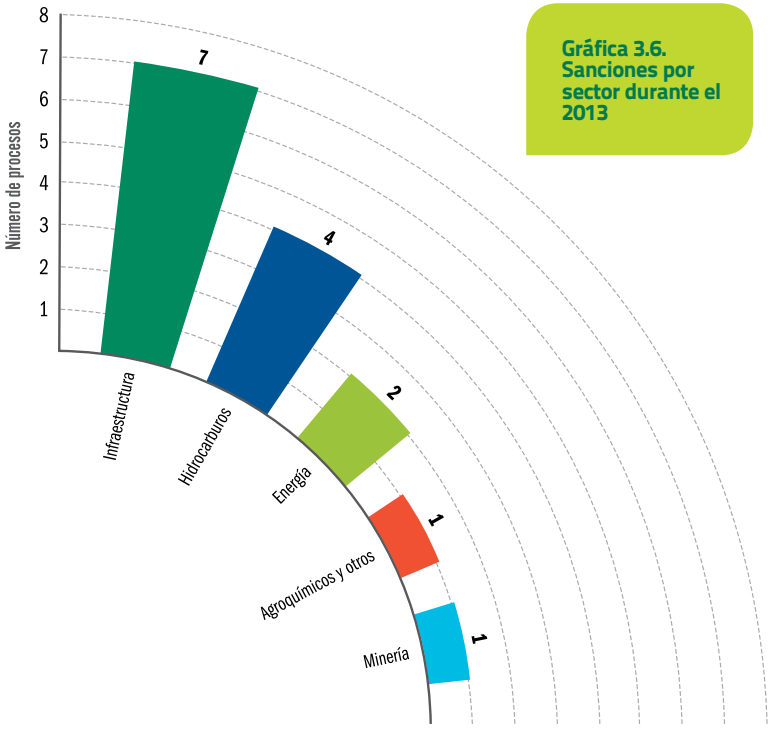
Fuente: Expedientes ANLA. Cálculos ACP.

La información relacionanda con seguimientos fue suministrada por la ANLA. Se tuvieron en cuenta dos fuentes diferentes: (a) el reporte de gestión en el que se indican las visitas técnicas realizadas en 2013 y los actos administrativos acogidos en el mismo año, y (b) directamente de la ANLA, en los que se indicó el número total de actos administrativos emitidos en el año (con y sin visita).

Gráfica 3.5. Porcentaje de los requerimientos en los seguimientos con visita técnica.



Gráfica 3.6. Sanciones por sector durante el 2013



3.3. INVESTIGACIONES Y PROCESOS SANCIONATORIOS

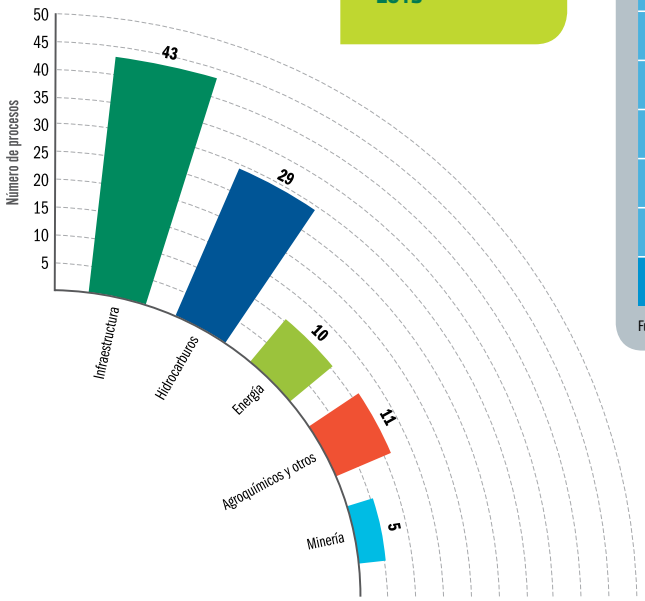
Este análisis contempla los procesos abiertos por la ANLA para la vigencia de 2013 a todos los sectores. Según la *Gaceta Ambiental*, se reportan 98 aperturas de investigación y 15 procesos sancionatorios, distribuidos así:

Tabla 3.2. Cantidades de sanciones para el sector de hidrocarburos durante el periodo 2007 al 2013

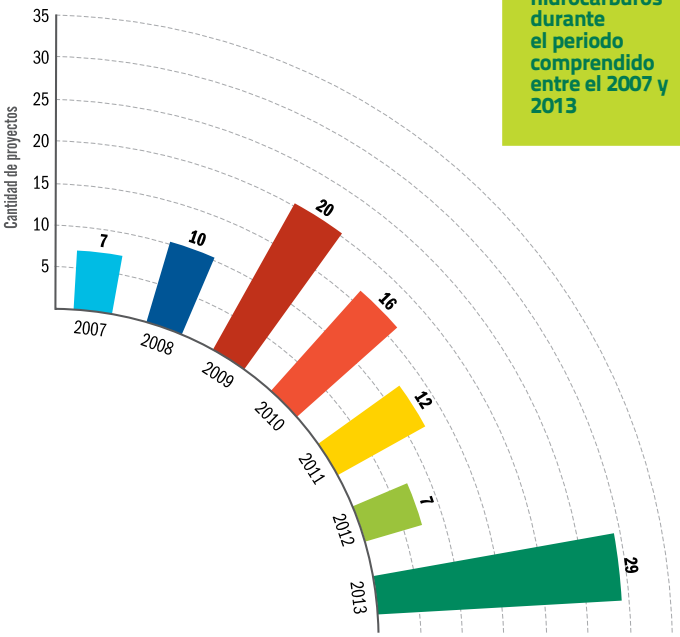
Año	Total seguimientos	Apertura de Investigación	Sancionados
2007	131	7	3
2008	122	10	2
2009	409	20	13
2010	432	16	10
2011	194	12	10
2012	78	7	5
2013	117	29	4
Total	1483	101	47

Fuente: Fuente: Cálculos ACP.

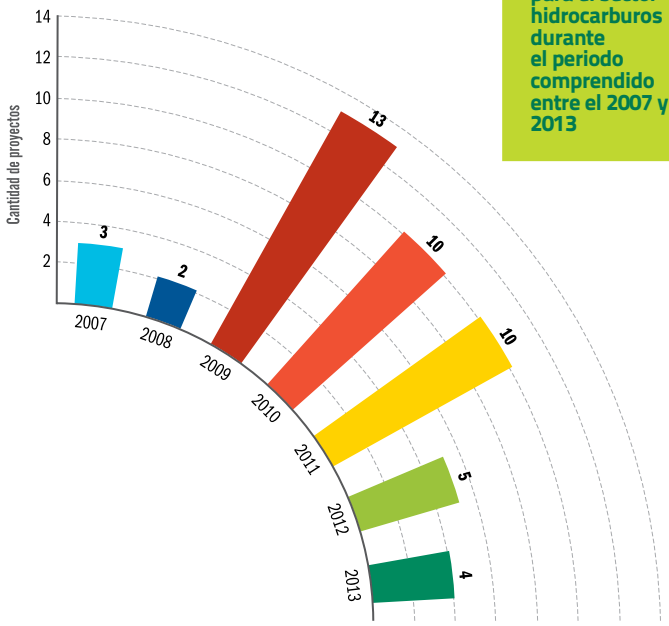
Gráfica 3.7. Aperturas de investigación por sector durante el 2013



Gráfica 3.8. Investigaciones para el sector hidrocarburos durante el periodo comprendido entre el 2007 y 2013



Gráfica 3.9. Sanciones para el sector hidrocarburos durante el periodo comprendido entre el 2007 y 2013

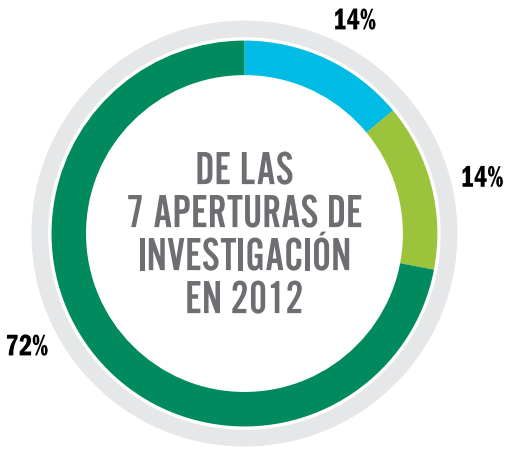


Entre 2009 y 2012 se presentó una disminución de las investigaciones y sanciones para el sector de hidrocarburos. Esta tendencia cambió radicalmente para el 2013 con un crecimiento importante de aperturas de investigación.

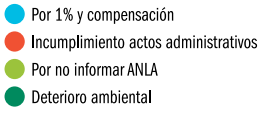
Las principales causas fueron:

- Iniciar actividades sin solicitar el pronunciamiento por parte de la autoridad ambiental, y determinar, por ejemplo, si requería o no modificación de la licencia ambiental.
- El incumplimiento de la inversión del 1% y la compensación forestal
- El incumplimiento a los actos administrativos, obligaciones en las resoluciones o autos realizados por la autoridad ambiental, entre ellos el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental.
- Deterioro ambiental: principalmente por afectación al recurso hídrico y/suelo.

En las gráficas se presenta la distribución porcentual de causas para los años 2012 y 2013.



Gráfica 3.10. Distribución porcentual de las aperturas de investigación 2012- 2013

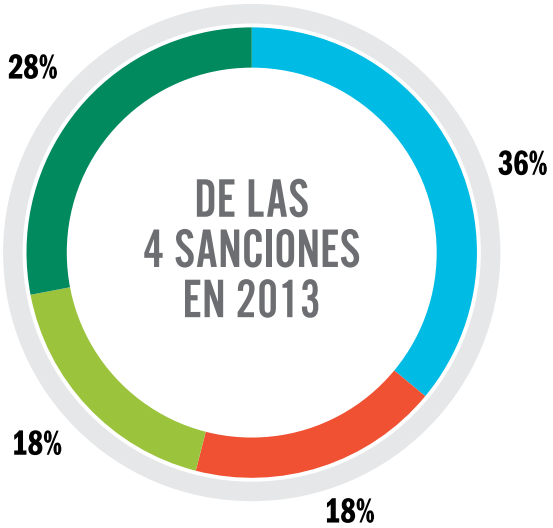




Es importante aclarar que las sanciones no corresponden al mismo año de la apertura de investigación; por lo general esta se realiza en años anteriores; a las correspondientes a 2013 que fueron cuatro (4), se le realizó apertura de investigación a tres (3) de ellas en 2010 y a una (1) en 2011.



Gráfica 3.11. Distribución porcentual de las sanciones para los años 2012 y 2013



En el sector de hidrocarburos en el periodo comprendido entre los años 2007 a 2013 se realizaron en total 101 aperturas de investigación y 47 sanciones, de un total de 1483 seguimientos. La cantidad de sanciones y aperturas de investigación son bajas comparadas con el número de seguimientos realizados, lo que indica que el sector cumple con los requerimientos solicitados por la autoridad y con los planes de manejo propuestos.

Gráfica 3.12. Porcentaje de sanciones y aperturas de investigación en el periodo 2007-2013



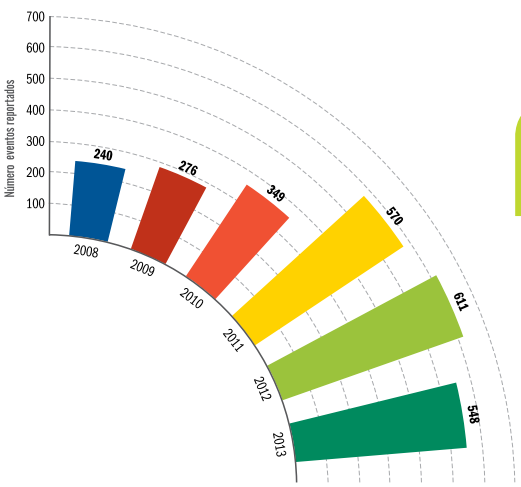


04 DERRAMES

Para el sector de Hidrocarburos, la etapa del *Midstream* en la cadena productiva es fundamental ya que es el conector que permite evacuar el petróleo y gas de los campos de producción hacia las refinerías y puertos de comercialización. Este transporte se realiza empleando principalmente ductos y carrotanques.

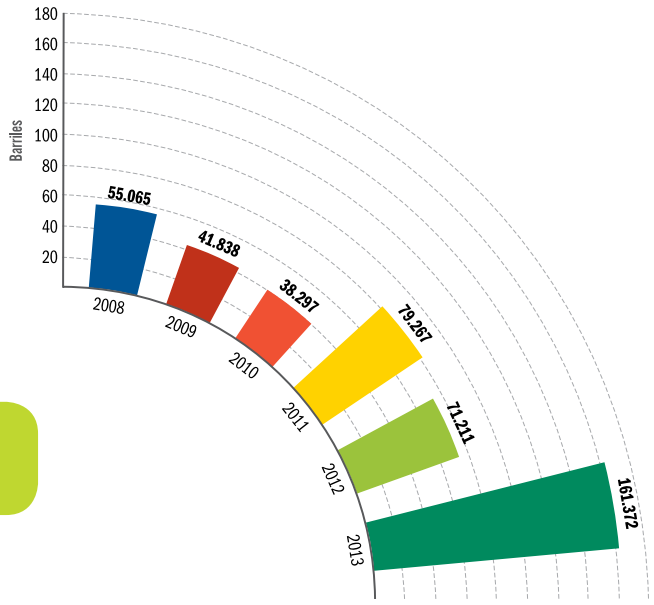
A continuación se cuantifican los reportes que presentó el sector en 2013.

La siguiente gráfica presenta los volúmenes derramados en los últimos años. Para 2013 se da un incremento en los barriles derramados de crudo.



Gráfica 4.1. Reportes de derrames

Las causas de los principales derrames se deben a: atentados de grupos armados al margen de la ley, fallas operativas, sucesos naturales y volcamiento de carrotanques.

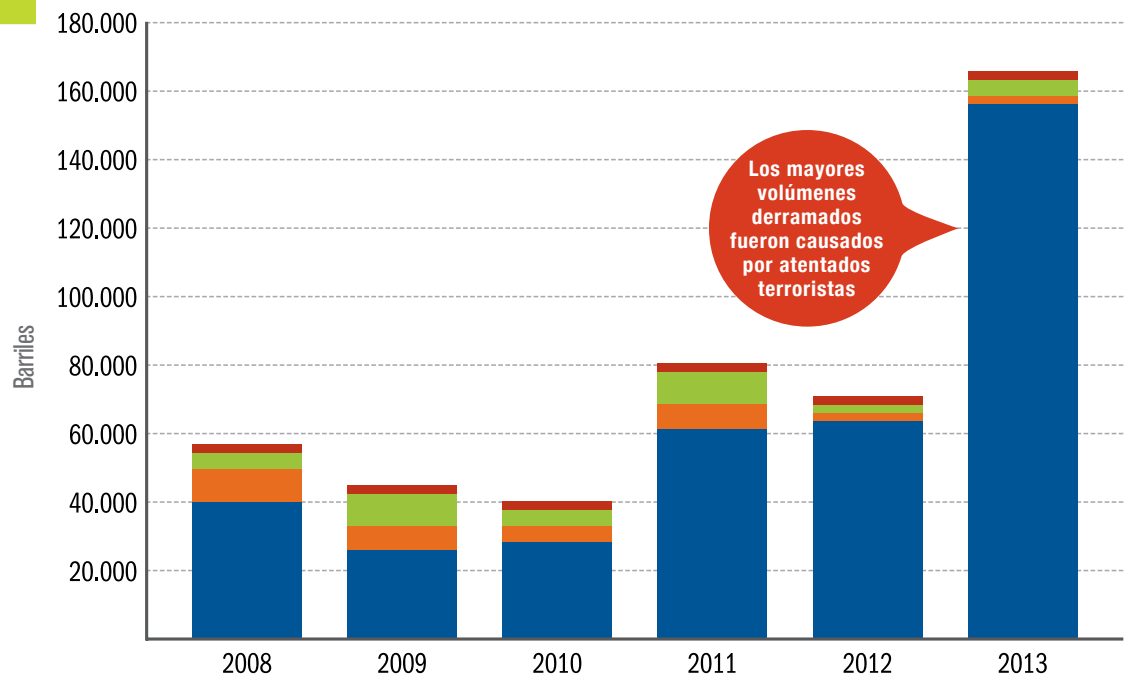


Gráfica 4.2. Cantidad de crudo derramado

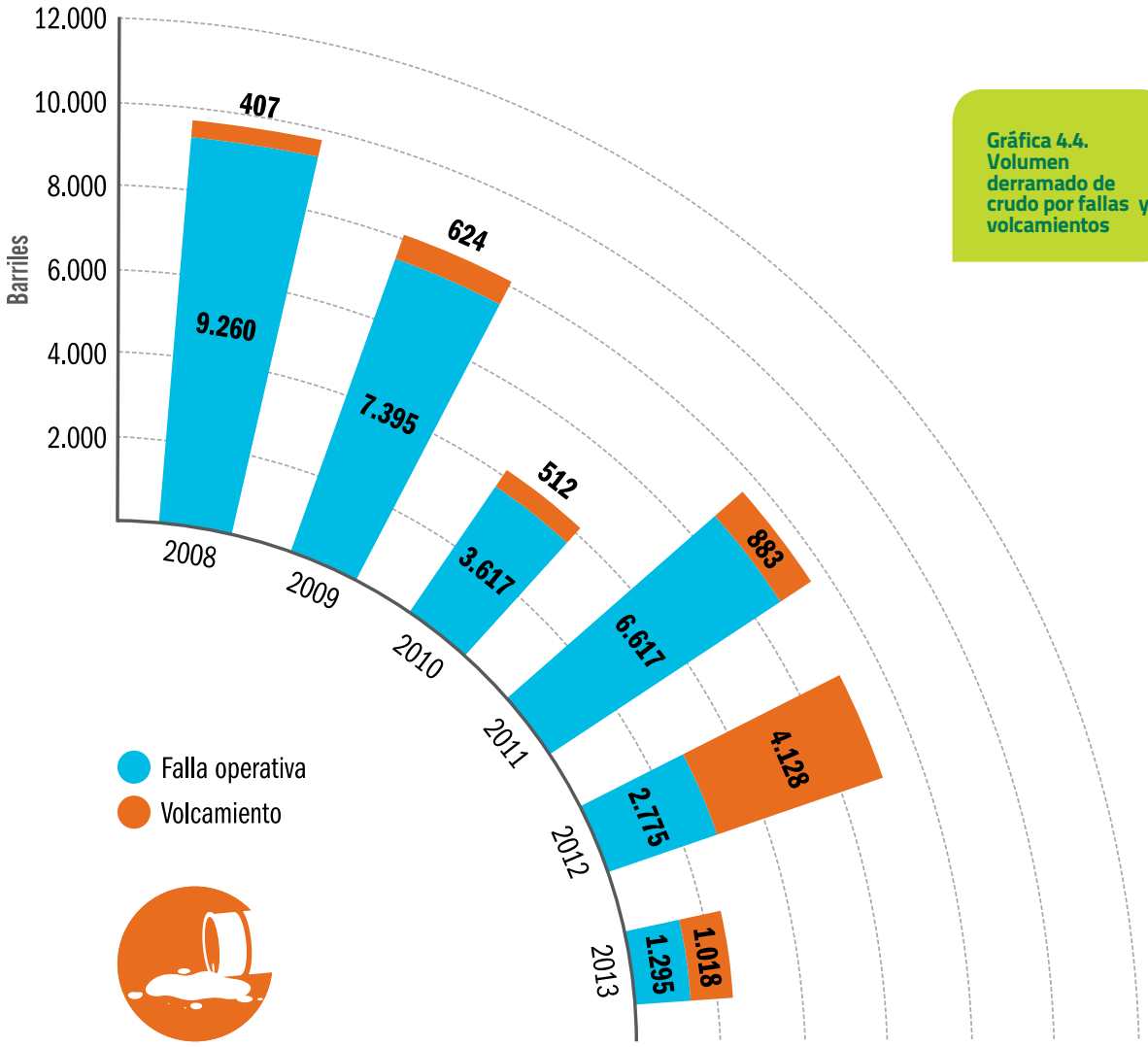


Oleoducto de los Llanos, Meta

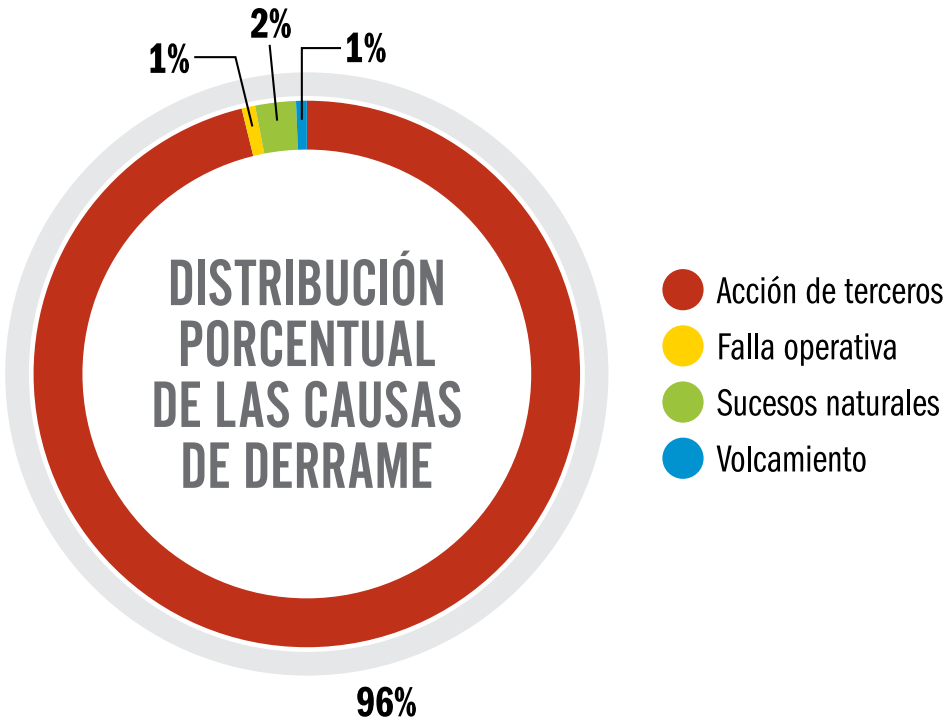
Gráfica 4.3. Causas y volumen derramado de crudo



	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Volcamiento	407	624	512	883	4.128	1.018
Falla operativa	9.260	7.395	3.617	6.617	2.775	1.295
Sucesos naturales	4.687	7.303	5.600	9.687	1.672	3.876
Atentados terroristas	40.814	26.517	28.568	62.079	62.636	155.183



Gráfica 4.4. Volumen derramado de crudo por fallas y volcamientos

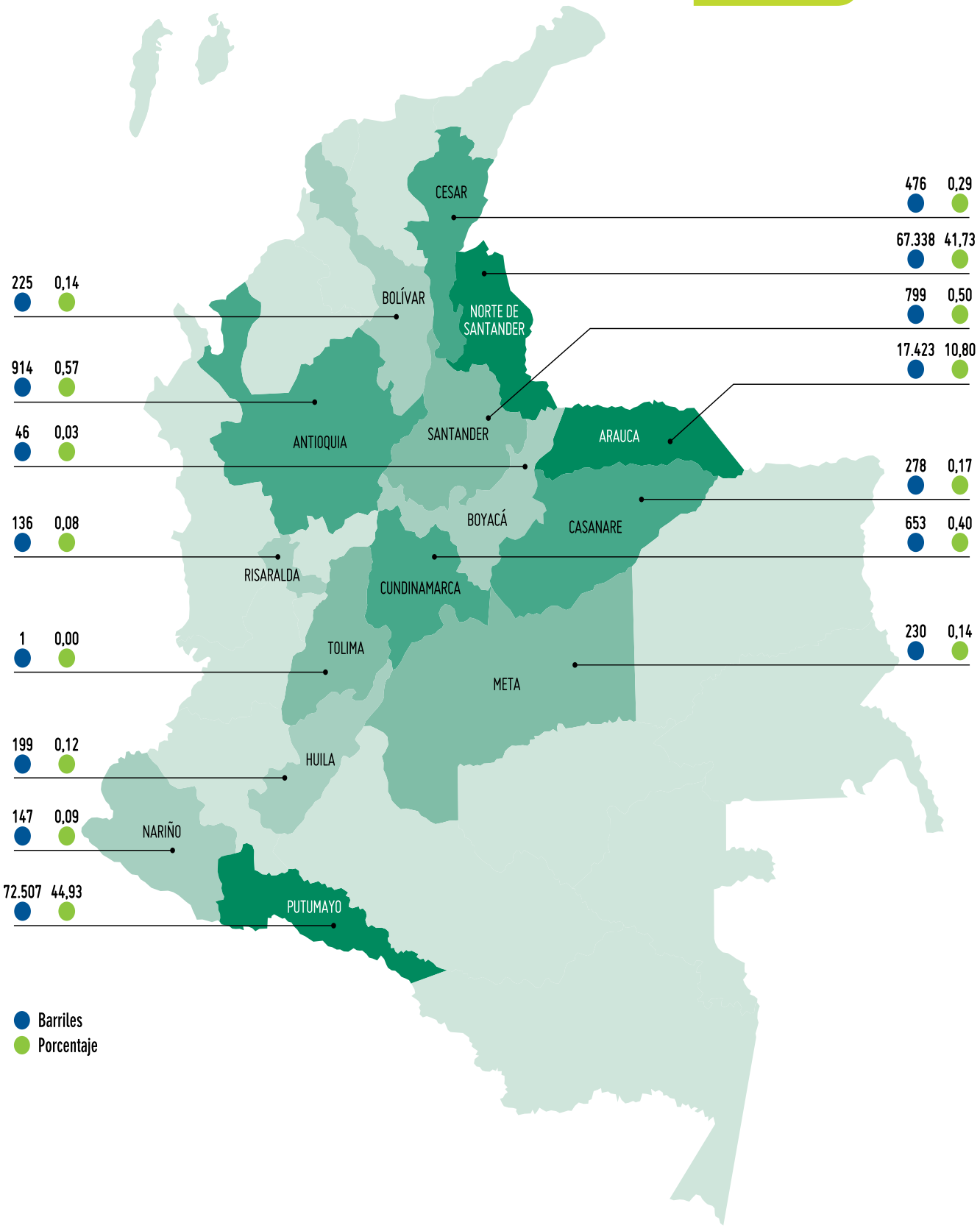


Gráfica 4.5. Distribución porcentual del total de derrames en 2013

4.1. VOLUMEN DERRAMADO POR DEPARTAMENTO

En 2013 se registraron los mayores volúmenes de crudo derramado en los departamentos de Norte de Santander y Putumayo con 41.7% y 44.9% respectivamente, seguidos por Arauca con 10.8%.

Gráfica 4.6. Volumen derramado de crudo por departamento

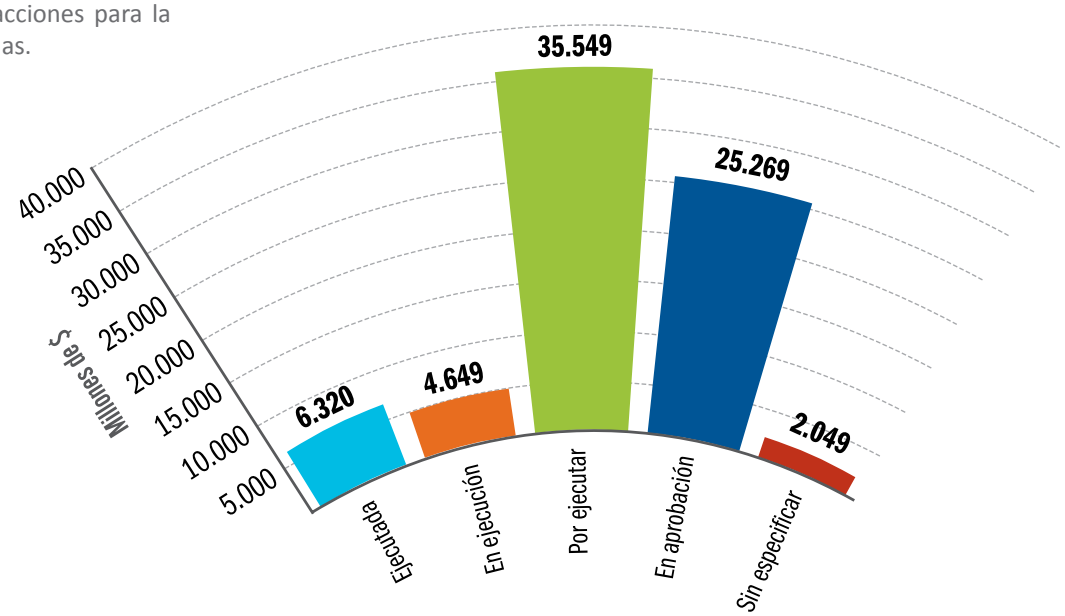




05 INVERSIÓN DE 1% Y COMPENSACIONES

La inversión de 1% y compensaciones son obligaciones que establece la autoridad ambiental por el uso y aprovechamiento del recurso hídrico y el área intervenida para el desarrollo de cualquier proyecto petrolero. Estas obligaciones se compensan con inversiones monetarias para el desarrollo de actividades de preservación y conservación de las fuentes hídricas y la reforestación o acciones para la protección de áreas intervenidas.

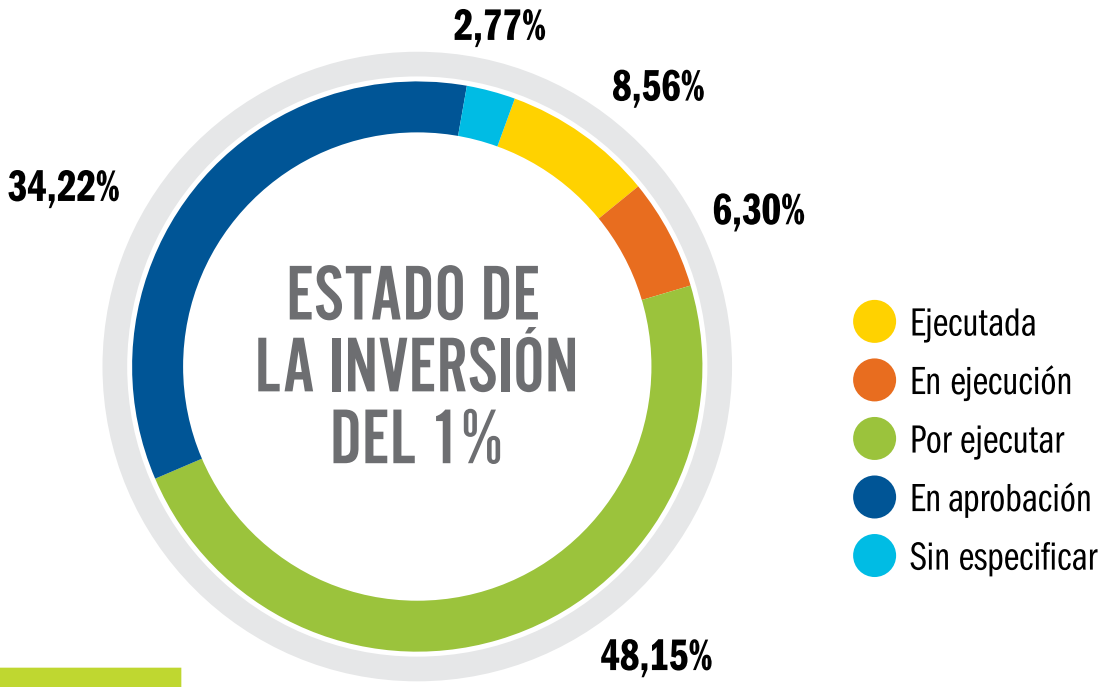
Teniendo en cuenta lo anterior, el total de la obligación de la inversión de 1% del sector de hidrocarburos en 2013 corresponde a la suma de $ 73.835.604.662 moneda corriente.



Gráfica 5.1. Estado de inversión de 1% acumulada al año 2013



Río Cravo Sur, Casanare |



Gráfica 5.2. Valor porcentual del estado de la inversión de 1%

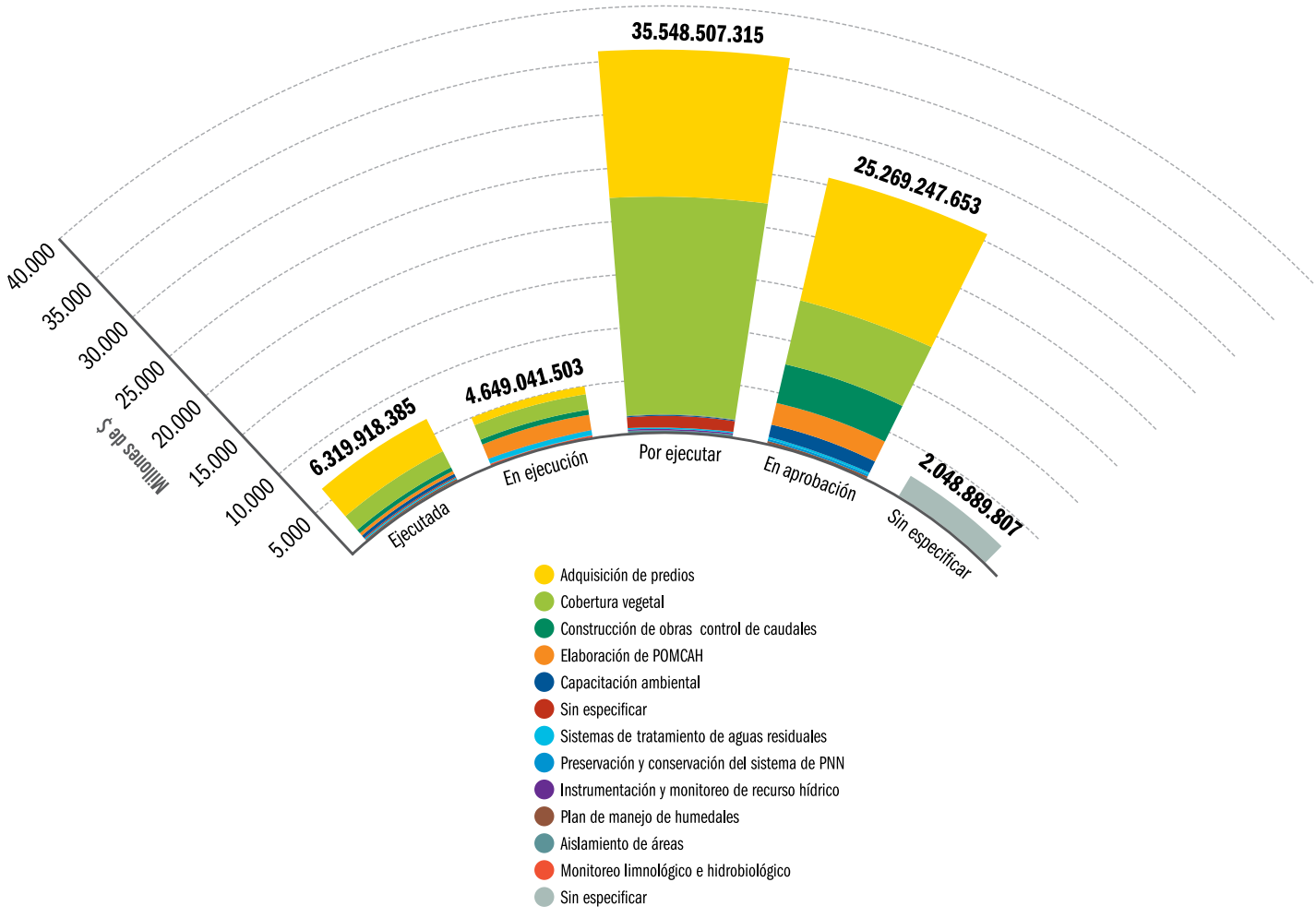
80% del monto de la inversión d el 1% se encuentra pendiente de ejecutar en actividades que beneficien el ambiente.

Tabla 5.1. Estado de la inversión de 1% y actividades asociadas

Actividad	Ejecutado	En ejecución	Por ejecutar	En aprobación	Sin especificar	Total ($)
Cobertura vegetal	1.685'638.398	1.459'388.210	20.373'599.252	6.136'467.059		29.655'092.919
Adquisición de predios	3.387'427.939	734'946.500	13.702'913.774	11.711'051.683		29.536'339.895
Construcción de obras control de caudales	380'000.000	471'732.317	23'800.000	3.700'349.287		4.575'881.604
Elaboración de POMCAH	279'094.631	1.453'162.708	27'095.758	2.067'753.097		3.827'106.194
Capacitación ambiental	309'327.122	11'000.000	113'987.199	1.168'389.944		1.602'704.265
Sin especificar	95'098.036		978'951.280			1.074'049.316
Sistemas de tratamiento de aguas residuales	142'076.818	455'571.861	157'022.325	189'390.856		944'061.860
Preservación y conservación del sistema de PNN				214'623.675		214'623.675
Instrumentación y monitoreo del recurso hídrico			123'276.000			123'276.000
Plan de manejo de humedales	41'255.441			81'222.052		122'477.493
Aislamiento de áreas		29'039.907	47'861.727			76'901.634
Monitoreo limnológico e hidrobiológico		34'200.000				34'200.000
Sin especificar					2.048'889.807	2.048'889.807
Total	6.319'918.385	4.649'041.503	35.548'507.315	25.269'247.653	2.048'889.807	73.835'604.663

Fuente: Datos Compañías Asociadas - Cálculos ACP.

Gráfica 5.3. Distribución de la inversión de 1% y actividades asociadas

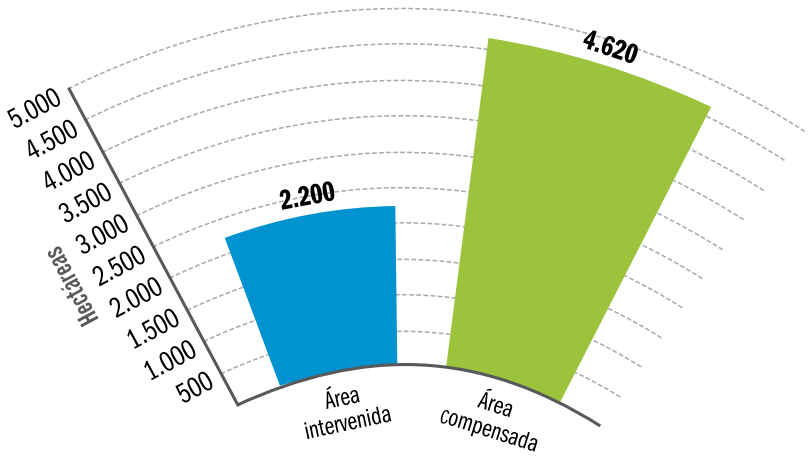


5.1. ÁREAS INTERVENIDAS Y ÁREAS COMPENSADAS

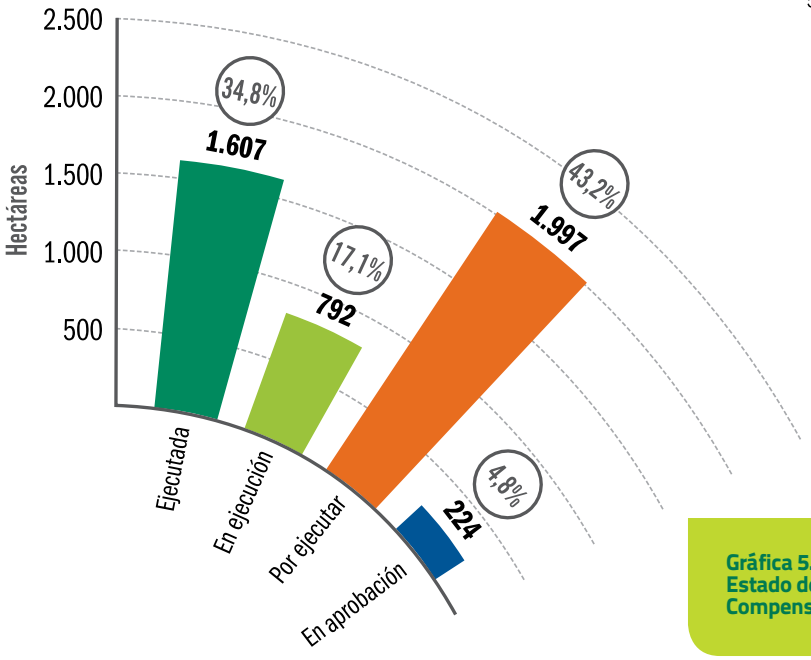
Relación entre las áreas intervenidas y las áreas compensadas en el desarrollo de los proyectos petroleros.

Se evidencia una compensación de cerca de 2.1 veces las áreas intervenidas, lo cual indica que las áreas compensadas por las actividades petroleras son mayores que las intervenidas.

Considerando que la tasa de deforestación reportada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible- IDEAM es de 147.946 Ha/anuales, las áreas intervenidas por las operadoras representan solamente el 1.49% del total.

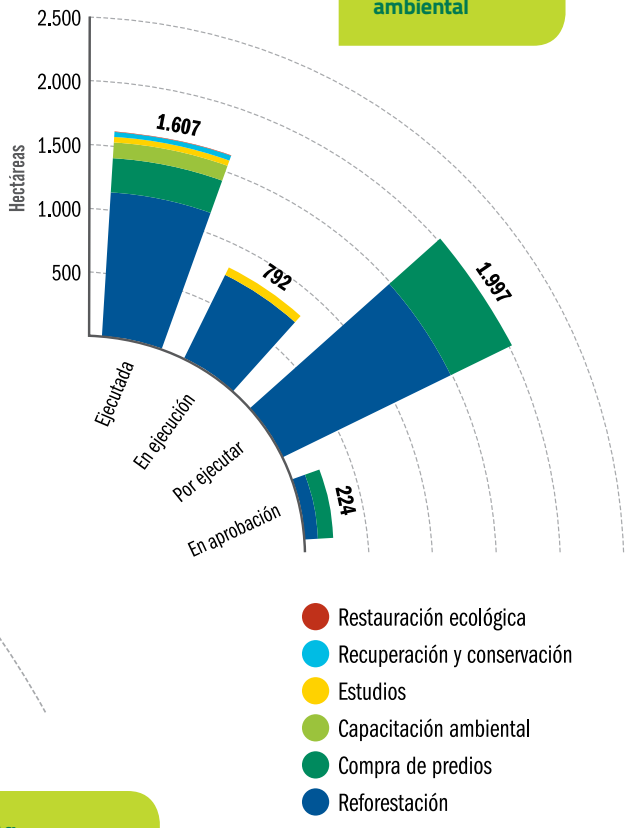


Gráfica 5.4. Relación de la intervención vs. la compensación



Gráfica 5.5. Estado de la Compensación

Gráfica 5.6. Actividades destinadas para compensación ambiental



Actividad	Ejecutado	En ejecución	Por ejecutar	En aprobación	Total (Ha)
Reforestación	1.130	725	1.462	104	3.421
Compra de predios	269		535	120	924
Capacitación ambiental	122				122
Estudios	45	67			112
Recuperación y conservación	37				37
Restauración ecológica	4				4
Total	1.607	792	1.997	224	4.620

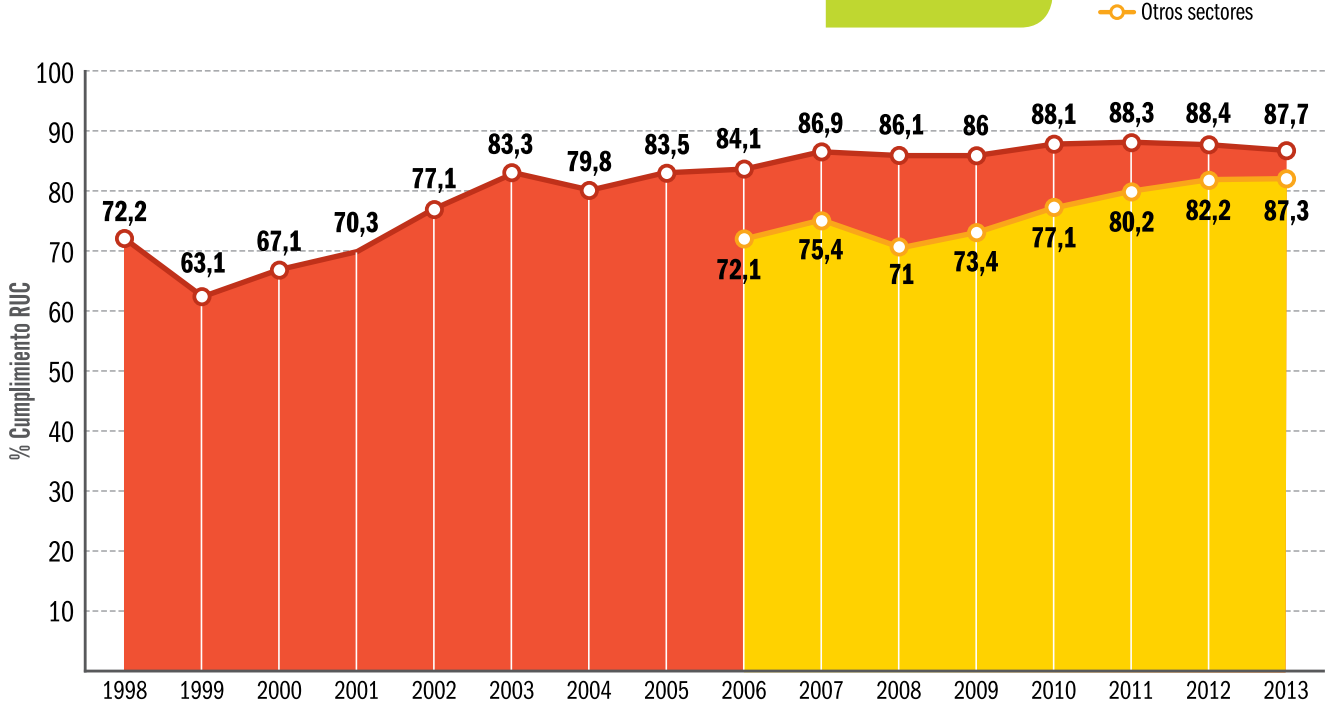
Tabla 5.2. Actividades destinadas a la compensación ambiental



06 INDICADORES DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

Este capítulo presenta los principales indicadores de desempeño en salud y seguridad en el trabajo para el sector de hidrocarburos, comparando los resultados entre los sectores productivos.

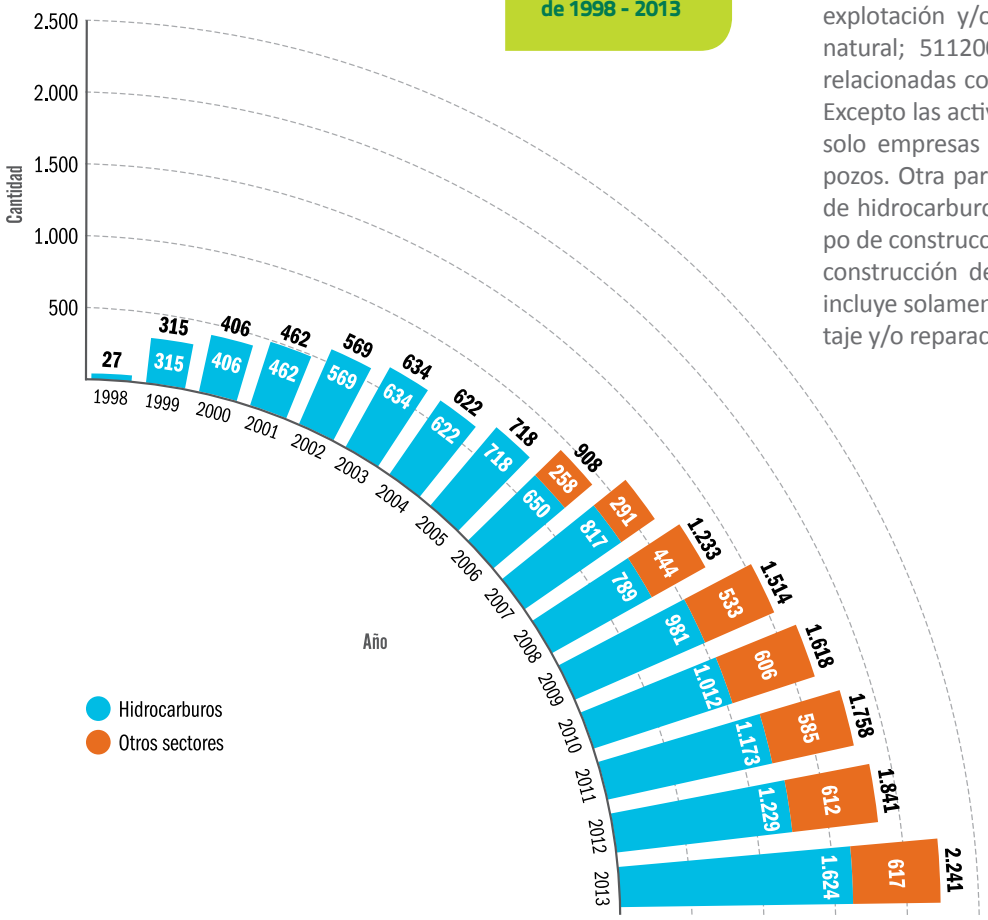
Gráfica 6.1. Línea de tiempo de niveles de cumplimiento promedio del RUC





Instalación de equipos de producción

Gráfica 6.2. Auditorías realizadas por el CCS en el periodo de 1998 - 2013



6.1. SECTORES ANALIZADOS

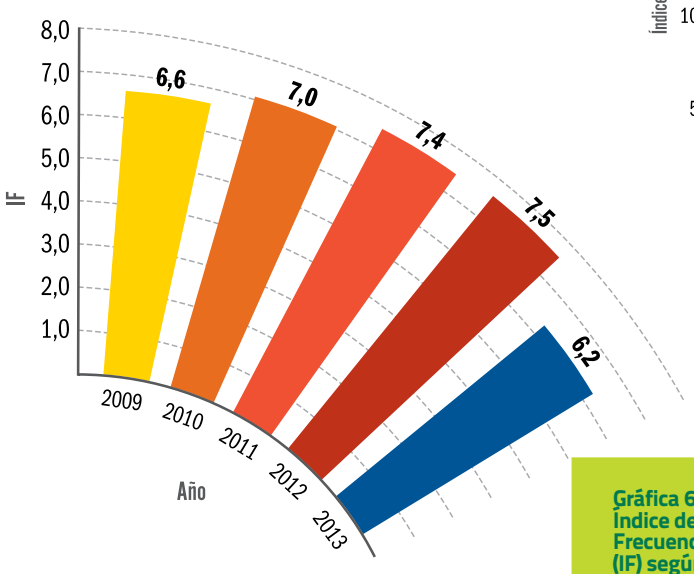
Dentro de las estadísticas de FASECOLDA la actividad de hidrocarburos se encuentra dentro del grupo de minas y canteras en los siguientes códigos CIIU: 5111001, que corresponde a empresas que adelantan extracción de petróleo crudo y gas natural incluyendo exploración, explotación y/o refinación de petróleo y gas natural; 5112001-A, actividades de servicios relacionadas con extracción de petróleo y gas. Excepto las actividades de prospección, incluye solo empresas dedicadas a la perforación de pozos. Otra parte de las actividades del sector de hidrocarburos se encuentra dentro del grupo de construcción, en el código CIIU 5453002: construcción de obras de ingeniería civil que incluye solamente empresas dedicadas al montaje y/o reparación de oleoductos.

Los demás grupos involucrados en este análisis son: eléctrico, con las actividades CIIU 3403001 con suministro de vapor y agua caliente; CIIU 4401001, generación, captación y distribución de energía eléctrica; CIIU 4402001-A, distribución de combustibles gaseosos y tuberías; Por su parte, el grupo de la construcción involucra las actividades CIIU 5451101 con trabajos de demolición para construcción de edificaciones; CIIU 5452102, construcción edificaciones para uso residencial; CIIU 5452201, con construcción edificaciones para uso no residencial; 5454101, Instalaciones hidráulicas y trabajos conexos; el grupo de minas y canteras en actividades CIIU 5101001, extracción y aglomeración de hulla; 5120001, extracción de minería de uranio; 5131001, extracción de mineral hierro o hierro sintetizados; 5141101, extracción de piedra, arena y arcillas comunes; y el grupo de total nacional representa todos los grupos del país.
Los anteriores grupos, de acuerdo con el código CIIU acogidos por el DANE en el país, se denominan como sectores en este informe y hacen referencia al sector hidrocarburos, eléctrico, construcción y minería.

6.2. ÍNDICE DE FRECUENCIA

El índice de frecuencia mide la cantidad de accidentes por cada determinado número de horas de trabajo. Este estudio se calculó con base en la estadística que presenta Fasecolda*.
En la gráfica se observa una tendencia al aumento del índice que se logró cambiar en el 2013, con un valor menor para toda la serie del Índice de Frecuencia Analizada. Para 2013 por cada 200.000 horas de trabajo ocurrieron 6,2 accidentes de trabajo. Este índice no califica la gravedad de dichos accidentes.

* La estadística nacional de Fasecolda no contempla el IS. Para 2013 no se han emitido los resultados oficiales.



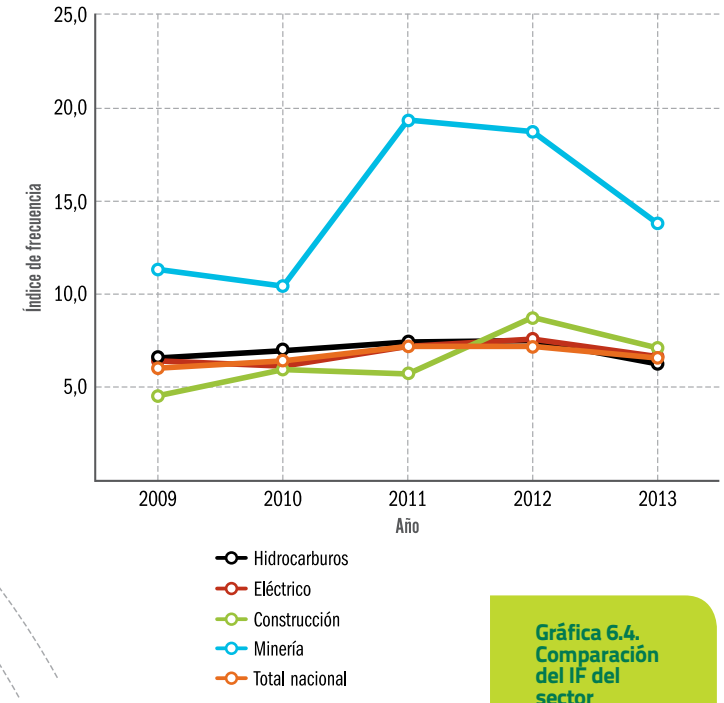
Gráfica 6.3. Índice de Frecuencia (IF) según Fasecolda

En los años anteriores a 2013, se presentó un leve incremento de este índice, atribuible, entre varias causas, al aumento de trabajadores que han sido incorporados por el sector, con lo que se genera mayores horas-hombre de trabajo y por consiguiente mayor posibilidad de accidentes laborales. La disminución en la frecuencia de accidentes y enfermedades laborales responde a las estrategias que diseñan e implementan las compañías, las inspecciones de seguridad planeadas, los programas de formación, capacitación y acreditación del personal con el fin de garantizar sus competencias para el desarrollo de las labores propias de cada cargo o función, los programas de vigilancia epidemiológica; entre otros.

Tabla 6.1. Comparación del Índice de Frecuencia (IF) del sector de hidrocarburos vs. otros sectores. Estadística fasecolda

Año	Hidrocarburos	Eléctrico	Construcción	Minería	Total nacional
2009	6,6	6,5	4,6	11,3	6,0
2010	7,0	6,1	5,9	10,4	6,4
2011	7,4	7,2	5,7	19,3	7,2
2012	7,5	7,6	8,8	18,7	7,2
2013	6,2	6,7	7,1	13,8	6,6

Fuente: Fasecolda. 2014.

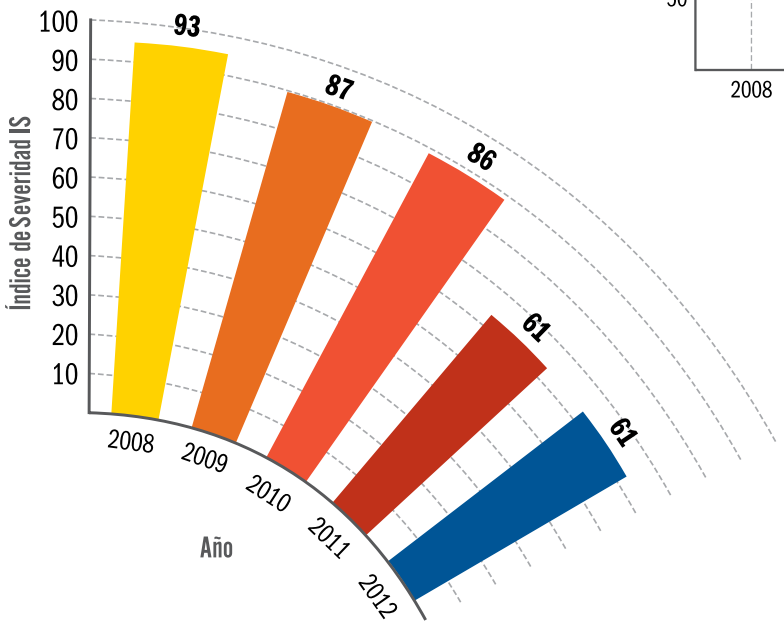


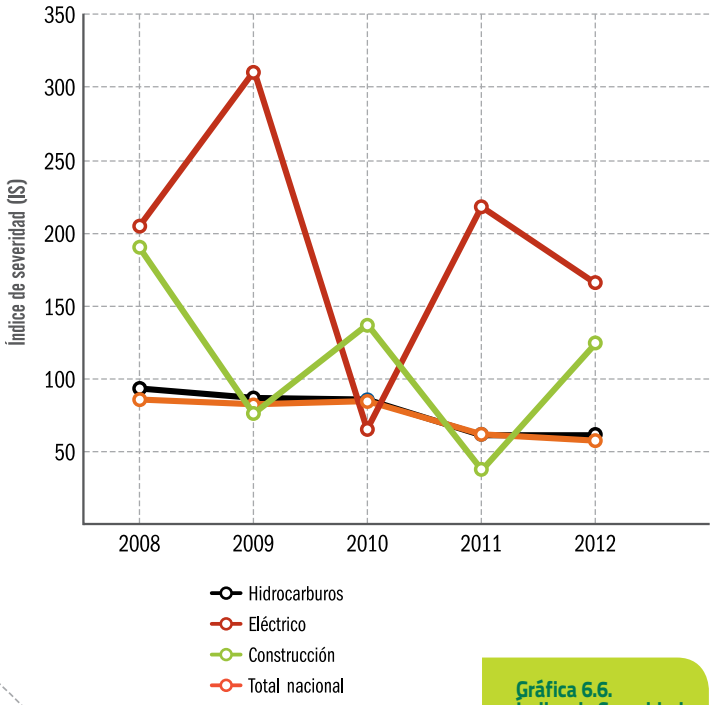
Gráfica 6.4. Comparación del IF del sector hidrocarburos con otros sectores

6.3. ÍNDICE DE SEVERIDAD (IS)

El índice de Severidad relaciona la cantidad de días de trabajo perdidos por la incapacidad generada a causa de accidentes laborales en una determinada cantidad de horas trabajadas.

Gráfica 6.5. Índice de Severidad según CCS





Gráfica 6.6. Índice de Severidad para el sector de hidrocarburos y otros sectores según datos del CCS

El sector de hidrocarburos presenta una disminución constante y estabilidad en la curva de gestión respecto de los demás sectores.

6.4. ÍNDICE DE LESIÓN INCAPACITANTE (ILI)

El índice de lesión incapacitante, relaciona el Índice de Frecuencia (IF) y el Índice de Severidad (IS); es decir, integra la cantidad de accidentes y los días de incapacidad generados a causa de la ocurrencia de los mismos.

Se analiza en este estudio a través de la estadística que presenta directamente el Consejo Colombiano de Seguridad. Fasecolda no reporta índice de Severidad ya que no presenta estadísticas de los días de incapacidad generados por los accidentes. El CCS no dispone información del año 2013 de este indicador.

De acuerdo con lo reportado por el CCS en la información de accidentalidad obtenida en las auditorias del RUC, se puede observar que en el periodo de 2008 a 2012, en promedio, se perdieron 77,6 días anuales por lesiones de origen laboral por cada 200.000 horas de trabajo.

Tabla 6.2. Comparación de Índices de Severidad

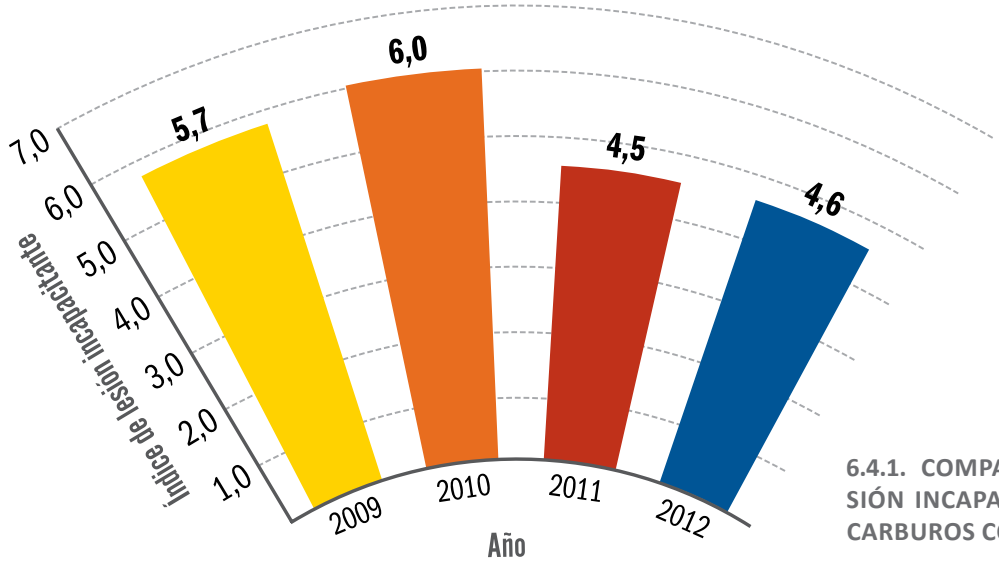
Año	Hidrocarburos	Eléctrico	Construcción	Total nacional
2008	93	205	194	85
2009	87	311	78	82
2010	86	65	136	84
2011	61	218	38	62
2012	61	166	125	57

Fuente: CCS, 2014.

Tabla 6.3. Datos de índices de lesión incapacitante del sector hidrocarburos

Año	Índice de Frecuencia según Fasecolda	Índice de severidad según CCS	Índice de lesión incapacitante
2009	6,6	87	5,7
2010	7,0	86	6,0
2011	7,4	61	4,5
2012	7,5	61	4,6

Fuente: CCS y Fasecolda 2014.



Gráfica 6.7. Índice de Lesión Incapacitante sector hidrocarburos

6.4.1. COMPARACIÓN DE ÍNDICES DE LESIÓN INCAPACITANTE DEL SECTOR HIDROCARBUROS CON OTROS SECTORES

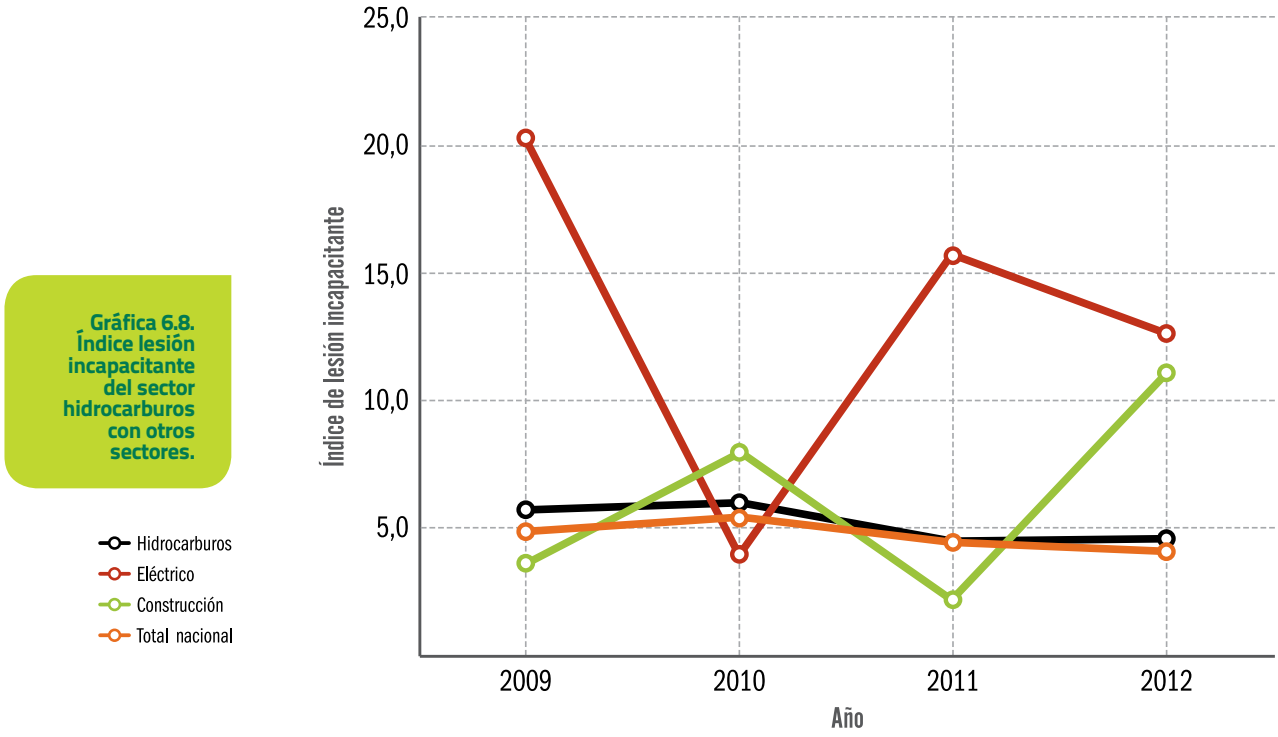
En este análisis se integra el IF calculado con la información de Fasecolda y el IS reportado por el CCS. Este análisis se realiza para el sector hidrocarburos y los demás sectores.

El sector hidrocarburos una vez más presenta la misma tendencia que el consolidado nacional, con pendiente hacia la baja entre 2011 y 2012, con lo que se presenta un repunte en los controles de las compañías pretendiendo reducir el número de accidentes y la gravedad de los mismos.

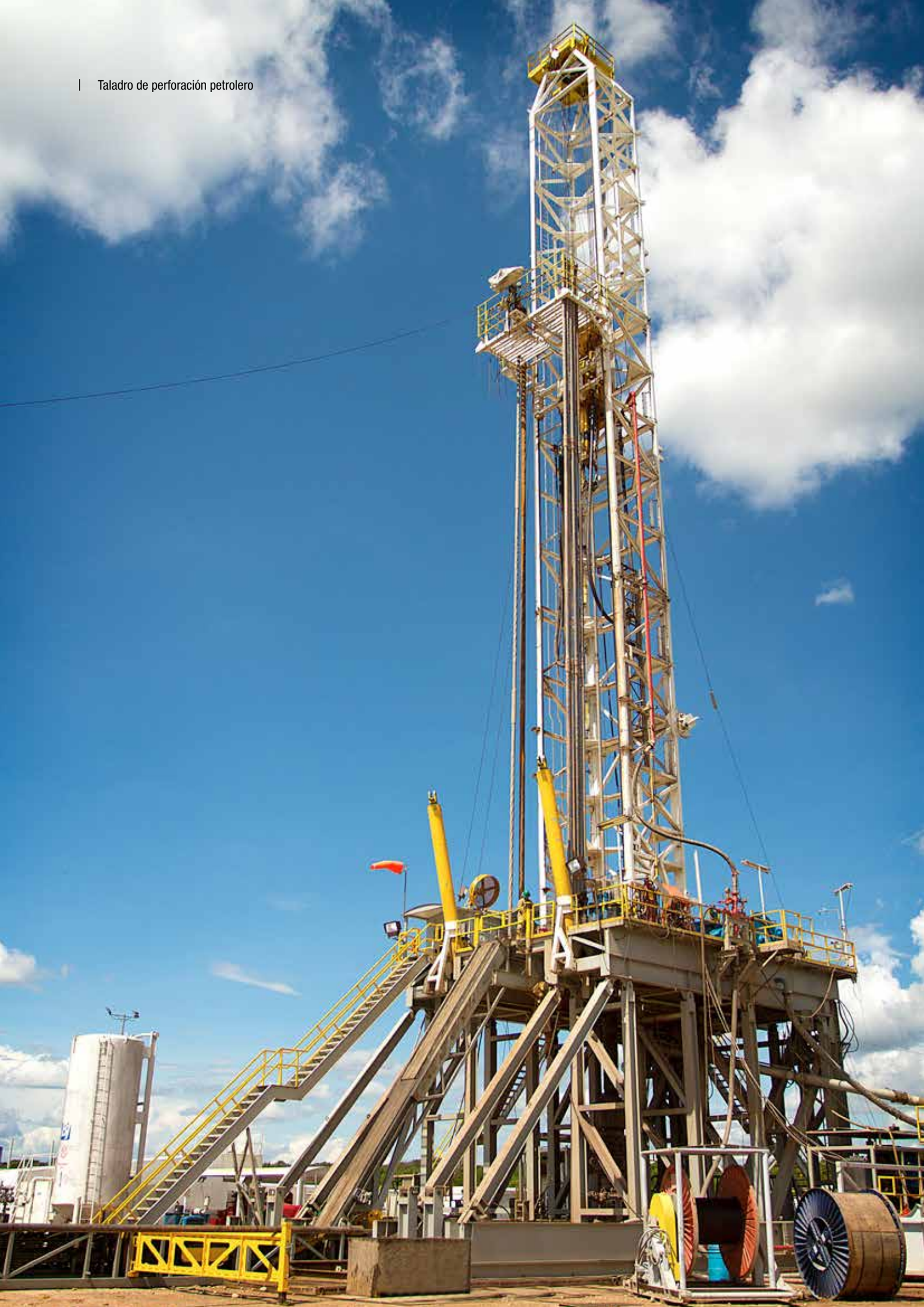
Año	Hidrocarburos	Eléctrico	Construcción	Total nacional
2009	5,7	20,2	3,6	4,9
2010	6,0	4,0	8,0	5,4
2011	4,5	15,7	2,2	4,5
2012	4,6	12,6	11,0	4,1

Fuente: CCS y Fasecolda 2014.

Tabla 6.4. Comparación del Índice de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores.



Gráfica 6.8. Índice lesión incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores.



Taladro de perforación petrolero



07 FONDO DE ACEITES USADOS. RESUMEN DE ACTIVIDADES Y REALIZACIONES

El Fondo de Aceites Usados de la Asociación Colombiana del Petróleo es una iniciativa voluntaria que refleja la responsabilidad social de los seis principales fabricantes de lubricantes que lo conforman en el país.

Su objetivo fundamental es promover e incentivar esquemas organizados de autogestión empresarial con altos estándares ambientales para el adecuado aprovechamiento y disposición del aceite usado. Sus tres escenarios de gestión son:

• Operativo: generar condiciones de mercado facilitando volúmenes de aceite usado a los Operadores legalmente constituidos y que han sido "avalados por el FAU" de acuerdo al procedimiento establecido.

• Normativo: participación y acompañamiento con las autoridades ambientales en los principales proyectos normativos sobre el aceite usado.

• Social: Promover el adecuado manejo del aceite usado con Jornadas de capacitación y divulgación a través de las diferentes Compañías y de las Autoridades Ambientales, MADS y Corporaciones Autónomas Regionales.

7.1. ¿QUE ES EL ACEITE USADO?

• Se considera que "aceite lubricante usado" es aquel aceite lubricante (automotriz o industrial, con base mineral o sintética) de desecho, generado a partir del momento en que deja de cumplir la función inicial para la cual fue creado. Los aceites usados contienen impurezas de tipo físico-químico altamente contaminantes; su manejo inadecuado puede afectar la salud humana, las fuentes hídricas y el aire, por lo que son considerados: residuos peligrosos (Ley 253 de 1.996)

ESQUEMA DE MANEJO DEL ACEITE USADO



Los operadores o gestores "avalados" por el FAU recolectan el aceite usado de los diferentes generadores y acopiadores para que en las Plantas de procesamiento sea transformado en un "aceite usado tratado" que la normatividad permite emplearlo como un combustible secundario de uso industrial según la Resolución 1446 del MADS de 2005.



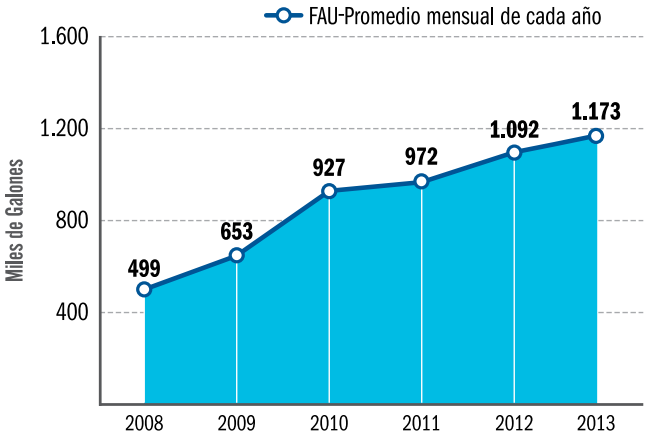
Cambio de aceite lubricante vehicular

7.2. PRINCIPALES REALIZACIONES 2013

7.2.1. ESCENARIO OPERATIVO

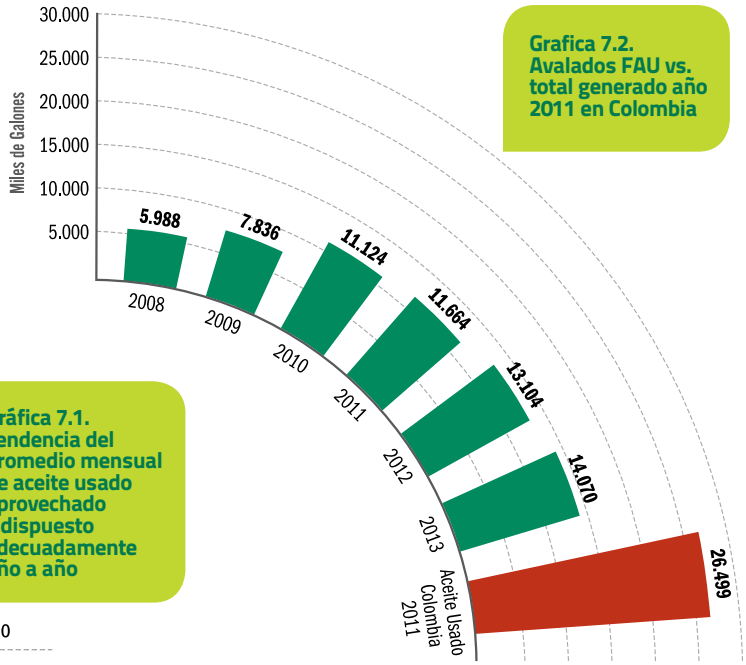
Al cierre de 2013 se encuentran "avalados" un total de 12 operadores de aceite usado y dos más en proceso de obtener el aval. Estos operadores pueden ser consultados en nuestra página web: www.acp.com.co/combustibles-ylubricantes/fau. Anualmente se realizan auditorías a estos operadores "avalados" con el fin de verificar que tanto los procesos como los requerimientos ambientales y legales, exigidos por las respectivas autoridades, son cumplidos cabalmente.

Los volúmenes de aceite usado correctamente aprovechados y dispuestos a través de los operadores "avalados" son:



Gráfica 7.1. Tendencia del promedio mensual de aceite usado aprovechado y dispuesto adecuadamente año a año

El promedio mensual nacional de 2008 al 2013 tiene una tasa anual promedio de crecimiento del orden del 20% durante los últimos cinco años.



Grafica 7.2. Avalados FAU vs. total generado año 2011 en Colombia

La gráfica muestra la evolución en el volumen total de aceite usado manejado adecuadamente que, comparado con el volumen estimado total de aceite usado con expectativas reales de recolección generadas en 2011 en el país, permite calcular un cubrimiento aproximado de 53% para 2013.

7.3. PROGRAMAS PARA LA DISPOSICIÓN ADECUADA DE LOS ENVASES PLÁSTICOS PROVENIENTES DE LOS ACEITES LUBRICANTES

El Fondo de Aceites Usados (FAU), de la Asociación Colombiana del Petróleo está promoviendo el desarrollo de programas para la disposición de los envases plásticos provenientes de los aceites lubricantes, buscando que se obtenga la mejor alternativa ambiental, así como el aprovechamiento del material de dichos residuos sólidos.

7.3.1. PROGRAMA PILOTO EN EL VALLE Y EJE CAFETERO

Durante 2013 se continuó con el programa de disposición de envases plásticos que se realiza a través del operador de aceite usado "avalado" por el FAU: Combustibles Juanchito S.A.S, en su zona de cubrimiento, que comprende los departamentos del Valle, Quindío, Risaralda, Caldas, Cauca y Tolima. Durante 2013 se recolectaron y dispusieron correctamente un total aproximado de dieciséis toneladas y media (16,5) de envases plásticos de cuarto de galón, principalmente.

7.3.2. PROGRAMA PILOTO PARA LA INUTILIZACIÓN DE ENVASES PLÁSTICOS DE ACEITE

Como parte integral del programa piloto para la disposición de envases plásticos se empezó con un programa piloto para la inutilización de los envases plásticos de lubricantes de cuarto de galón *in situ*. Se instalaron dispositivos manuales en varios Centros de Aceite y EDS, los cuales han mostrado un buen desempeño; lo que permitirá evaluar la viabilidad de implementar un programa definitivo.

El FAU realizó una investigación *in house* para determinar el volumen estimado de aceite usado generado en el país en el año 2011. El trabajo fue presentado a consideración del Comité en la última reunión de 2013, a continuación los resultados que se obtuvieron de dicha investigación:
De acuerdo a la investigación realizada, se estima que en 2011 en el país se generaron apróx. 26,5 millones de galones de aceite usado con expectativas reales de recolección. Igualmente, en la gráfica se muestran los volúmenes estimados generados por zona geográfica.

7.3.2.1. ESCENARIO NORMATIVO

En el Escenario Normativo se acompaña permanentemente a las Autoridades Ambientales tanto al Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), como a las diferentes Corporaciones Autónomas Regionales en todo lo referente a la expedición de Normas Regulatorias para el adecuado manejo del aceite usado. Durante 2013 el FAU fue invitado por el MADS a tomar parte activa en los diferentes procesos para la revisión del actual *Manual de aceites lubricantes usados* y se espera que para mediados del próximo año se expida la segunda edición de dicho Manual.

7.3.2.2. ESCENARIO SOCIAL

Durante 2013 el FAU desarrolló el escenario social de capacitación y divulgación con las autoridades ambientales. Con el apoyo del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y de las Corporaciones Autónomas Regionales del país se llevaron a cabo las Jornadas de Capacitación y Divulgación sobre el correcto manejo del aceite lubricante usado. Estás Jornadas están dirigidas a los Generadores y Acopiadores de aceite usado y son convocadas por las CAR´s en las diferentes regiones del país y permitieron capacitar a 1.135 personas en 18 jornadas en las siguientes ciudades del país: Gachalá, Guasca, Montería, Garagoa, Bogotá, Barrancabermeja, Tunja, Pasto, Barranquilla, Villavicencio, Yopal, Sincelejo, Medellín, Anapoima, La Mesa y Pereira.

7.3.3. PROGRAMAS PARA LA DISPOSICION CORRECTA DE LOS ENVASES PLASTICOS PROVENIENTES DE LUBRICANTES

A continuación se aprecia una muestra de los volantes de divulgación de dicha campaña.

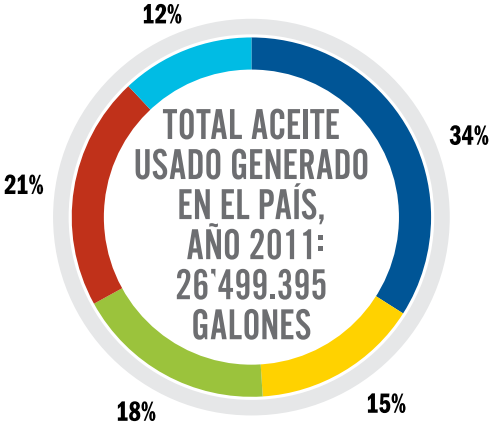


Tabla 7.3.
Total aceite usado generado en el país, año 2011

Bogotá (Zona Centro)	9'009.794 galones
Cali (Zona Sur)	3'974.909 galones
Medellín (Zona Occidente)	4'769.891 galones
Barranquilla (Zona Costa Norte)	5'564.873 galones
Bucaramanga (Zona Noroccidente)	3'179.927 galones

Cartilla para el manejo adecuado del aceite usado





GLOSARIO

ÁREA DE INFLUENCIA: a partir de 2013, el área de influencia se define como aquella en la que se manifiestan los impactos ambientales significativos, ocasionados por el desarrollo del proyecto, obra o actividad sobre los medios abiótico, biótico y socioeconómico, en cada uno de los componentes de dichos medios. La manifestación de estos impactos deberá ser objetiva y cuantificable siempre que ello sea posible, de conformidad con las metodologías disponibles.

ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA: se refiere al polígono delimitado por el usuario para adelantar las diferentes actividades relacionadas con la perforación de pozos exploratorios, de acuerdo con la zonificación ambiental del mismo.

HORAS HOMBRE TRABAJADAS: es la cantidad de tiempo que se obtiene mediante la sumatoria de las horas que cada trabajador efectivamente laboró durante el período evaluado, incluyendo horas extras y cualquier otro tiempo suplementario.

ÍNDICE DE FRECUENCIA: es la relación entre el número de casos (accidentes, enfermedades, primeros auxilios o incidentes relacionados con el trabajo), ocurridos durante un periodo de tiempo y las horas hombre trabajadas durante el mismo, referidos a 200.000 horas hombre de exposición.

ÍNDICE DE SEVERIDAD: es la relación entre el número de días perdidos o cargados por lesiones durante un período y las horas hombre trabajadas durante el mismo, referidos a 200.000 horas hombre de exposición.

ÍNDICE DE LESIÓN INCAPACITANTE: se calcula multiplicando los índices de frecuencia y de severidad y dividiendo el cociente entre 1.000. (ILI = IF x IS).

LICENCIA AMBIENTAL: autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de una obra o actividad, sujeta al cumplimiento por el beneficiario de la licencia de los requisitos que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales de la obra o actividad autorizada.

MEDIDAS DE COMPENSACIÓN: acciones dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones, las localidades y el entorno natural por los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos, mitigados o sustituidos.

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL: conjunto detallado de medidas y actividades que, producto de una evaluación ambiental, están orientadas a prevenir, mitigar, corregir o compensar los impactos y efectos ambientales debidamente identificados que se causen por el desarrollo de un proyecto, obra o actividad. Incluye los planes de seguimiento, monitoreo, contingencia y abandono según la naturaleza del proyecto, obra o actividad.

RECURSOS NATURALES: aquellos elementos de la naturaleza y del medioambiente, no producidos directamente por los seres humanos que son utilizados en distintos procesos productivos. A su vez, los recursos naturales se clasifican usualmente en renovables y no renovables. Los primeros son aquellos que la propia naturaleza repone periódicamente mediante procesos biológicos o de otro tipo; esto es que se renuevan por sí mismos. Por el contrario, los recursos no renovables se caracterizan por cuanto existen en cantidades limitadas y no están sujetos a una renovación periódica por procesos naturales.

RESIDUO PELIGROSO: materia que por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables, infecciosas o radiactivas puede causar riesgo o daño para la salud humana y el ambiente. Así mismo, se consideran residuo o desecho peligroso los envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos.

RESIDUO SÓLIDO: cualquier objeto, material, sustancia o elemento sólido resultante del consumo o uso de un bien en actividades domésticas, industriales, comerciales, institucionales o de servicios, que el generador abandona, rechaza o entrega y que es susceptible de aprovechamiento o transformación en un nuevo bien, con valor económico o de disposición final.
Los residuos sólidos se dividen en aprovechables y no aprovechables. Igualmente, se consideran como residuos sólidos aquellos provenientes del barrido y limpieza de áreas y vías públicas, corte de césped y poda de árboles.

RESTAURACIÓN ECOLÓGICA. proceso de asistir la recuperación de un ecosistema que ha sido degradado, dañado o destruido.

VERTIMIENTO: descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido.

ZONIFICACIÓN AMBIENTAL DEL ÁREA: sectorización del área de perforación exploratoria con base en el análisis integral del grado de sensibilidad de los medios abiótico, biótico y socioeconómico.

BIBLIOGRAFÍA

1. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS - ANH. Informe de Gestión Año 2013. Bogotá D.C., 2014

2. ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE (ARPEL). Benchmarking del Desempeño Ambiental en la Industria del Petróleo y del Gas en América Latina y el Caribe – Datos de las Empresas Miembro de ARPEL para el año 2010

3. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES- Oficina de Atención del Usuario. Expedientes de solicitud y modificación de Licencias Ambientales. 2013.

4. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES - ANLA. Informe de Gestión Año 2013. Bogotá D.C., 2014

5. BANCO MUNDIAL. Indicadores 2010. Disponible en Internet: <http://datos.bancomundial.org/indicador >[con acceso el 03 de marzo de 2014].

6. CONSEJO COLOMBIANO DE SEGURIDAD. Informe de Gestión de Auditorías RUC Año 2013. Bogotá D.C., 2014.

7. DEPARTAMENTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (DANE). Indicadores Ambientales (IAII). <https://www.dane.gov.co/index.php/medio-ambiente/indicadores-ambientales-iaii >[con acceso el 03 de marzo de 2014].

8. FEDERACIÓN DE ASEGURADORES COLOMBIANOS - FASECOLDA. Ramos – Riesgos Laborales- RPDatos – Riesgos Profesionales. Disponible en Internet: < http://sistemas.fasecolda.com/rpDatos/Reportes/xClaseGrupoActividad.aspx> [con acceso el 3 de marzo de 2014].

9. Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM). Estudio Nacional del Agua. 2010. Disponible en Internet:<https://www.siac.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=874&conID=910OS >[con acceso el 03 de marzo de 2014].

10. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS – OGP. Publications – Environment Committee. Disponible en Internet: <http://www.iogp.org/data-series#2673469-environmental-performance-indicators> [con acceso el 11 de abril de 2014].

11. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS – IADC. 2014. Disponible en Internet: < http://www.iadc.org/wp-content/uploads/2014/05/Five-Year-Summary- report.pdf > [con acceso el 30 de agosto de 2014].

12. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS – IADC. 2013. Disponible en Internet: < http://www.iadc.org/wp-content/uploads/2014/05/2013-Annual-Report-for-Industry-Totals.pdf > [con acceso el 30 de agosto de 2014].

13. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF DRILLING CONTRACTORS – IADC. 2012. Disponible en Internet: < http://www.iadc.org/wp-content/uploads/2012-Annual-Report-for-Industry-Totals1.pdf > [con acceso el 30 de agosto de 2014].

14. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS – OGP. Publications – Safety Committee. 2014. Disponible en Internet: < http://www.ogp.org.uk/publications/safety-committee/safety-performance-indicators1/safety-performance-indicators-2013-data/ > [con acceso el 01 de septiembre de 2014].

15. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS – OGP. Publications – Safety Committee. 2013. Disponible en Internet:< http://www.ogp.org.uk/publications/safety-committee/safety-performance-indicators1/3021/ > [con acceso el 01 de septiembre de 2014].

16. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS – OGP. OGP PUBLICATIONS 2012. Disponible en Internet: < http://www.ogp.org.uk/pubs/2011s.pdf > [con acceso el 01 de septiembre de 2014].

17. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL COLOMBIA. Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de explotación de hidrocarburos. HI-TER-1-03. Bogotá, D.C.: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial., 2010. Disponible en Internet: < http://www.anla.gov.co/documentos/licencias/Varios/res_1544_060810_%20tdr_explotacion_hidrocarburos.pdf> [con acceso el 03 de abril de 2013].

18. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL COLOMBIA. Términos de referencia para la elaboración del estudio de impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. HI-TER-1-02. Bogotá, D.C.: Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial., 2010. Disponible en Internet: < http://www. anla.gov. co/ documentos / licencias / Varios / res_1543_060810_tdr_exploracion_hidrocarburos.pdf> [con acceso el 03 de abril de 2013].

19. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL COLOMBIA. Decreto 2820 (5, agosto, 2010). Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. Bogotá D. C.: El Ministerio, 2010.

20. MINISTERIO DEL TRABAJO – REPÚBLICA DE COLOMBIA. 2014. Disponible en Internet: < http://www.mintrabajo.gov.co/febrero-2014/3065-la-proteccion-en-riesgos-laborales-mas-que-una-obligacion-una-necesidad.html > [con acceso el 01 de septiembre de 2014].

21. OBSERVATORIO AMBIENTAL DE BOGOTÁ. Datos e Indicadores para medir la calidad del ambiente en Bogotá 2010-2014. <http://oab.ambientebogota.gov.co/es/todos-los-indicadores >[con acceso el 03 de marzo de 2014].

22. Publicación Sección Política www.eltiempo.com. 24 de mayo de 2013

23. ROLDAN PÉREZ, Gabriel. Fundamentos de Limnología neotropical. 2008.

24. VÁZQUEZ RODRÍGUEZ, Raúl. ACOSTA, Amilkar. Energía: Desarrollo en el siglo XXI. Universidad Javeriana. 1993.

25. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Indicadores de la minería en Colombia. Subdirección de Planeación Minera. Bogotá D. C., 2014.

26. UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA (UPME). Sistema de Información Minero Energético Colombiano. <http://www1.upme.gov.co/principales-indicadores >[con acceso el 03 de marzo de 2014].

27. UNITED STATES DEPARTMENT OF LABOR – BUREAU OF LABOR STATISTICS. 2014. Disponible en Internet: < http://www.bls.gov/iif/ > [con acceso el 30 de agosto de 2014].

28. UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Guía Metodológica para la restauración del bosque Alto Andino. 2007.

ENERGÍA PARA EL FUTURO

CONVENIO ACP-ECOPETROL No. 5211777

INFORME DE GESTIÓN AMBIENTAL
ASOCIACIÓN COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO (ACP)

Presidente Ejecutivo
FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA

Edición General
CARLOS A. RODRIGUEZ R.
Vicepresidente de Asuntos Ambientales
y Técnicos

HENRY A. MARTÍNEZ C.
Ingeniero HSE - Vicepresidencia de Asuntos
Ambientales y Técnicos

Coordinación
PATRICIA PINZÓN ARDILA
Vicepresidente de Asuntos Públicos
y Comunicaciones

ANA MARÍA DUQUE
Profesional en Comunicaciones

Investigación y recolección de información
INGENIERÍA, AMBIENTE Y GESTIÓN LTDA
Consultores en Ingeniería y Ambiente

FONDO DE ACEITES USADOS
JOSÉ LUIS RAMIREZ
Gerente FAU

Fotografía
Archivo ACP
FERNANDO VALDERRAMA

Diseño y producción gráfica
Vega & Jaramillo Comunicaciones

Ilustración gráficas
JAIME GIRALDO

Correción de estilo
FELIPE MIRANDA AGUIRRE

Bogotá, Colombia
Diciembre 2014

Para cualquier reproducción total o parcial debe darse el correspondiente crédito al Informe de Gestión Ambiental de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

Asociación Colombiana del Petróleo
Carrera 7 No. 73-47 piso 12.
Teléfono (+571) 212 5758
Fax (+571) 317 8626

www.acp.com.co
Distribución gratuita

ÍNDICE DE SIGLAS

ACP	**Asociación Colombiana del Petróleo**
ANH	**Agencia Nacional de Hidrocarburos**
ANLA	**Autoridad Nacional de Licencias Ambientales**
ARPEL	**Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latino América y el Caribe**
BPD	**Barriles de Petróleo por Día**
CCS	**Consejo Colombiano de Seguridad**
CIIU	**Clasificación Industrial Internacional Uniforme**
CT	**Concepto Técnico**
ENA	**Estudio Nacional de Agua**
FASECOLDA	**Federación de Aseguradores Colombianos**
FAU	**Fondo de Aceites Usados**
HC	**Hidrocarburos**
HHT	**Horas Hombre Trabajadas**
HSE	**Health Safety Environment**
ICA	**Informe de Cumplimiento Ambiental**
IDEAM	**Instituto de hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales**
IEP	**Informe Estadístico Petrolero**
IF	**Índice de Frecuencia**
ILI	**Índice de Lesión Incapacitante**
IS	**Índice de Severidad**
LA	**Licencia Ambiental**
m^3	**Metro cúbico**
MADS	**Ministerio de Ambiente y Desarrollo Social**
NR	**No Reporta**
OGP	**Oil & Gas Producers**
OSHA	**Occupational Safety and Health Administration**
PDC	**Plan de Contingencias**
PMA	**Planes de Manejo Ambiental**
RUC	**Registro Uniforme de Evaluación del Sistema de Gestión en Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente para Contratistas**
SILA	**Sistema de Información de Licencias Ambientales**
UPME	**Unidad de Planeación Minero-Energética**



Quebrada natural en Casanare





Mariposa *(Lepidoptera)* |


acp