

Informe de **Gestión Ambiental** del Sector **Hidrocarburos** **2014**

acp

ecopetrol
CONVENIO ACP-ECOPETROL No. 5211777

acp

INFORME DE GESTIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS 2014
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

SHARON HERNÁNDEZ
Profesional en Comunicaciones

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

FONDO DE ACEITES USADOS
JOSÉ LUIS RAMÍREZ
Gerente FAU

Fotografía
Archivo ACP
FERNANDO VALDERRAMA
PAREX RESOURCES COLOMBIA
BANCO DE IMÁGENES PETROBRAS EN COLOMBIA. OFFSHORE

Diseño y producción gráfica
SERGIO CAMELO ORTIZ
DIEGO GIRALDO LONDOÑO

Ilustración gráficas
JAIME GIRALDO

Corrección de estilo
CARLOS CAMACHO

Bogotá, Colombia
Diciembre 2015

Para cualquier reproducción total o parcial debe darse el correspondiente crédito al Informe de Gestión Ambiental del Sector Hidrocarburos 2014 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

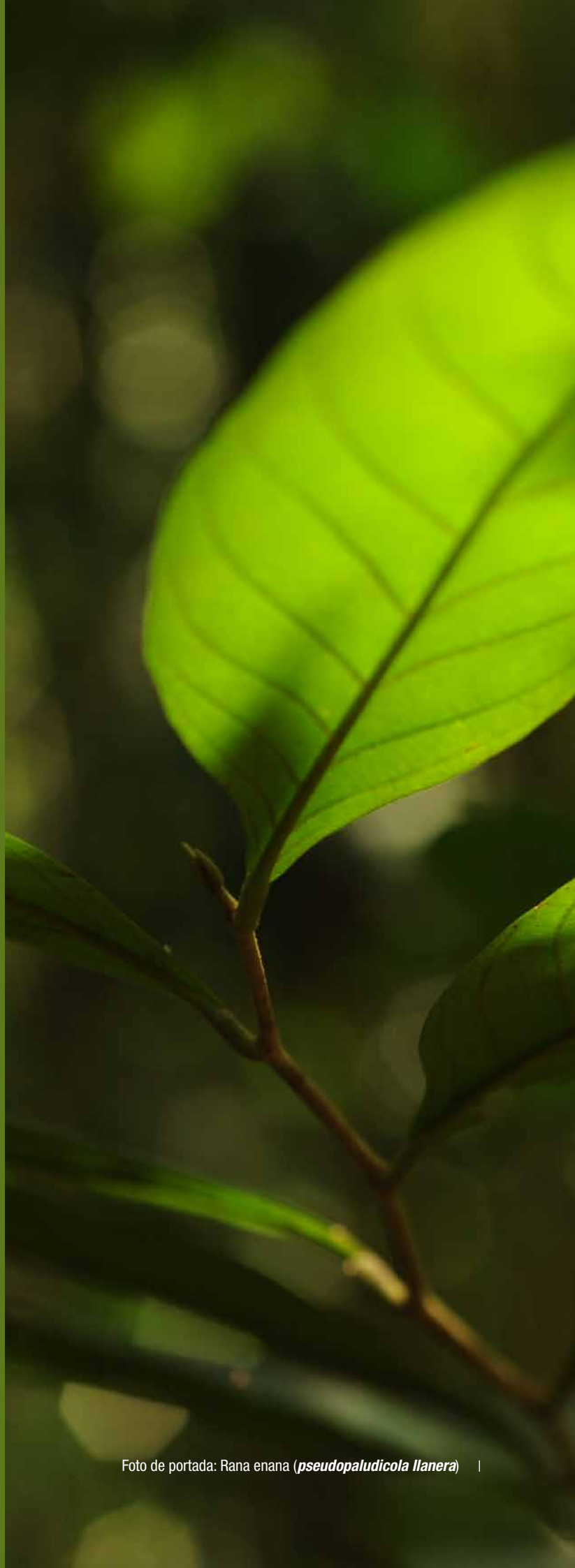


Foto de portada: Rana enana (***pseudopaludicola llanera***)



Hojas de Nogal ***(Juglans regia)*** |



Araña tigre (***argiope argentada***)

Informe de **Gestión Ambiental** del Sector **Hidrocarburos 2014**

CONVENIO ACP-ECOPETROL No. 5211777

CONTENIDO

Afiliadas de la ACP y Consejo Directivo.....13
Introducción y metodología.....15
Presentación.....17

1. ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE GESTIÓN DE RECURSOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS
1.1. Indicadores para sísmica.....18
1.2. Indicadores para perforación exploratoria.....19
1.3. Indicadores para producción.....21
1.4. Indicadores para transporte de hidrocarburos.....22
1.5. Indicadores para refinación de hidrocarburos.....23
1.6. Comparaciones y análisis de resultados de algunos indicadores.....24
1.6.1. Uso de agua y comparación con el uso total nacional.....24
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. Carga de sustancias aportadas por el sector de Hidrocarburos en 2014.....27
1.6.5. Generación de carga a la atmósfera y comparación con el total nacional.....28
1.6.6. Comparación de indicadores de emisiones atmosféricas del sector, con datos de orden nacional.....28
1.7.7. Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos, con el consumo de energía nacional, según la UPME.....29

2. OFERTA DE AGUA POR ZONA HÍDRICA.....30

3. PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL Y OTRAS ACCIONES DEL SECTOR ANTE LA ANLA
3.1. Solicitudes de licencias del sector, en comparación con los demás sectores.....34
3.2. Tiempos de solicitudes de licencia ambiental.....36
3.2.1. Procesos de licenciamiento otorgados.....36
3.2.2. Tiempos de modificación de licencia.....37
3.2.2.1. Procesos de licenciamiento obtenidos durante 2014 37
3.2.3. Tiempos de las etapas de los trámites de la ANLA.....38
3.2.3.1. Solicitud de licencias ambientales.....38
3.2.3.2. Solicitud de modificación de licencia.....39
3.2.3.3. Planes de manejo ambiental.....40
3.2.3.4. Diagnóstico ambiental de alternativas.....40
3.3. Solicitud de información adicional.....41
3.4. Recursos de reposición.....43
3.4.1. Aclaración de resoluciones.....43

4. SEGUIMIENTO AMBIENTAL
4.1. Seguimientos por sectores realizados por la ANLA.....44
4.1.1. Visitas técnicas.....44

Capybara ***(hydrochoerus hydrochaeris)*** |



CONTENIDO

4.2. Seguimientos al sector de hidrocarburos....45
4.2.1. Análisis de los actos administrativos de seguimiento....46
4.3. Sanciones....47
4.3.1 Principales causas de apertura de investigación y sanciones....49

5. DERRAMES
5.1. Volumen derramado por departamento....53

6. ESTADO DE LA INVERSIÓN DEL 1 % Y COMPENSACIONES
6.1. Estado de la inversión del 1 %....54
6.1.1. Actividades destinadas para la inversión del 1 %....55
6.2. Compensaciones....56
6.2.1. Áreas intervenidas y áreas compensadas....56
6.2.2. Estado de la compensación....56
6.2.3. Actividades destinadas para compensación ambiental....57

7. INDICADORES DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO
7.1. Análisis de auditorías según la información del CCS....58
7.2. Sectores considerados para el análisis de Índices de Seguridad y Salud en el Trabajo SST....59
7.3. Índice de Frecuencia (IF)....60
7.3.1. Comparación del IF del sector de hidrocarburos con otros sectores con datos de FASECOLDA....60
7.4. Índice de Severidad (IS)....61
7.4.1. Comparación de Índices de Severidad del sector hidrocarburos con otros sectores reportados por el CCS....61
7.5. Índice de Lesión Incapacitante (ILI)....62
7.5.1. Comparación de Índices de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores....62

8. FONDO DE ACEITES USADOS
8.1. Principales realizaciones....64
8.1.1. Volúmenes de aceite usado dispuesto en el país....64
8.1.2. Programas para la disposición adecuada de los envases plásticos provenientes de los aceites lubricantes....66
8.1.2.1. Programa en El Valle y el Eje Cafetero....66
8.1.2.2. Programa en la Costa norte....66
8.1.2.3. Programa piloto en Bogotá y zona central....67
8.1.3. Escenario normativo....67
8.1.4. Escenario social: campañas de capacitación y divulgación....67

Glosario....68
Bibliografía....69
Siglas....70

ÍNDICE DE GRÁFICAS INFORME GESTIÓN AMBIENTAL

Capítulo 1

1.1. Total barriles producidos vs. total barriles refinados....23
1.2. Comparación del uso de agua del sector hidrocarburos con otros sectores y el total nacional 25
1.3. Destino de las aguas de producción....25
1.4. Destino de las aguas de producción reinyectadas....25
1.5. Destino de las aguas de producción vertidas....25
1.6. Comparación de residuos sólidos diarios generados por el sector petrolero y la generación total nacional....26
1.7. Comparación de residuos peligrosos generados por el sector petrolero con la generación total nacional....26
1.8. Comparación de la emisión de CO2 del sector, con la generación total nacional reportado por el IDEAM 2012....28
1.9. Generación de la emisión de CH4 del sector, con la generación nacional....29
1.10. Comparación del consumo de energía del sector, con el consumo de energía nacional según la UPME....29

Capítulo 2

2.1. Porcentaje captado por el sector petrolero de la oferta hídrica total nacional....30
2.2. Oferta hídrica por zona hidrográfica, frente a captaciones realizadas por el sector petrolero....32

Capítulo 3

3.1. Solicitudes de licencias y modificaciones por sector....35
3.2. Porcentaje de solicitudes pendientes por año....36
3.3. Estado de los trámites pendientes....36
3.4. Tiempo total de licenciamiento por año....37
3.5. Tiempo promedio modificación de licencia ambiental....37
3.6. Trámites obtenidos....38
3.7. Tiempos internos licenciamiento ANLA....38
3.8. Comparación de tiempos ANLA 2012, 2013, 2014....39
3.9. Tiempos internos modificación de licencia ANLA....39
3.10. Comparación de tiempos internos de la ANLA para la modificación de licencia 2012, 2013, 2014....40
3.11. Tiempos totales para la expedición de PMA....40
3.12. Tiempos totales para la expedición de DAA....40
3.13. Distribución porcentual de la solicitud de información adicional....41
3.14. Comparativo de la distribución porcentual de la solicitud de información adicional en los últimos años....42
3.15. Comparativo de la solicitud de información adicional en los últimos años....43
3.16. Distribución de los recursos de reposición interpuestos....43



CONTENIDO – ÍNDICE DE GRÁFICAS

Capítulo 4

4.1. Visitas técnicas por sector realizadas por la ANLA....44
4.2. Porcentaje del seguimiento realizado por la ANLA....45
4.3. Seguimientos por año al sector hidrocarburos....45
4.4. Porcentaje de seguimientos....46
4.5. Porcentaje de los requerimientos en los seguimientos con visita técnica....46
4.6. Aperturas de investigación por sector, período 2012-2014....47
4.7. Porcentaje de sanciones y aperturas de investigación, período 2007-2014....48
4.8. Investigaciones, período 2007-2014....48
4.9. Sanciones, período 2007-2014....48
4.10. Distribución porcentual de las aperturas de investigación, período 2012-2014....49
4.11. Distribución porcentual de las sanciones, período 2012-2014....49

Capítulo 5

5.1. Reporte de derrames....50
5.2. Cantidad de crudo derramado....50
5.3. Causas y volumen de crudo derramado....51
5.4. Volumen de crudo derramado por fallas y volcamientos....52
5.5. Barriles producidos al año versus barriles derramados por falla operativa....52
5.6. Distribución porcentual de las causas de derrame....52
5.7. Porcentaje de volumen de crudo derramado por departamento....53
5.8. Volumen de derrames por departamento, período 2012-2014....53

Capítulo 6

6.1. Estado de la inversión del 1 % de tasa forzosa acumulada....54
6.2. Valor porcentual del estado de la inversión del 1 %....54
6.3. Estado de la inversión del 1 % y actividades asociadas....56
6.4. Relación entre las áreas intervenidas y las áreas compensadas en desarrollo de los proyectos petroleros....56
6.5. Estado de la compensación....56
6.6. Valor porcentual del estado de la compensación....57
6.7. Actividades destinadas para compensación ambiental y estado de la compensación....57

Capítulo 7

7.1. Línea de tiempo de niveles de cumplimiento promedio del RUC....58
7.2. Auditorías realizadas, período 1998-2014....59
7.3. Índice de Frecuencia según FASECOLDA....60
7.4. Comparación de IF de FASECOLDA del sector hidrocarburos con otros sectores....61
7.5. Índice de Severidad para el sector de hidrocarburos y otros sectores según datos del CCS....61
7.6. Índice de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores....62

Capítulo 8

8.1. Indicativo porcentual de aceite usado dispuesto en el país....65
8.2. Volúmenes de aceite usado dispuesto en el país....65

ÍNDICE DE TABLAS INFORME GESTIÓN AMBIENTAL

Capítulo 1

1.1. Cantidad de actividades por etapa según IEP 2014 y otras fuentes. Comparación con los datos reportados por las operadoras....18
1.2. Indicadores de consumo de recursos, generación de residuos y otros componentes para la actividad de sísmica terrestre....18
1.3. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos por la perforación de pozos exploratorios....19
1.4. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido por la perforación de pozos de exploratorios....20
1.5. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos por la perforación de pozos de desarrollo....20
1.6. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido, por la perforación de pozos de producción....20
1.7. Indicadores de uso de agua y generación de vertimientos y agua en la etapa de producción....21
1.8. Indicadores de generación de residuos y agua en la etapa de producción....21
1.9. Indicadores de generación de emisiones atmosféricas y ruido en la etapa de producción....21
1.10. Indicadores de consumo de combustible en la etapa de producción....22
1.11. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de transporte....22
1.12. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustible para la actividad de transporte....22
1.13. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de refinación....23
1.14. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustibles para la actividad de refinación....23
1.15. Comparación del uso de agua del sector hidrocarburos con los sectores productivos y el uso total nacional....24
1.16. Comparación de la generación de residuos sólidos del sector hidrocarburos con la generación total nacional....26
1.17. Comparación de la generación de residuos peligrosos del sector hidrocarburos con la generación total nacional....26
1.18. Aporte en carga de sustancias del sector hidrocarburos en sus diferentes etapas....27
1.19. Comparación de la DBO de los vertimientos del sector hidrocarburos con la generación total nacional....27
1.20. Comparación de la DQO de los vertimientos del sector hidrocarburos con la generación total nacional....27



Tortuga Morrocoya ***(chelonoidis carbonaria)*** |



CONTENIDO – ÍNDICE DE TABLAS

1.21. Comparación de los Sólidos Suspendidos Totales (SST) de los vertimientos del sector hidrocarburos con la generación total nacional....27
1.22. Aporte en cargas emitidas a la atmósfera por el sector hidrocarburos en sus diferentes etapas....28
1.23. Comparación de la emisión de CO2 del sector hidrocarburos con la generación total nacional reportada por el IDEAM en 2012....28
1.24. Comparación de la emisión de CH4 del sector hidrocarburos con la generación total nacional....29
1.25. Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos con el consumo de energía nacional según la UPME....29

Capítulo 2
2.1. Oferta por zona hídrica frente a captaciones del sector....31

Capítulo 3
3.1. Solicitudes de licencias, modificaciones y PMA ambientales....34
3.2. Solicitudes pendientes....35
3.3. Tiempos promedio de licencias ambientales....36
3.4. Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de licencia....37
3.5. Motivos de solicitud de información adicional....41

Capítulo 4
4.1. Requerimientos en los seguimientos con visita técnica....46
4.2. Cantidades de sanciones durante el período 2007 - 2014....48

Capítulo 6
6.1. Estado de la inversión del 1 % y actividades asociadas....55
6.2. Actividades destinadas para compensación ambiental y estado de la compensación....57

Capítulo 7
7.1. Comparación del Índice de Frecuencia del sector de hidrocarburos con otros sectores....60
7.2. Índice de Severidad según el CCS....61
7.3. Comparación de Índices de Severidad....61
7.4. Datos de Índices de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos....62
7.5. Comparación del Índice de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores....62



Paragüita ***(cyperus alternifolius)*** |

AFILIADAS A LA ACP

A

AMERISUR EXPLORACIÓN COLOMBIA LIMITADA

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.

CHEVRON PETROLEUM COMPANY

CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD. SUCURSAL COLOMBIA

D

DRUMMOND LTD.

E

EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA

EQUION ENERGIA LIMITED

EXXONMOBIL DE COLOMBIA S.A.

EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED

G

GEOPARK COLOMBIA PN S.A. SUCURSAL COLOMBIA

GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.

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 L.L.C.

OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S.

OLEODUCTO CENTRAL S.A. - OCENSA

OLEODUCTO DE LOS LLANOS ORIENTALES S.A. - ODL

ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA

ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.

P

PACIFIC RUBIALES ENERGY

PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.

PAREX VERANO ENERGY LIMITED

PERENCO COLOMBIA LIMITED

PETROAMÉRICA INTERNATIONAL SUCURSAL COLOMBIA

PETROBRAS INTERNACIONAL BRASPETRO B.V.

PETROCOLOMBIA S.A.S.

PETRÓLEOS DEL NORTE S.A.

PETRÓLEOS SUD-AMERICANOS SUCURSAL DE COLOMBIA

R

REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA S.A

S

SHELL COLOMBIA S.A.

SOURCE SOUTH AMERICA ONE S DE R. L

T

TABASCO OIL COMPANY SUCURSAL COLOMBIA

TECPETROL COLOMBIA S.A.S.

TELPICO COLOMBIA L.L.C.

TOTAL E&P COLOMBIE SUCURSAL COLOMBIA

TRAFIGURA PETROLIUM COLOMBIA S.A.S.

V

VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.

Z

ZEUSS PETROLEUM S.A.

CONSEJO DIRECTIVO 2015

Fernando Sanabria - EXXONMOBIL EXPLORATION
François Raux - PERENCO COLOMBIA LIMITED
Guillermo Fonseca - HOCOL S.A.
Carlos Benavides - MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.
Marco Toledo - PETROBRAS INTERNACIONAL BRASPETRO B.V.
Ramiro Sánchez - BIOMAX S.A.
Adriana Londoño - OLEODUCTO BICENTENARIO DE COLOMBIA S.A.S.
Lee Di Stefano - PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.
Juan Carlos Ucrós - OCCIDENTAL DE COLOMBIA L.L.C.
Luis Pacheco - PACIFIC RUBIALES ENERGY
Sylvia Escovar - ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.
Mariano Ferrari - REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA S.A.
Javier La Rosa - CHEVRON PETROLEUM COMPANY
Adrian Coral - GRANTIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.
Alberto Gamboa - ANADARKO COLOMBIA COMPANY
María Victoria Riaño - EQUION ENERGÍA LIMITED



Oruga ***(limacodidae)*** |

INTRODUCCIÓN

Para la elaboración del presente Informe de Gestión Ambiental del Sector Hidrocarburos, se realizaron análisis cuantitativos mediante la recolección de cifras y datos que permitieron comparar lo establecido en el Informe de Gestión Ambiental 2013, llegando a nuevas conclusiones basadas en la información consolidada entre entidades de 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 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). Se referenciaron igualmente informes de organismos internacionales como ARPEL y OGP, lo cual permitió hacer comparaciones frente al consumo y gestión nacional e internacional de recursos naturales.

02 El segundo capítulo presenta la comparación entre la oferta de agua por cuenca hídrica, del Estudio Nacional del Agua 2014 del IDEAM, frente a los totales aprovechados por la industria de hidrocarburos para el desarrollo de las operaciones en cada etapa.

03 El tercer capítulo presenta los totales de trámites anuales que 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 recursos de reposición interpuestos.

04 El cuarto 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, las sanciones causadas en 2014 y los contenidos de los actos administrativos.

05 El quinto capítulo se refiere al total de incidentes que causaron derrames desde 2008 hasta 2014, diferenciando aquellos causados por fallas operativas y volcamientos de carrotanques, de aquellos que fueron ocasionados por acción de terceros, en especial por grupos armados al margen de la ley. Igualmente la distribución del volumen de barriles derramados por departamento en Colombia.

06 En el sexto capítulo se revisa el estado de los proyectos financiados con la tasa de inversión del 1 %, el avance en la ejecución de las compensaciones hasta 2014; y se caracterizaron las actividades en las cuales se destinan los recursos económicos.

07 El séptimo capítulo verifica indicadores en materia de seguridad y salud en el trabajo, analizando el desempeño de la industria a partir de los informes del Consejo Colombiano de Seguridad (CCS) y Fasecolda.

08 El octavo y último capítulo se centra en los nuevos avances que ha logrado 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 tomando como referencia los indicadores establecidos en el Informe de Gestión Ambiental 2013, recalibrando los factores de análisis con los reportes actualizados a 2014 de las compañías operadoras afiliadas a la ACP y Ecopetrol, así como con nueva información publicada 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 y Fasecolda, etc.

Igualmente se revisaron los informes actualizados y publicados por organizaciones internacionales como OGP, ARPEL, entre otros.

Para la realización estandarizada de los cálculos se utilizaron en todos los casos dos cifras significativas.



Sistema de Top Drive-
taladro de perforación
de pozos

PRESENTACIÓN



FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA

PRESIDENTE EJECUTIVO
DE LA ASOCIACIÓN COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO

La Asociación Colombiana del Petróleo, ACP, tiene el gusto de poner a su disposición el segundo Informe de Gestión Ambiental del Sector Hidrocarburos, que recopila y analiza los principales indicadores de desempeño ambiental, seguridad industrial y salud, en el trabajo de la industria durante el año 2014. Este informe satisface la necesidad de comparar el cumplimiento de la responsabilidad ambiental de las compañías afiliadas a la ACP, año tras año, con el objetivo de mejorar los estándares, fortalecer la gestión, el comportamiento frente al entorno en las zonas de operación petrolera, y contribuir así a los propósitos nacionales de desarrollo ambiental en el país.

En esta ocasión, se contó con el apoyo de las estadísticas y publicaciones de diferentes autoridades y entidades gubernamentales de Colombia, así como con informes de entidades internacionales. Se logró con este aporte, desarrollar capítulos relacionados con: el uso y gestión de los recursos naturales dentro de cada etapa de las operaciones petroleras; la oferta hídrica del país y su aprovechamiento; el licenciamiento ambiental y seguimiento a proyectos del sector; derrames de hidrocarburos y las causas que los ocasionan; los principales indicadores de SST y los avances alcanzados con el programa “Fondo de Aceites Usados- FAU”.

La ACP publica este informe de Gestión Ambiental del Sector Hidrocarburos 2014 para consulta de entidades nacionales e internacionales, gremios, personas interesadas y toda la industria en general. Esperamos que siga siendo una herramienta que permita aportar a la toma de decisiones, y sirva como punto de referencia para el análisis del desempeño del sector, su gestión, y los retos que enfrenta en materia de HSE.



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

Este capítulo integra, analiza y consolida la información reportada por el sector hidrocarburos del año 2014, en cada una de las etapas del proceso petrolero. La metodología para este análisis involucró los siguientes datos:

ACTIVIDADES DEL SECTOR	UNIDAD DE REPORTE	CANTIDADES TOTALES AÑO 2014	CANTIDADES REPORTADAS POR LAS OPERADORAS	PORCENTAJE
Sísmica Terrestre	Km de Sísmica **	7.990*	5.515	70%
Perforación exploratoria. Cantidad de pozos y profundidad promedio	Pozos exploratorios	113*	44	40%
	Pozos de desarrollo	978*	169	17%
Producción	BPD	990.379*	971.763	98%
Transporte[1]	Barriles transportados/año	439.989.250	439.989.250	100%
Refinación	Barriles refinados/año	86.621.800	86.621.800	100%

Fuente: * IEP 2014, datos ACP.
**Dato reportado por ACP para sísmica on shore privados + Ecopetrol 2014.

Tabla 1.1. Cantidad de actividades por etapa según IEP 2014 y otras fuentes. Comparación con los datos reportados por las operadoras

[1] Dato reportado por ECOPETROL para el 2014: incluye crudo, refinados y transporte en carrotanque.

1.1. INDICADORES PARA SÍSMICA

La base de comparación de las cantidades de cada etapa se realizó contra los datos reportados por la ACP en Informe Estadístico Petrolero (IEP), del año 2014.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	TOTAL KM DE SÍSMICA 2014	TOTAL	UNIDAD
Uso industrial de agua	m^3/Km de sísmica	8,73	7.990	69.752	m^3
Uso doméstico de agua	m^3/Km de sísmica	4,45		35.555	m^3
Vertimientos	m^3/Km de sísmica	5,87		46.901	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/km de sísmica	0,061		487,4	Ton
Residuos peligrosos	Ton/km de sísmica	0,0056		44,7	Ton

Fuente:datos ACP 2014.

Tabla 1.2. Indicadores de uso de recursos, generación de residuos y otros componentes para la actividad de sísmica terrestre



Refinería de Barrancabermeja

De la suma de uso de aguas, en comparación con los vertimientos generados, se deduce que se tiene un retorno cercano al 45 %, valor considerado normal al compararse con el 80 % de vertimientos domésticos.

1.2. INDICADORES PARA PERFORACIÓN EXPLORATORIA

El análisis de indicadores de la actividad de perforación incluye la construcción de pozos exploratorios y la construcción de pozos de desarrollo.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	CANTIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS 2014*	TOTAL	UNIDAD
Agua uso industrial	m^3/1.000 pies perforación	154,96	113	171.760	m^3
Agua uso doméstico	m^3/1.000 pies perforación	24,05		26.657	m^3
Vertimientos industriales**	m^3/1.000 pies perforación	49,29		54.633	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1.000 pies perforación	17,71		19.630	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	0,73		809,14	Ton
Residuos peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	1,61		1.784	Ton

Fuente: ACP. IEP. 2014. *Profundidad promedio de los pozos perforados 9,809 pies. ** Aguas resultantes del proceso que se vierten después de tratamiento

Tabla 1.3. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos por la perforación de pozos exploratorios

Se observa un mayor reporte en los totales, debido al aumento en la acitivdad, especialmente en los pozos de desarrollo.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	CANTIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS 2014*	TOTAL	
Emisiones de NOx	Ton/1.000 pies perforación	0,45		498,79	Ton
Emisiones de SOx	Ton/1.000 pies perforación	0,44		487,7	Ton
Emisiones de CO_2	Ton/1.000 pies perforación	33,67		3.720	Ton
Emisiones de CH_4	Ton/1.000 pies perforación	1,85		2.050	Ton
Emisiones material particulado	Ton/1.000 pies perforación	5,63	113	6.240	Ton
Ruido de inmisión diurno	dB/Proyecto	66		66	dB
Ruido de inmisión nocturno	dB/Proyecto	60		60	dB
Emisión de ruido diurno	dB/Proyecto	65		65	dB
Emisión de ruido nocturno	dB/Proyecto	63		63	dB

Fuente: ACP. IEP. 2014. *Profundidad promedio de los pozos perforados 9,809 pies.

Tabla 1.4. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido por la perforación de pozos exploratorios

En esta etapa se adelantan monitoreos de calidad de aire y de ruido.

Tabla 1.5. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos por la perforación de pozos de desarrollo

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	CANTIDAD DE POZOS DE DESARROLLO 2014*	TOTAL	UNIDAD
Consumo de agua. Uso industrial	m^3/1.000 pies perforación	154,96		1.486.562	m^3
Consumo de agua. Uso doméstico	m^3/1.000 pies perforación	24,05		230.716	m^3
Vertimientos industriales**	m^3/1.000 pies perforación	49,29		472.848	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1.000 pies perforación	17,71	978	169.895	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	0,73		7.003	Ton
Residuos peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	1,61		15.445	Ton

Fuente: ACP. IEP. 2014. *Profundidad promedio de los pozos perforados 9,809 pies. ** Aguas resultantes del proceso que se vierten después de tratamiento.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	CANTIDAD DE POZOS DE DESARROLLO 2014*	TOTAL	UNIDAD
Emisiones de NOx	Ton/1.000 pies perforación	0,45		4.316	Ton
Emisiones de SOx	Ton/1.000 pies perforación	0,44		4.221	Ton
Emisiones de CO_2	Ton/1.000 pies perforación	33,67		323.003	Ton
Emisiones de CH_4	Ton/1.000 pies perforación	1,85		17.747	Ton
Emisiones material particulado	Ton/1.000 pies perforación	5,63	978	54.009	Ton
Ruido de inmisión diurno	dB/Proyecto	66		66	dB
Ruido de inmisión nocturno	dB/Proyecto	60		60	dB
Emisión de ruido diurno	dB/Proyecto	65		65	dB
Emisión de ruido nocturno	dB/Proyecto	63		63	dB

Fuente: ACP. IEP. 2014. *Profundidad promedio de los pozos perforados 9,809 pies.

Tabla 1.6. Indicadores de emisiones atmosféricas y ruido, por la perforación de pozos de desarrollo

1.3. INDICADORES PARA PRODUCCIÓN

En esta etapa se presentan cambios fundamentales en los factores de multiplicación y método de medición. Las actividades de producción se diferencian muy bien de las exploratorias, en cuanto a equipos, proceso, personal y gestión, ya que son proyectos fijos que en ocasiones pueden durar más de 20 años.

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

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	BARRILES PRODUCIDOS AL AÑO	TOTAL	UNIDAD
Agua uso industrial	m^3/Barril producido	0,105	361.488.353	37.956.277	m^3
Agua uso doméstico	m^3/Barril producido	0,0071		2.566.567	m^3
Vertimientos industriales	m^3/Barril producido	0,116		41.932.649	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/Barril producido	0,0053		1.915.888	m^3
AGUAS DE PRODUCCIÓN					
Aguas de producción	m^3/Barril producido	1,98	715.746.939	715.746.939	m^3
Reinyección para recobro mejorado	m^3 de agua reinyectada/ m^3 de agua de producción	0,12		85.722.288	m^3
Inyección como disposición final	m^3 de agua reinyectada/ m^3 de agua de producción	0,49		350.032.675	m^3
Vertimiento a cuerpos de agua	m^3 de agua vertida/ m^3 de agua de producción	0,32		228.592.767	m^3
Riego en vías*	m^3 de agua vertida/ m^3 de agua de producción	0,00025		178.588	m^3
Aspersión*	m^3 de agua vertida/ m^3 de agua de producción	0,0025		1.785.881	m^3
Entregado a terceros	m^3 de agua vertida/ m^3 de agua de producción	0,00095		678.634	m^3
Reuso para riego y otras actividades	m^3 de agua vertida/ m^3 de agua de producción	0,0043		3.071.715	m^3

Fuente: datos ACP 2014. * Uso de aguas residuales tratadas. En los sitemas de manejo de agua, se presentan pérdidas normales dentro de la operación entre un 5 y 10 %.

Tabla 1.8. Indicadores de generación de residuos y agua en la etapa de producción

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	BARRILES PRODUCIDOS AL AÑO	TOTAL	UNIDAD
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/Barril producido	0,00019	361.488.353	68.682	Ton
Residuos peligrosos*	Ton/Barril producido	0,00013		47.242	Ton

Fuente: datos ACP 2014. * Residuos peligrosos sólidos

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

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	BARRILES PRODUCIDOS AL AÑO	TOTAL	UNIDAD
Emisiones SOx	Ton/Barril	0,00011	361.488.353	39.763	Ton
Emisiones NOx	Ton/Barril	0,000023		8.314	Ton
Emisiones CO_2	Ton/Barril	0,017		6.145	Ton
Metano CH_4	Ton/Barril	0,00013		46.993	Ton
Material particulado	Ton/Barril	0,000015		5.422	Ton
Inmisión diurno	dB/Proyecto	59		59	dB
Inmisión nocturno	dB/Proyecto	57		57	dB
Emisión diurno	dB/Proyecto	60		60	dB
Emisión nocturno	dB/Proyecto	63		63	dB

Fuente: datos ACP 2014.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	BARRILES PRODUCIDOS AL AÑO	TOTAL	UNIDAD
CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y ENERGÍA					
Consumo de crudo	Barril combustible/ Barril producido	0,0058	361.488.335	2.096.632	Barril
Consumo de gas	KPC/Barril producido	0,16		57.838.133	KPC
Consumo de biodiesel	Barril combustible/ Barril producido	0,0054		1.952.037	Barril
Energía eléctrica comprada	Kw/Barril	3,9		1.409.804.506	Kw

Fuente: datos ACP 2014.

Tabla 1.10. Indicadores de consumo de combustible en la etapa de producción

1.4. INDICADORES PARA TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

Para el análisis de indicadores de la actividad de transporte, se incluyeron los datos reportados por Ecopetrol durante 2014. Para el cálculo de consumos y demás indicadores, se toman como punto de referencia los 1.205.450 barriles de crudo que se transportaron en Colombia por día, y un total anual de 439.989.250 barriles transportados en el 2014.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	BARRILES TRANSPORTADOS 2014	TOTAL	UNIDAD
Agua uso industrial	m^3/Barril transportado	0,0014	439.989.250	615.984	m^3
Agua uso doméstico	m^3/Barril transportado	0,0000054		2.376	m^3
Vertimientos industriales*	m^3/Barril transportado	0,00030		131.996	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/Barril transportado	0,00032		140.796	Ton
Residuos peligrosos	Ton/Barril transportado	0,000023		10.119	Ton

Fuente: datos ACP 2014. *Aguas resultantes del proceso que se vierten después del tratamiento

Tabla 1.11. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de transporte

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	BARRILES TRANSPORTADOS AÑO 2014	TOTAL	UNIDAD
EMISIONES ATMOSFÉRICAS Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE					
Emisiones SOx	Ton/Barril transportado	0,000017	439.989.250	7.479	Ton
Emisiones NOx	Ton/Barril transportado	0,0000047		2.068	Ton
Emisiones CO_2	Ton/Barril transportado	0,0013		571.986	Ton
Metano CH_4	Ton/Barril transportado	0,0000024		1.056	Ton
Material particulado	Ton/Barril	0,00000052		228,78	Ton
Consumo de crudo	Barril consumido/Barril transportado	0,0019		835.979	Barriles
Consumo de gas	KPC/Barril transportado	0,0011		483.988	KPC
Consumo de ACPM	Barril consumido/ Barril transportado	0,00028		123.197	Barriles

Fuente: datos ACP 2014.

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

1.5. INDICADORES PARA REFINACIÓN DE HIDROCARBUROS

Para el análisis de indicadores de la actividad de refinación, se incluyeron los datos reportados por Ecopetrol. El análisis se realizó sobre la totalidad de la refinación.

Tabla 1.13. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de refinación

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR	BARRILES REFINADOS DURANTE EL AÑO 2014	TOTAL	UNIDAD
Agua uso industrial	m^3/Barril Refinado	0,30	86.621.800	25.986.540	m^3
Agua uso doméstico	m^3/Barril Refinado	0,023		1.992.301	m^3
Vertimientos industriales*	m^3/Barril Refinado	0,14		12.127.052	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/Barril Refinado	0,00034		29.451	Ton
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/Barril Refinado	0,00075		64.966	Ton
Residuos peligrosos	Ton/Barril Refinado	0,000082		7.103	Ton

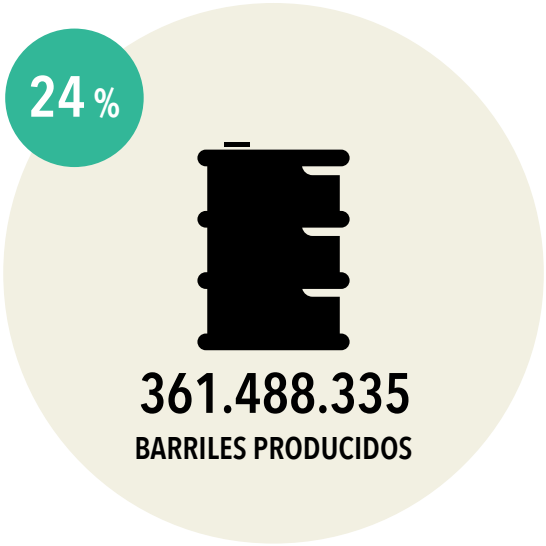
Fuente: datos ACP 2014. *Aguas resultantes del proceso que se vierten después del tratamiento

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

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR	BARRILES REFINADOS DURANTE EL AÑO 2014	TOTAL	UNIDAD
EMISIONES ATMOSFÉRICAS					
NOx	Ton/Barril refinado	0,000045	86.621.800	3.898	Ton
SOx	Ton/Barril refinado	0,00016		13.859	Ton
CO_2	Ton/Barril refinado	0,041		3.551.494	Ton
CH_4	Ton/Barril refinado	0,000072		6.236	Ton
Material particulado	Ton/Barril refinado	0,000024		2.079	Ton
CONSUMO DE COMBUSTIBLES					
Consumo de gas	KPC/Barril refinado	0,46	86.621.800	39.846.028	KPC
Gas quemado en tea	KPC/Barril refinado	0,00079		68.431	KPC

Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 1.1. Total barriles producidos vs. total barriles refinados



Fuente: datos ACP 2014

1.6. COMPARACIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS DE ALGUNOS INDICADORES

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

De acuerdo con el Estudio Nacional de Agua, (IDEAM, 2014), se presenta la estimación del consumo de agua por diferentes sectores a nivel nacional (demanda hídrica sectorial). El consumo del sector hidrocarburos en el 2014, ascendió a 71,14 millones de metros cúbicos en las etapas de sísmica, perforación, producción, transporte y refinación.

SECTOR	TOTAL (MM³)	% DEL TOTAL NACIONAL
Agrícola	16.760	47,4
Generación de energía	7.739	21,9
Pecuario	3.049	8,6
Doméstico	2.963	8,4
Industria	2.106	6,0
Acuícola	1.654	4,7
Minería	641	1,8
Servicios	482	1,4
Hidrocarburos 2014	71	0,2
Total	35.394	100,0

Fuentes: datos ACP 2014. Estudio Nacional de Aguas IDEAM, 2014 .

Tabla 1.15.
Comparación del uso de agua del sector hidrocarburos contra los sectores productivos y el uso total nacional

El sector agrícola usó 236 veces más agua que el sector hidrocarburos en 2014.

Gráfica 1.2. Comparación del uso de agua del sector hidrocarburos con otros sectores y el total nacional



Fuente: ACP y ENA 2014

Los resultados indican que el consumo de agua del sector hidrocarburos durante 2014, corresponde a un 0,2 % de la demanda hídrica sectorial nacional agregada durante 2014 (35.394 Mm3). Por su parte, el sector agrícola usó 16.760 Mm3, lo que corresponde al 47,4 % de la demanda nacional.

Así mismo, el uso de agua del sector doméstico durante 2014 (2.963 Mm3), representando el 8,4 % de la demanda nacional.

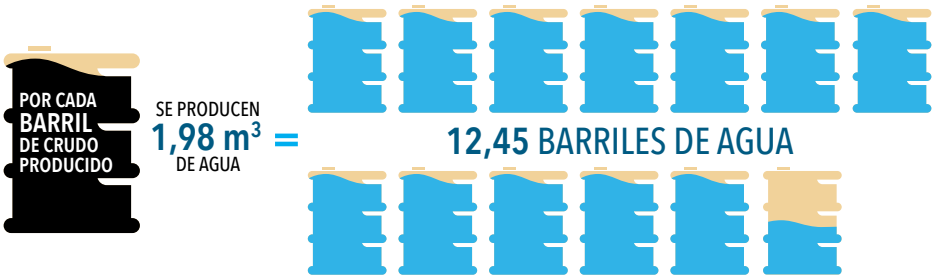
En el presente informe, para efectos comparativos del uso de agua con otros sectores, se tuvieron en cuenta los volúmenes de aguas captadas por el sector.

La industria considera para calcular el uso de agua únicamente aquella que es aprovechada para el desarrollo de las actividades productivas en cada una de sus etapas; por lo tanto no se incluyen las aguas de producción ya que son resultado de la actividad de extracción de hidrocarburos de los yacimientos en el subsuelo; razón por la cual se presenta diferencia con lo establecido en el ENA 2014 que consolidó estas aguas dentro del uso total.

1.6.2. ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

A continuación se presenta el análisis y desagregación de las aguas de producción generadas por el sector hidrocarburos en 2014.

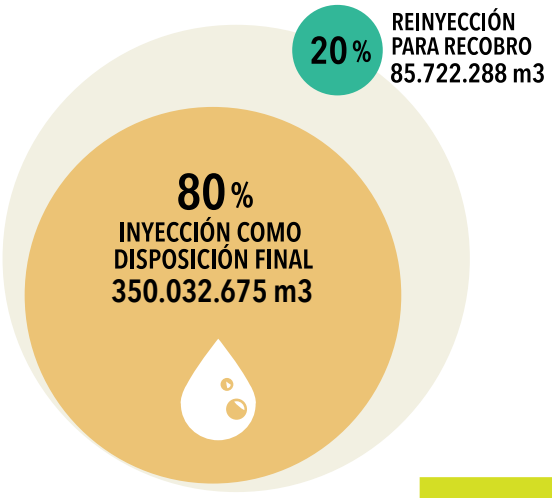
Con las cifras de las aguas de producción se puede establecer que en 2014, por cada barril de crudo producido, se generaron 1,98 m3 de agua, lo que en otras unidades equivale a 12,45 barriles de agua.



Las aguas generadas durante la operación de producción en su mayoría se reinyectan para varios propósitos, entre los cuales se destaca generar recobro mejorado o mantener la presión de los yacimientos. En otros casos, las aguas de producción se inyectan a otras formaciones almacenadoras, como procedimiento válido para hacer la disposición final. Es importante mencionar que antes de realizar los procesos de reinyección de las aguas, se adelantan tratamientos de acuerdo con las normas establecidas, y luego sí se procede a la reinyección o inyección del agua de producción.

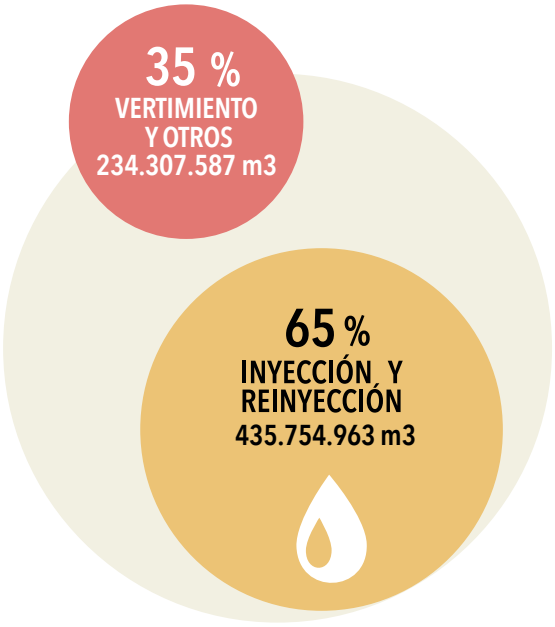
Otra parte de las aguas de producción se dispone como vertimiento en los cuerpos de agua superficial. Estos procedimientos están debidamente autorizados en las licencias ambientales.

Una parte de estas aguas no inyectadas, se reutiliza en riego de vías y aspersión en suelos previamente seleccionados por su capacidad receptora, o para uso agrícola; por último, otra parte se entrega a terceros debidamente legalizados para su disposición final.

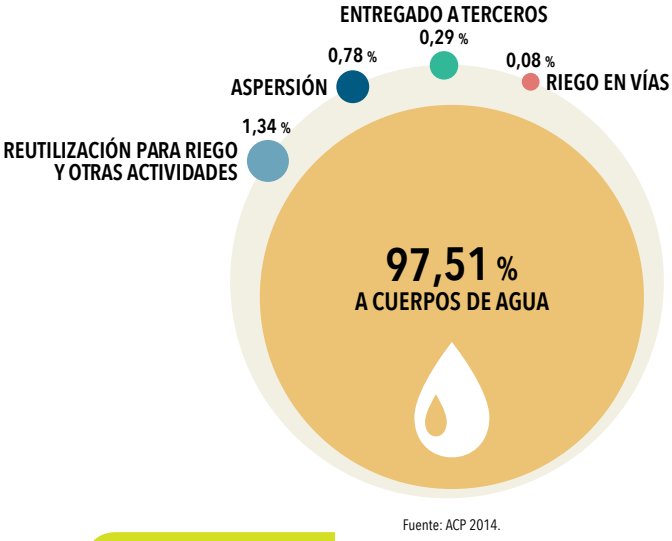


Fuentes: ACP 2014.

Gráfica 1.4.
Destino de las aguas de producción reinyectadas



Gráfica 1.3.
Destino de las aguas de producción



Fuente: ACP 2014.

Gráfica 1.5.
Destino de las aguas de producción vertidas

1.6.3. COMPARACIÓN DE LA GENERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS ORDINARIOS

Según la Superintendencia de Servicios Públicos, el país generaba a diario 26.726 toneladas de residuos sólidos en 2013. De acuerdo con los resultados consolidados en 2014, el sector hidrocarburos, en sus distintas etapas, genera diariamente 774,64 toneladas de residuos sólidos, cantidad que representa apenas el 2,9 % del total nacional.

Los residuos peligrosos de la actividad petrolera generados son tratados a través de diferentes programas de gestión de residuos, antes de su disposición final.

Tabla 1.16.
Comparación de la generación de residuos sólidos del sector hidrocarburos con la generación total nacional

SECTOR DE CONSUMO	GENERACIÓN DIARIA DE RESIDUOS SÓLIDOS (EN TONELADAS)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	774,64	2,9
Total nacional según SSPD 2013	26.726	100,0

Fuentes: datos ACP 2014. Superintendencia de Servicios Públicos, 2013.



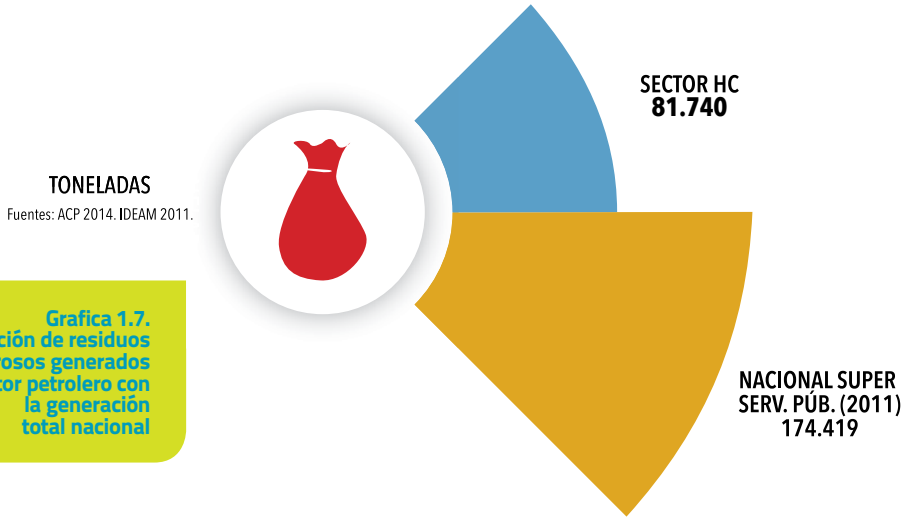
Grafica 1.6.
Comparación de residuos sólidos diarios generados por el sector petrolero y la generación total nacional

Fuentes: ACP 2014. Superintendencia de Servicios Públicos, 2013.

Tabla 1.17.
Comparación de la generación de residuos peligrosos del sector hidrocarburos con la generación total nacional

SECTOR DE CONSUMO	PRODUCCIÓN DIARIAS DE RESIDUOS PELIGROSOS (EN TONELADAS)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	81.740	46,9
Total nacional según IDEAM 2011	174.419	100

Fuentes: datos ACP 2014. Informe nacional generación y manejo de residuos o desechos peligrosos en Colombia, IDEAM 2011.



Fuentes: ACP 2014. IDEAM 2011.

Grafica 1.7.
Comparación de residuos peligrosos generados por el sector petrolero con la generación total nacional

1.6.4. CARGA DE SUSTANCIAS APORTADAS POR EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN EL 2014

A partir de los datos de las caracterizaciones reportados por las operadoras, y conociendo el volumen de los vertimientos, se ha realizado el cálculo de la carga aportada por el sector en sus etapas, durante el año 2014, para los parámetros de interés sanitario.

PARÁMETRO	UNIDAD	SÍSMICA	PERFORACIÓN	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	TOTAL
Demanda química de oxígeno (DQO)	Ton	73,23	56,35	6.985	10,24	7.125
Demanda bioquímica de oxígeno (DBO5)	Ton	53,54	7,43	17.519	1,87	17.582
Sólidos suspendidos totales (SST)	Ton	348,42	39,91	9.420	2,71	9.811

Fuente: datos ACP 2014, incluye *upstream* y *midstream*

Tabla 1.18. Aporte en carga de sustancias del sector hidrocarburos en sus diferentes etapas

Tabla 1.19. Comparación de la DBO de los vertimientos del sector hidrocarburos con la generación total nacional

SECTOR DE CONSUMO	DBO (EN TONELADAS)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	17.582	2,3
Total nacional según ENA 2014	756.945	100,0

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

El aporte de DBO del sector hidrocarburos es bajo en comparación con el de sectores como el doméstico.

SECTOR DE CONSUMO	DQO (EN TONELADAS)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	7.125	0,4
Total nacional según ENA 2014	1.675.616	100,0

Fuente: Estudio Nacional de Aguas. IDEAM, 2014.

Tabla 1.20. Comparación de la DQO de los vertimientos del sector hidrocarburos con la generación total nacional

El 0,4 % de aporte de carga de DQO del sector de hidrocarburos, es bajo al considerar el proceso que involucra sustancias químicas en las diferentes etapas. Esta situación puede atribuirse, principalmente, a los sistemas complejos de tratamiento que implementa el sector en las diferentes actividades y procesos.

Tabla 1.21. Comparación de los Sólidos Suspendidos Totales (SST) de los vertimientos del sector hidrocarburos con la generación total nacional

SECTOR DE CONSUMO	SST (EN TONELADAS)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	9.811	0,86
Total nacional según ENA 2014	1.135.726	100,0

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

La generación de sólidos suspendidos, del sector de hidrocarburos, es baja en comparación con el total nacional, debido en parte, a que los caudales de vertimientos son bajos. Considerando que el sector busca reutilizar (minimizar la generación de vertimientos) una cantidad importante, y por otra parte, los sistemas de tratamiento de aguas residuales que ha implementado el sector, son de alto nivel de control de las características físico químicas, antes de realizar cualquier vertimiento, cumpliendo con la normatividad vigente.

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

A partir de los datos reportados por las operadoras sobre los estudios de calidad del aire y ruido en las zonas donde se ejecutan las actividades del sector, se ha generado el cálculo de las emisiones a la atmósfera en sus diferentes etapas durante 2014, de los compuestos representativos de contaminación del aire.

Tabla 1.22. Aporte en cargas emitidas a la atmósfera por el sector hidrocarburosen sus diferentes etapas

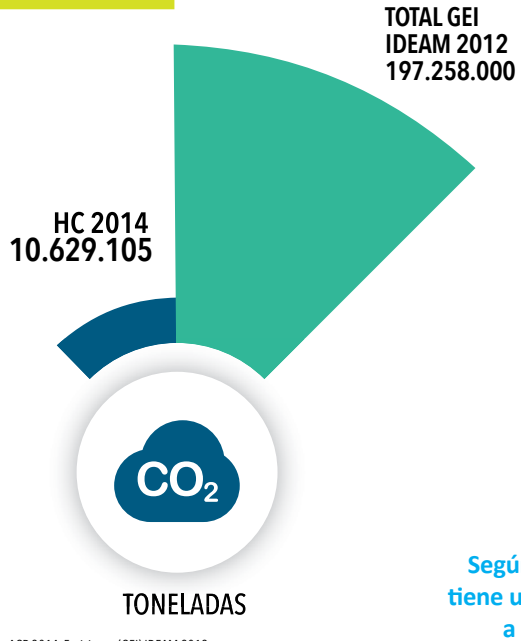
PARÁMETRO	UNIDAD	SÍSMICA	PERFORACIÓN	PRODUCCIÓN	TRANSPORTE	REFINACIÓN	TOTAL
NOx	Ton	N/R	4.816	8.314	7.480	3.898	24.508
SOx	Ton	N/R	4.709	39.764	2.068	13.859	60.400
CO_2	Ton	N/R	360.323	6.145.302	571.986	3.551.494	10.629.105
CH_4	Ton	N/R	19.798	46.993	1.056	6.237	74.084
Material particulado	Ton	N/R	60.250	5.422	229	2.079	67.980

Fuente: datos ACP 2014.

1.6.6. COMPARACIÓN DE INDICADORES DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS DEL SECTOR, CON DATOS DE ORDEN NACIONAL

A continuación se presenta la comparación de algunas sustancias emitidas a la atmósfera, con datos reportados por el IDEAM en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) Colombia 2012.

Gráfica 1.8. Comparación de la emisión de CO2 del sector, con la generación total nacional reportada por el IDEAM 2012



Fuente: ACP 2014. Emisiones (GEI) IDEAM 2012

SECTOR	CO_2 (Ton)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	10.629.105	5,38
Emisiones GEI de Colombia 2012 IDEAM	197.258.000	100,0

Fuente: ACP 2014. Emisiones (GEI) IDEAM 2012.

Tabla 1.23. Comparación de la emisión de CO2 del sector hidrocarburos con la generación total nacional reportada por el IDEAM 2012

Los mayores emisiones de gases a la atmósfera corresponden a CO2, considerando que hay combustión en los procesos del sector de los hidrocarburos, por el complejo sistema de producción y refinación del petróleo.

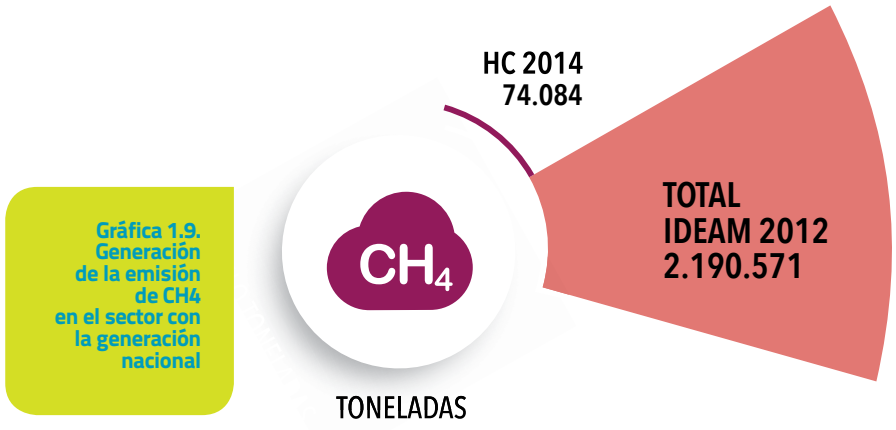
Se han implementado sistemas avanzados de combustión que eliminan el máximo el volumen de Metano (CH4) que podría ser liberado a la atmósfera, transformándolo en CO2.

Según el IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), el CH4 tiene un potencial de calentamiento global 21 veces mayor que el CO2; a su vez el N2O tiene un potencial 310 veces superior al CO2.

SECTOR DE CONSUMO	CH_4 (Ton)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	74.084	3,38
Inventario Nacional de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) 2012 IDEAM	2.190.571	100

Fuente: ACP. Indicadores 1 g de CH4 = 21 g de CO2

Tabla 1.24. Comparación de la emisión de CH4 del sector hidrocarburos con la generación total nacional



Gráfica 1.9. Generación de la emisión de CH4 en el sector con la generación nacional

Fuente: ACP 2014. Emisiones (GEI) IDEAM 2012

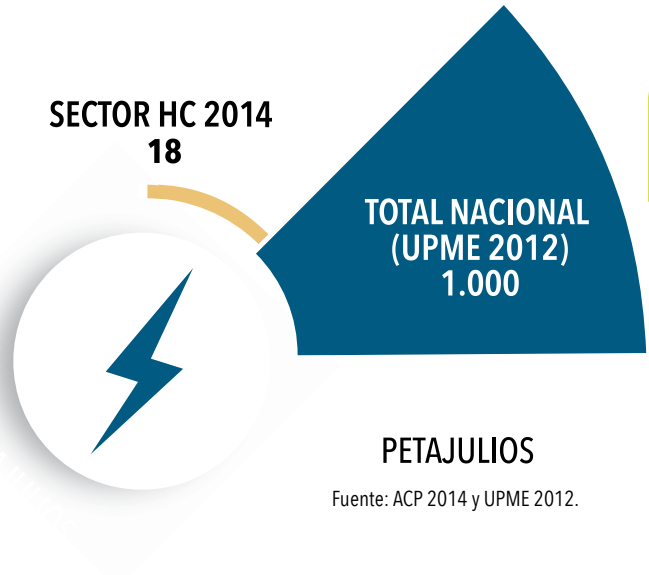
1.6.7. COMPARACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA CON EL CONSUMO DE ENERGÍA NACIONAL SEGÚN LA UPME

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 que tiene la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME, del año 2012.

SECTOR DE CONSUMO	CONSUMO (EN PETAJULIOS)*	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2014	18	1,8
Consumo nacional 2012 según UPME	1000	100,0

Fuente: ACP 2014. UPME 2012. * 1 Petajulio=$1x10^{15}$ julios

Tabla 1.25. Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos con el consumo de energía nacional según la UPME



Gráfica 1.10. Comparación del consumo de energía del sector, con el consumo de energía nacional según la UPME

Fuente: ACP 2014 y UPME 2012.

El consumo de energía en el sector de hidrocarburos es muy bajo frente al total del consumo nacional; esto puede atribuirse a que la energía utilizada en las actividades hidrocarburíferas es producida a través de procesos de autogeneración, con los fluidos provenientes de los propios yacimientos.



02 OFERTA DE AGUA POR ZONA HÍDRICA



Fuente: ACP y ENA 2014.

Gráfica 2.1. Porcentaje captado por el sector petrolero de la oferta hídrica total nacional.

Durante las diferentes etapas de los procesos en el sector hidrocarburos es necesario el aprovechamiento del recurso hídrico. A continuación se presenta el balance de las cantidades requeridas por el sector, frente a la oferta por zona hídrica.

De acuerdo con la siguiente tabla, se observa que el total demandado por el sector petrolero se encuentra en 71 millones de metros cúbicos (0,0035 %) comparado con la oferta nacional, que se encuentra en el orden de los 2.011.655 millones de metros cúbicos (2 billones de m^3).

En el mapa (gráfica 2.2.) se observan las zonas hídricas de Colombia intervenidas por el sector. Durante el 2014, la zona hídrica del Medio Magdalena tuvo una captación de 64 millones de metros cúbicos, equivalente al 0,076 % de la oferta hídrica total de esta zona, siendo el mayor volumen demandado y el mayor porcentaje registrado a nivel nacional, seguido por la zona hídrica de Río Catatumbo, con un 0,014 %.



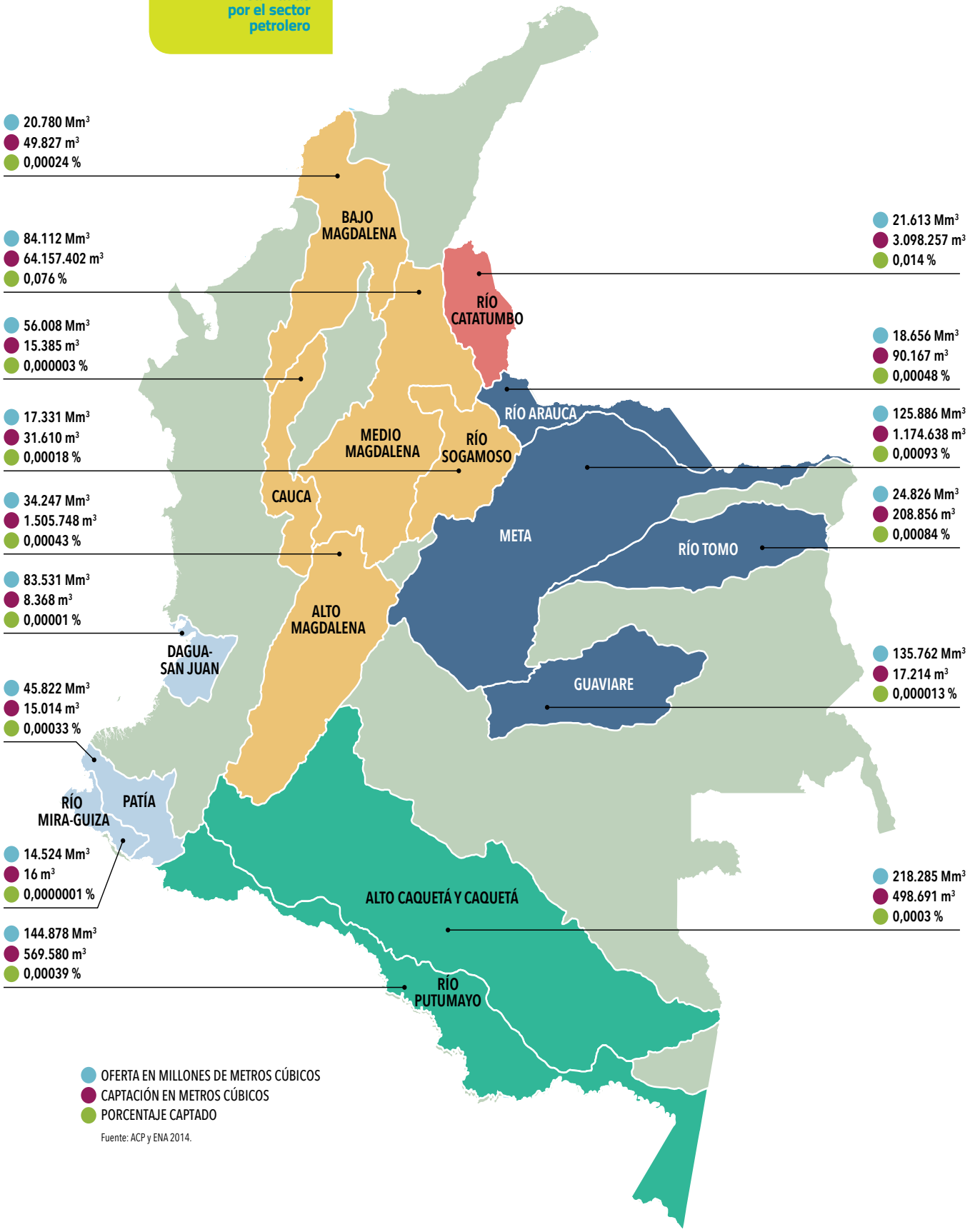
Región de los Llanos Orientales, Arauca

Tabla 2.1. Oferta por zona hídrica versus captaciones del sector

ZONA HÍDRICA	ETAPA	CAPTACIÓN TOTAL 2014 (EN M³)	OFERTA DE LA ZONA HÍDRICA 2014 (EN MILLONES DE M³)	% CAPTADO
Río Mira-Guiza	Transporte	16	14.524	0,0000001
Patía	Transporte	15.014	45.822	0,00033
Dagua - San Juan	Transporte	8.368	83.531	0,00001
Cauca	Producción - Transporte	15.385	56.008	0,000003
Medio Magdalena	Exploración – Producción – Transporte - Refinación	64.157.402	84.112	0,076
Río Sogamoso	Producción - Transporte	31.610	17.331	0,00018
Bajo Magdalena	Exploración – Producción - Transporte	49.827	20.780	0,00024
Río Catatumbo	Producción - Transporte	3.098.257	21.613	0,014
Alto Magdalena	Exploración – Producción - Transporte	1.505.748	34.247	0,00043
Alto Caquetá y Caquetá	Producción - Transporte	498.691	218.285	0,0003
Río Arauca	Transporte - Producción	90.167	18.656	0,00048
Meta	Exploración – Producción - Transporte	1.174.638	125.886	0,00093
Río Putumayo	Exploración - Producción - Transporte	569.580	144.878	0,00039
Guaviare	Transporte	17.214	135.762	0,000013
Río Tomo	Producción	208.856	24.826	0,00084
Total		**71 millones**	**1.046.261 millones**	**0,0068**

Fuente: ACP 2014. ENA 2014.

Gráfica 2.2. Oferta hídrica por zona hidrográfica, frente a captaciones realizadas por el sector petrolero



Fuente: ACP y ENA 2014.



Río Magdalena, Natagaima, Tolima.
Foto cortesía: www.metrica.com.co



03 PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL Y OTRAS ACCIONES DEL SECTOR ANTE LA ANLA

El proceso de licenciamiento ambiental cambió su reglamentación mediante el Decreto 2041 del 2014, expedido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. No obstante, este informe se realizó con base en lo establecido en el Decreto 2820 de 2010, por ser el que estaba en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2014.

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 de las licencias a los proyectos.

3.1. SOLICITUDES DE LICENCIAS DEL SECTOR, EN COMPARACIÓN CON LOS DEMÁS SECTORES

En el año 2014, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), recibió 329 solicitudes de trámites; entre estas: Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (NDA), Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), licencias ambientales, Planes de Manejo Ambiental, y modificaciones en todos los sectores.

Para el sector de hidrocarburos se solicitaron 43 trámites de licencia, 39 modificaciones de licencia y 3 Planes de Manejo Ambiental (PMA).

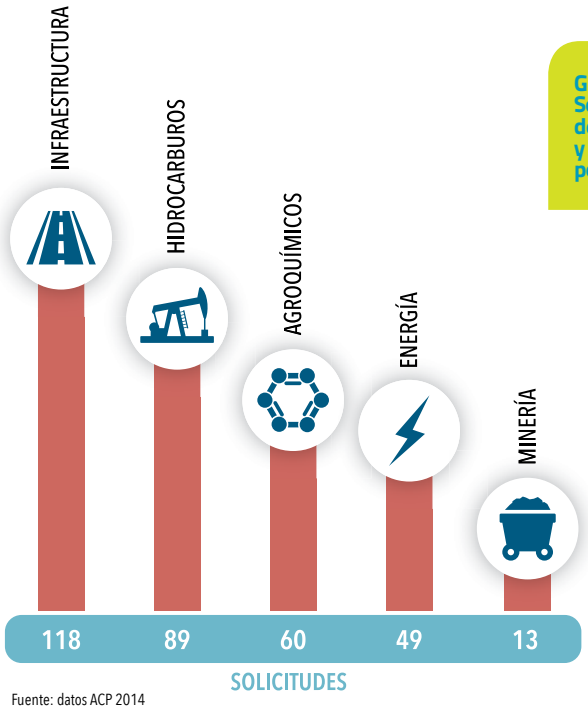
Tabla 3.1. Solicitudes de licencias, modificaciones y PMA ambientales

SECTOR	LICENCIAS	MODIFICACIONES	PMA	DAA	NDA	TOTAL
Hidrocarburos	43	39	3	3	1	89
Infraestructura	21	31	2	26	38	118
Energía	5	9		1	34	49
Minería	2	11				13
Agroquímicos (L.A)	47	13				60
Totales	118	103	5	30	73	329

Fuente: ANLA, Informe de Gestión, 2014.



Buque de perforación Ocean Clipper
Offshore, pozo Orca 1



Fuente: datos ACP 2014

Gráfica 3.1. Solicitudes de licencias y modificaciones por sector

Las empresas decidieron suspender 9 trámites correspondientes a 7 solicitudes de licencia ambiental, una modificación de licencia y una NDA. Las razones de suspensión de términos por parte de los usuarios son por motivos de orden público (3), falta de recursos económicos (2), recolección de información (2), y consulta previa por redefinición de área de influencia (2).

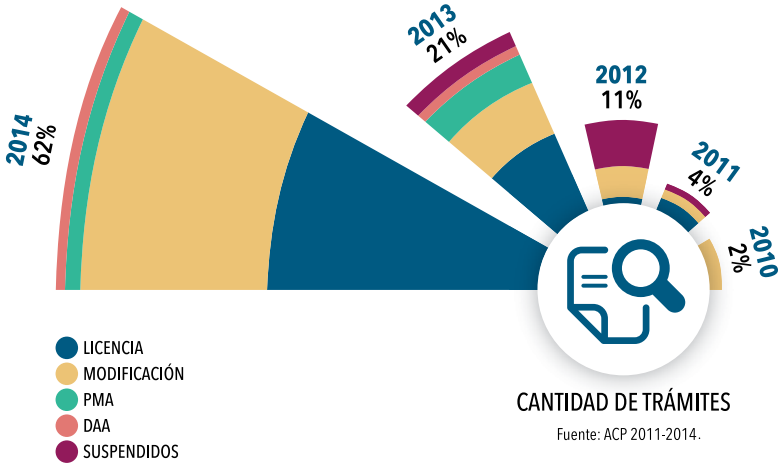
En el sector de hidrocarburos, a 31 de diciembre de 2014, los trámites pendientes de pronunciamiento por parte de la ANLA eran 100, de los cuales 62 corresponden a iniciados en el 2014, 21 iniciados en 2013, 11 en 2012, 4 en 2011 y 2 en 2010.

En el transcurso del año 2014, se desistieron cuatro trámites por razones de orden público y por solicitud de la empresa, tres correspondían al año 2012 y uno a 2011.

Tabla 3.2. Solicitudes pendientes

TIPO DE TRÁMITE	2014	2013	2012	2011	2010	TOTAL	PORCENTAJE
Licencia Ambiental	35	11	1	2	0	49	49%
Modificación	24	7	4	1	2	38	38%
PMA	2	1	0	0	0	3	3%
DAA	1	0	0	0	0	1	1%
Suspendidos	0	2	6	1	0	9	9%
Total	62	21	11	4	2	100	100%

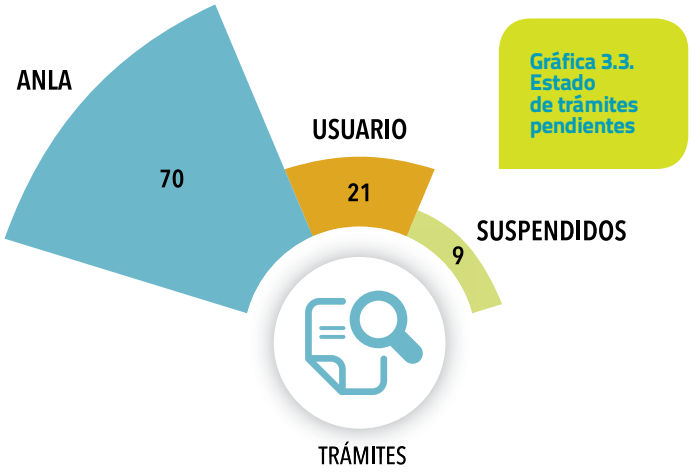
Fuente: ACP 2014.



Fuente: ACP 2011-2014.

Gráfica 3.2.
Porcentaje de solicitudes pendientes por año

De los 100 trámites que estaban pendientes por resolver al finalizar 2014, 21 (equivalente al 21 %) estaban pendientes de la entrega de solicitud de información adicional y 70 (correspondiente a un 70 %) estaban pendientes de una respuesta de la Autoridad Ambiental.



Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.3.
Estado de trámites pendientes

3.2. TIEMPOS DE SOLICITUDES DE LICENCIA AMBIENTAL

3.2.1. PROCESOS DE LICENCIAMIENTO OTORGADOS

En la vigencia 2014, la ANLA se pronunció sobre 96 trámites en el sector de hidrocarburos: 52 de licencias ambientales, 39 modificaciones de licencias, 2 PMA y 3 diagnósticos ambientales de alternativas de proyectos del sector.

En el 2014 se resolvieron 27 solicitudes que iniciaron trámite en el mismo año 2014: 8 corresponden a licencias ambientales, 16 a modificaciones de licencias, 1 PMA y 2 NDA.

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 421 días calendario (14 meses) para las licencias ambientales, y 307 días calendario (10,2 meses) 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.

El tiempo de evaluación de la autoridad, que es el transcurrido desde la radicación del trámite hasta el otorgamiento de la resolución respectiva, sin contar los tiempos que el trámite está en el usuario, son:

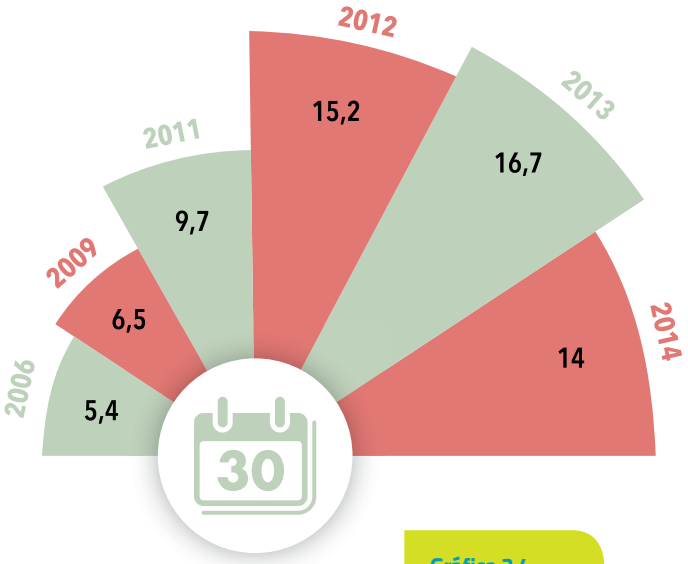
336 días (11,2 meses) para los procesos de solicitud de licencia ambiental y 246 días (8,2 meses) en los procesos de solicitud de modificación de licencias.

Como se observa en la tabla 3.3., el usuario en promedio tardó 5 meses para la entrega de la información adicional requerida por la ANLA, esto eleva los promedios del tiempo de evaluación totales.

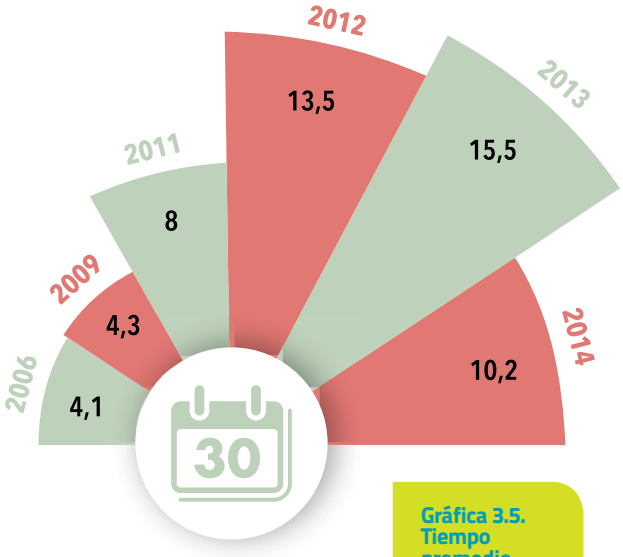
Tabla 3.3.
Tiempos promedio de licencias ambientales

AÑO	SOLICITUD L.A. RESOLUCIÓN	SOLICITUD L.A. - AUTO DE INICIO	AUTO INICIO - 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)
2014	421 (14 meses)	43 (1,4 meses)	204 (6,8 meses)	153 (5,1 meses)	189 (6,3 meses)

Fuente datos ACP.



Gráfica 3.4. Tiempo total de licenciamiento por año



Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.5. Tiempo promedio modificación de licencia ambiental

Se deduce de los datos anteriores, que en 2014, el tiempo promedio para la expedición de la licencia ambiental disminuyó en comparación con los tiempos de los trámites generados en los años 2012 y 2013. Así mismo, se destaca que en 2014 se resolvieron trámites iniciados en 2010, 2011, 2012 y 2013.

Esta puede ser una de las razones por las cuales los tiempos siguen siendo altos, no obstante, se resalta que también se dio respuesta a varios trámites iniciados en el mismo 2014, lo que hace que mejoren los tiempos.

3.2.2. TIEMPOS DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA

A continuación se presentan los tiempos en que la ANLA adelantó el trámite de solicitud de modificación de licencia ambiental en el año 2014, y el comparativo con los años anteriores.

3.2.2.1. PROCESOS DE LICENCIAMIENTO OBTENIDOS

De los procesos que iniciaron en 2014, se resolvieron 24 en el mismo año: 8 solicitudes de licencia ambiental presentaron un tiempo promedio de 231 días (7,7 meses) en su evaluación, y 16, que corresponden a solicitudes de licencia, 190 días calendario (6,3 meses).

En cuanto a los planes de manejo ambiental, que por ser trámites en transición (Decreto 2820 de 2010), no tienen tiempo para su evaluación, se resolvió uno, que inició en el mismo año 2014, en 226 días (7,5 meses); en cuanto a los DAA, se resolvió uno, en 232 días (7,7 meses).

AÑO	SOLICITUD MODIFICACIÓN- RESOLUCIÓN	SOLICITUD MODIFICACIÓN - AUTO DE INICIO	AUTO INICIO - 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)	43 (1,4 meses)	145 (4,8 meses)	109 (3,6 meses)	144 (4,8 meses)
2014	307 (10,2 meses)	41 (1,4 meses)	204 (6,8 meses)	114 (3,8 meses)	149 (5 meses)

Fuente: Fuente Datos ACP.

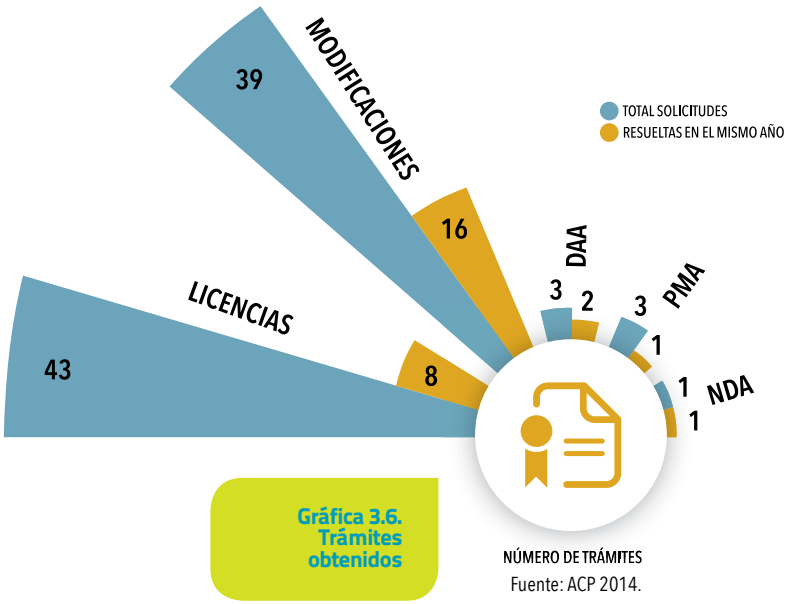
Tabla 3.4. Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de licencia

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

3.2.3.1.SOLICITUD DE LICENCIAS AMBIENTALES

A continuación se presentan tiempos en días calendario para los trámites que se generan dentro del proceso de licenciamiento ambiental.

Este análisis obtuvo tiempos promedio, con base en la revisión de los expedientes de aquellos que presentaron el detalle de dichos trámites.



Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.6. Trámites obtenidos

Se eliminaron del análisis 8 trámites de licenciamiento que tuvieron demoras que en promedio tardaron más de 750 días.

– Tiempo promedio entre la radicación de la solicitud y la fecha de generación del auto de inicio del trámite: 43 días.

– Tiempo promedio entre el auto de inicio del trámite y la realización de la visita técnica: 109 días.

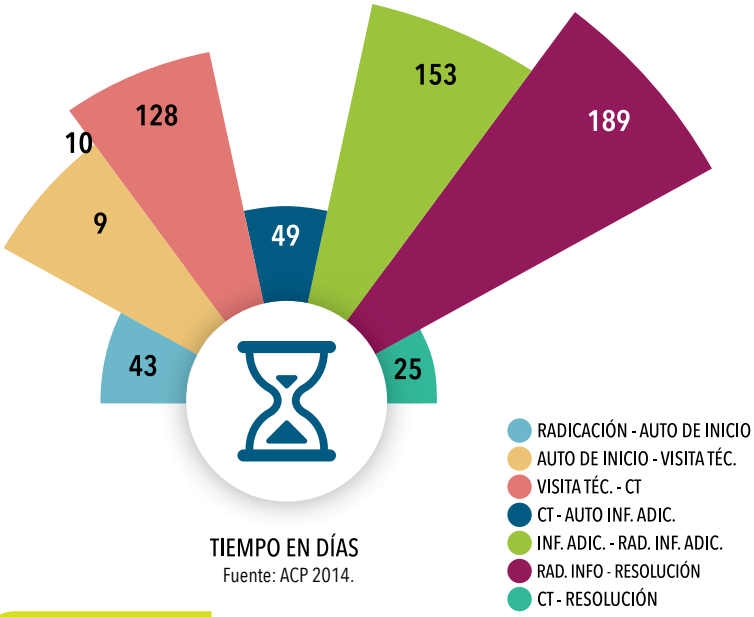
– Tiempo promedio entre la realización de la visita técnica y la elaboración del respectivo concepto técnico: 128 días.

– Tiempo promedio entre la elaboración del concepto técnico y el acto administrativo de solicitud de información adicional: 49 días.

– Tiempo promedio entre el acto administrativo de solicitud de información adicional y el de radicación por parte del usuario: 153 días.

– Tiempo entre la radicación de la información adicional por parte del usuario y la expedición de la respectiva resolución de licencia: 189 días
.
– Tiempo promedio entre la elaboración del CT y la resolución: 25 días.

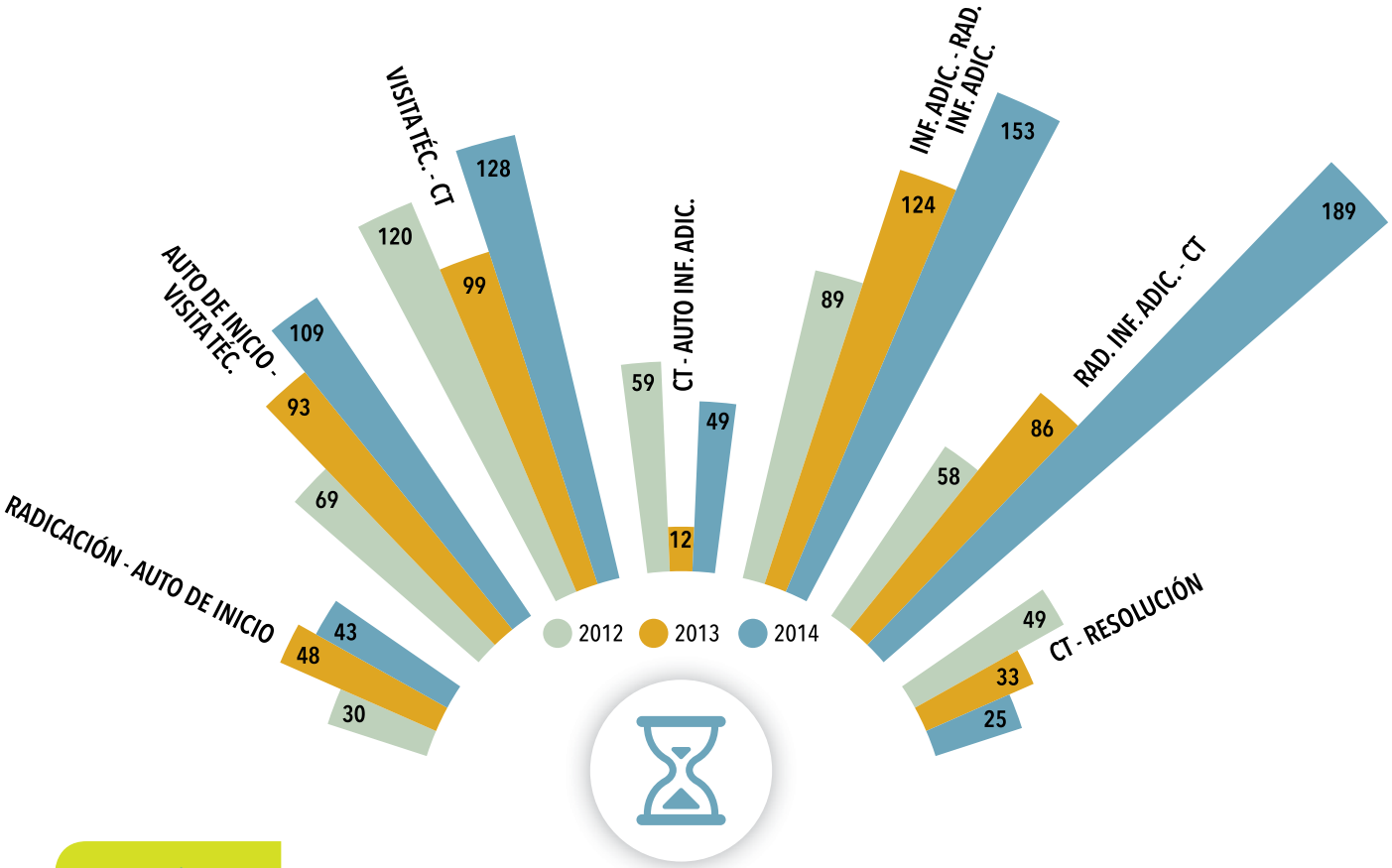
Los trámites más largos dentro del proceso, son los relacionados con información adicional, tanto en la entrega como la elaboración de los conceptos técnicos, una vez recibida la información. Es entendible que el proceso de evaluación, a partir del recibo de la información adicional, es uno de los más largos, puesto que la autoridad debe pronunciarse a fondo sobre el proceso de licenciamiento ambiental, sin la posibilidad de pedir nueva información. Por lo tanto, este periodo es el más importante para la ANLA, para el análisis del otorgamiento o no de la licencia ambiental del proyecto.



Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.7. Tiempos internos licenciamiento ANLA

Realizando una comparación de los tiempos internos que la ANLA demora para sus evaluaciones, se deduce que en el año 2014 disminuyó el tiempo entre el CT y la resolución. Los tiempos aumentaron en los procesos internos, probablemente porque se resolvieron trámites de años anteriores. Es de resaltar que se solicitó menos información adicional, razón por la cual los tiempos totales disminuyeron.



TIEMPO EN DÍAS

Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.8. Comparación de tiempos ANLA 2012-2013-2014

Gráfica 3.9. Tiempos internos modificación de licencia ANLA

3.2.3.2. SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA

Tiempo promedio:
– Entre la radicación de la solicitud y la fecha de generación del auto de inicio del trámite: 41 días.

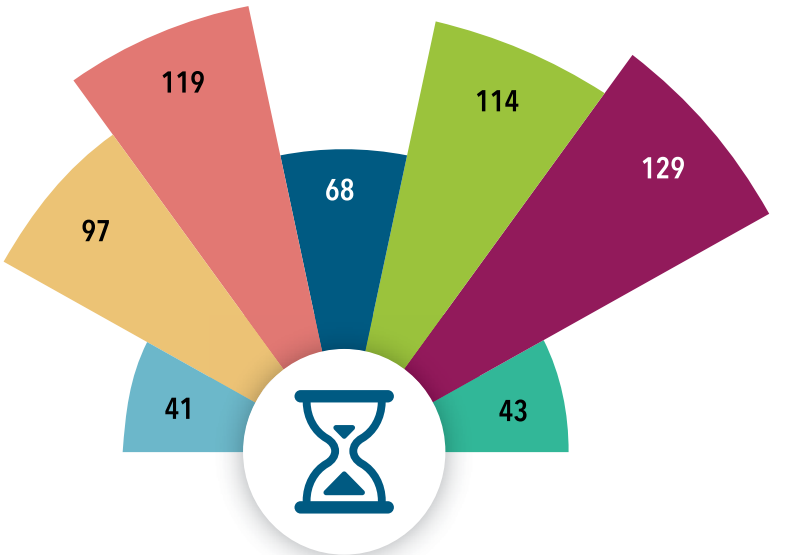
– Entre el auto de inicio del trámite y la realización de la visita técnica: 97 días.

– Entre la realización de la visita técnica y la elaboración del respectivo concepto técnico: 119 días.

Entre la elaboración del concepto técnico y el acto administrativo de solicitud de información adicional: 68 días.

– Entre el acto administrativo de solicitud de información adicional y la de radicación por parte del usuario: 114 días.

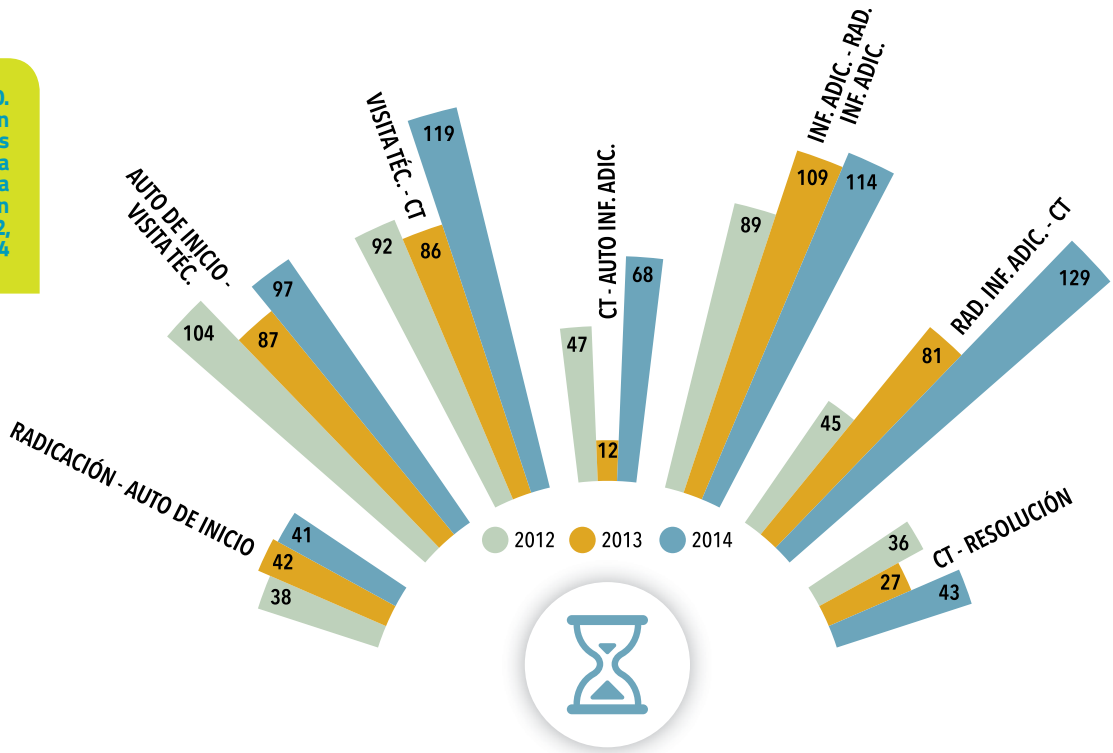
– Entre la radicación de la información adicional por parte del usuario y el concepto técnico: 129 días. Entre la elaboración del CT y la resolución: 43 días.



TIEMPO EN DÍAS

Fuente: ACP 2014.

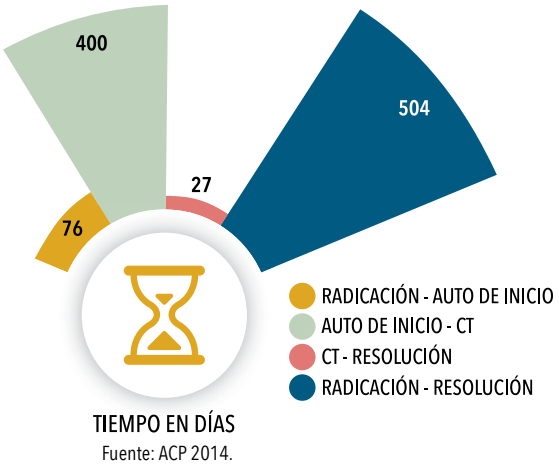
Gráfica 3.10. Comparación de tiempos internos de la ANLA para la modificación de licencia 2012, 2013 y 2014



Fuente: ACP 2014.

3.2.3.3. PLANES DE MANEJO AMBIENTAL

Durante 2014, la ANLA evaluó dos planes de manejo ambiental, procesos que demoraron 721 días, para cuyos trámites no se solicitó información adicional.

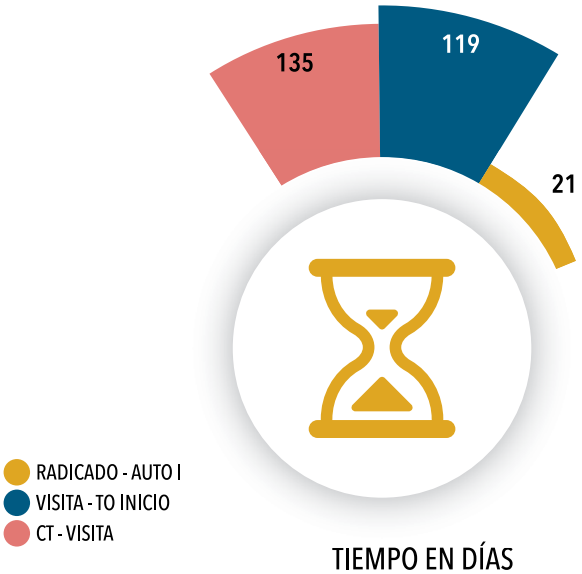


Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.11. Tiempos totales para la expedición de PMA

3.2.3.4. DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS

En la vigencia del año 2014 se expidieron tres DAA por parte de la ANLA, de los cuales uno tuvo requerimiento de información adicional. El tiempo promedio fue de 408 días (13,6 meses).



Fuente: ACP 2014.

Gráfica 3.12. Tiempos totales para la expedición de DAA

3.3. SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL

En la vigencia del año 2014, la ANLA emitió 96 pronunciamientos, entre ellos: licencias, modificaciones de licencias, PMA y DAA; para estos trámites solicitó información adicional de 32 proyectos. De estos, se revisaron 28 actos administrativos (esta cantidad corresponde al 88 %) para el análisis de requerimientos realizados por la autoridad.

De acuerdo con las solicitudes de información adicional, las más relevantes corresponden a:

Tabla 3.5. Motivos de solicitud de información adicional

MOTIVO	TOTALES	PORCENTAJE
Caracterización área influencia	9	32
PMA	5	18
Zonificación ambiental	4	14
Aprovechamiento y uso de RN	3	11
Evaluación ambiental	3	11
Descripción del proyecto	2	7
Plan de contingencia	1	3,5
Evaluación económica	1	3,5
Total	28	100

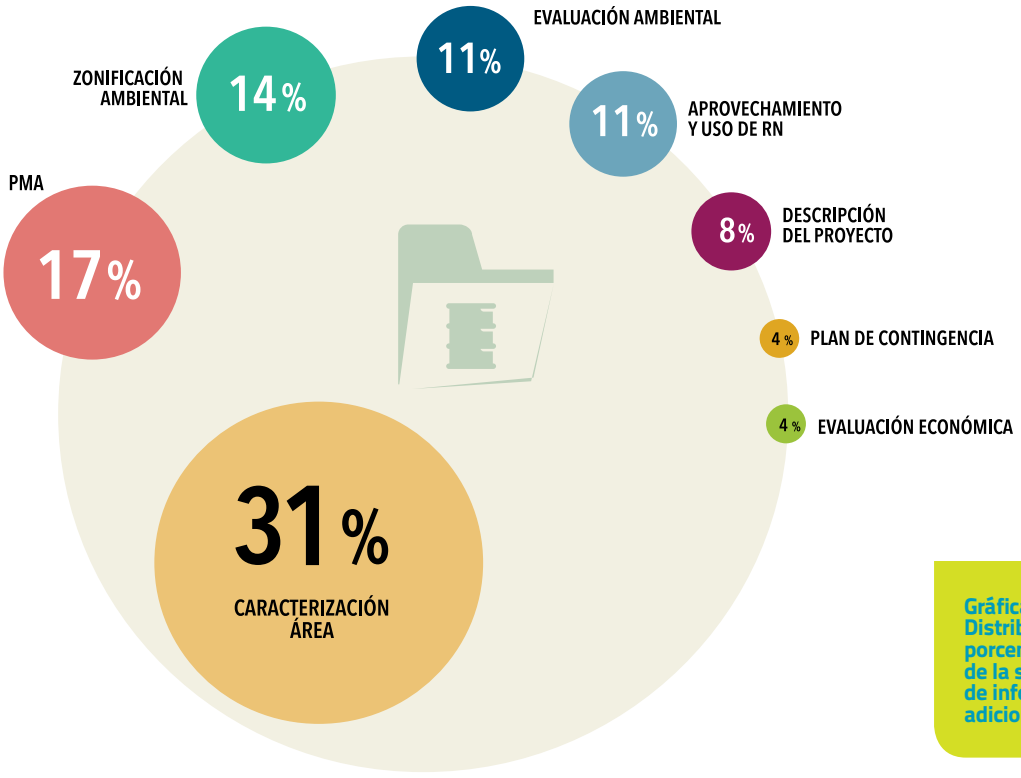
Fuente:datos ACP 2014.

Los autos de información adicional de los 32 proyectos se emitieron de la siguiente forma: uno en el año 2011, diez en 2012, veinte en 2013 y uno en 2014. Por esta razón, el mayor porcentaje sigue siendo la caracterización del área de influencia.

El motivo principal de solicitud de información adicional por la caracterización del área del proyecto, es la definición como tal, para lo que se requiere mayor información sobre las metodologías utilizadas.

Otro motivo importante de solicitud de información adicional, son las caracterizaciones abióticas, como la descripción de geología, geomorfología e hidrología. Así mismo, los usos del agua, la hidrogeología y la biótica, como caracterización de ecosistemas terrestres y acuáticos, flora y fauna; socioeconómico: lineamientos de participación, dimensión espacial, económica, y aspectos de arqueología, entre otros.

Respecto a los requerimientos del plan de manejo ambiental, se solicita que los indicadores sean medibles: permitan determinar el cumplimiento de los logros planteados; así como la complementación de los programas y fichas cumpla con los objetivos de prevenir, mitigar, controlar y compensar los impactos generados en el proyecto.



Gráfica 3.13. Distribución porcentual de la solicitud de información adicional

Fuente:datos ACP 2015.

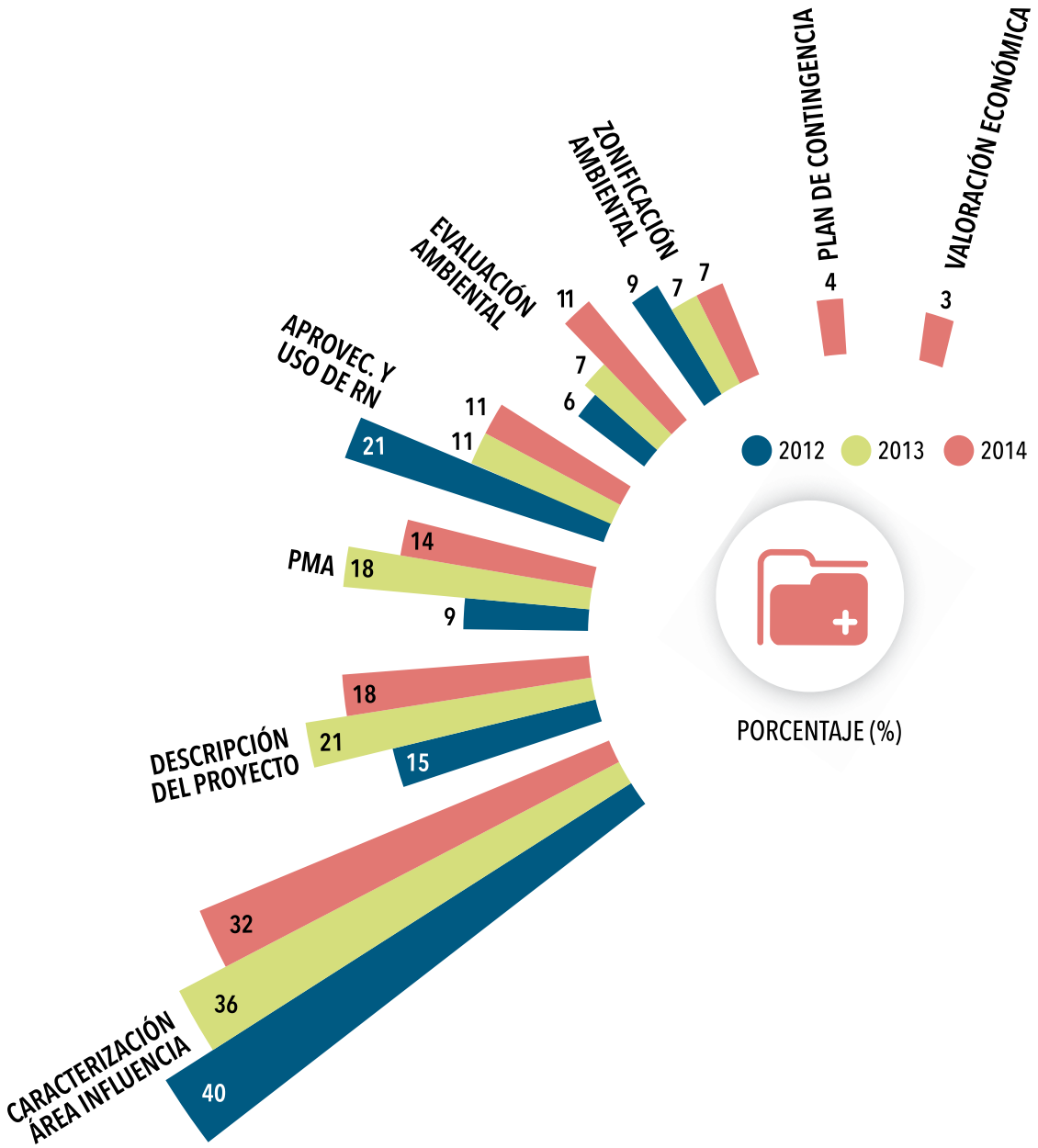
Sobre las razones de estos requerimientos adicionales, el principal factor en la descripción del proyecto es lo relacionado con las vías de acceso, tanto nuevas como existentes, pues sobre ello se requiere información técnica, seguida por aclaraciones relacionadas con las facilidades de producción y líneas de flujo, así como información general cuando hay proyectos que se traslapan.

En cuanto a la demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales, las principales causas son: los permisos de vertimientos , la concesión de aguas , el aprovechamiento forestal y, por último, la ocupación de cauces.

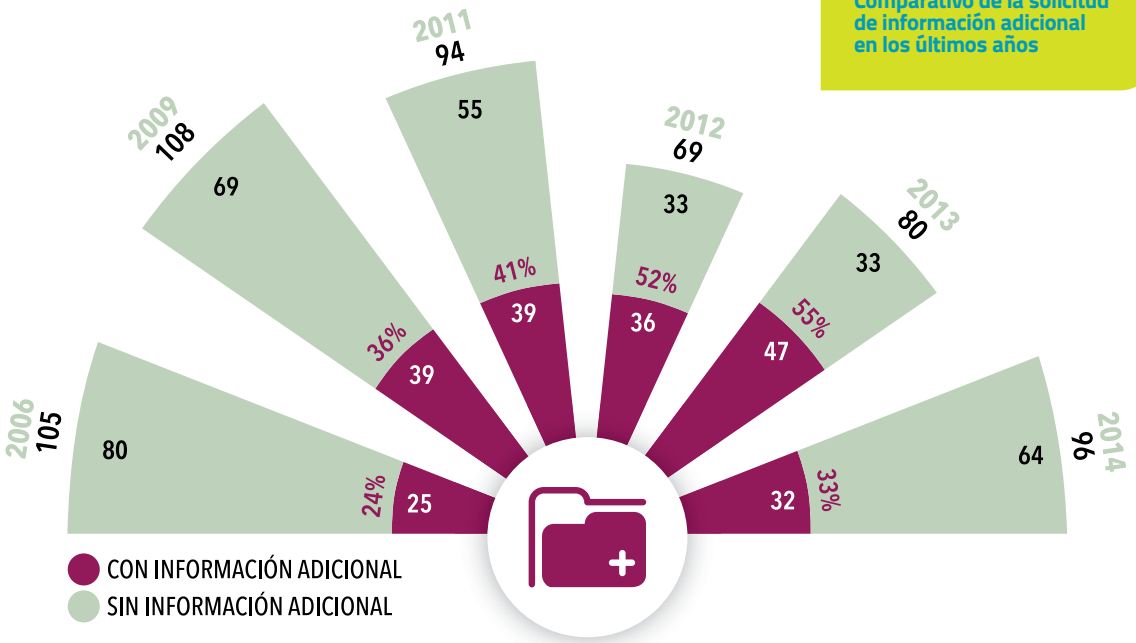
Para la zonificación ambiental, por lo general, se solicita información de acuerdo con las áreas de influencia y la metodología utilizada, la calificación de la sensibilidad e incluir las áreas de exclusión de reserva de acuerdo con los POT, POMCA's, EOT, etc.

Para la evaluación ambiental se solicitan ajustes de acuerdo con el área de influencia; evaluación con y sin proyecto, la evaluación cuantitativa y la metodología propuesta, y, finalmente, en el componente social, la evaluación con base en los lineamientos de participación.

Gráfica 3.14. Comparativo de la distribución porcentual de la solicitud de información adicional en los últimos años



Gráfica 3.15. Comparativo de la solicitud de información adicional en los últimos años



CANTIDAD DE PROYECTOS

Fuente: ACP 2011- 2013. Complemento consultor 2015

La solicitud de información adicional ha disminuido en los últimos años; gracias a las mesas de trabajo realizadas por la ANLA con el sector, por ejemplo, para la definición del área de influencia, entre otros temas.

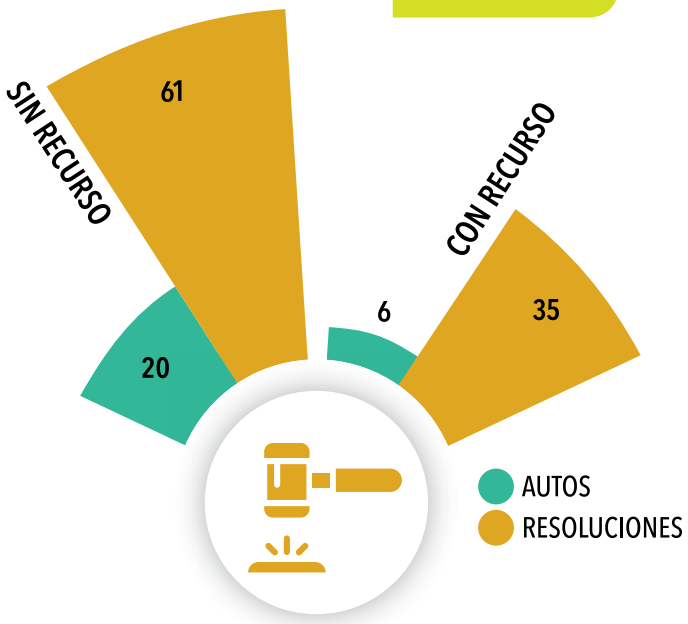
3.4. RECURSOS DE REPOSICIÓN

Los recursos de reposición interpuestos contra los actos administrativos emitidos por la ANLA (esto ocurre cuando el usuario considera que los mismos no proceden), son 41 de 122 actos administrativos (entre resoluciones y autos de requerimiento de información adicional), para la vigencia del año 2014; esta cifra representa el 34 % del total de actos emitidos por la autoridad. Los autos corresponden a los emitidos en el año 2014 (26 autos de información adicional).

De estos 41 recursos, se dio respuesta en el mismo año 2014 a 13, con un promedio de 108 días de tiempo de respuesta. Para el final del año 2014 aún estaban pendientes de pronunciamiento 28 recursos de reposición.

De estos 41 recursos interpuestos, 35 corresponden a las resoluciones otorgadas o negadas para licencia, modificaciones, establecimientos de PMA, autos de pronunciamiento de DAA (de un total de 96, esto corresponde al 36 %), y 6 más corresponden a recursos interpuestos contra autos de solicitud de información adicional, que se emitieron en el año 2014 (de un total de 26, esto corresponde al 23 %).

Gráfica 3.16. Distribución de los recursos de reposición interpuestos



CANTIDAD DE RECURSOS

Fuente: datos ACP 2014.

3.4.1. ACLARACIÓN DE RESOLUCIONES

De los 96 trámites en los que la ANLA se pronunció sobre licencias, modificaciones y PMA (sin contar los DAA), se realizaron aclaraciones a 9 resoluciones, referidas principalmente a coordenadas del proyecto o de los sitios de captación de aguas, permisos de aprovechamiento forestal y vertimientos, u otro tipo de información que deben entregar por ejemplo, certificación ICANH y obligaciones del 1 %.



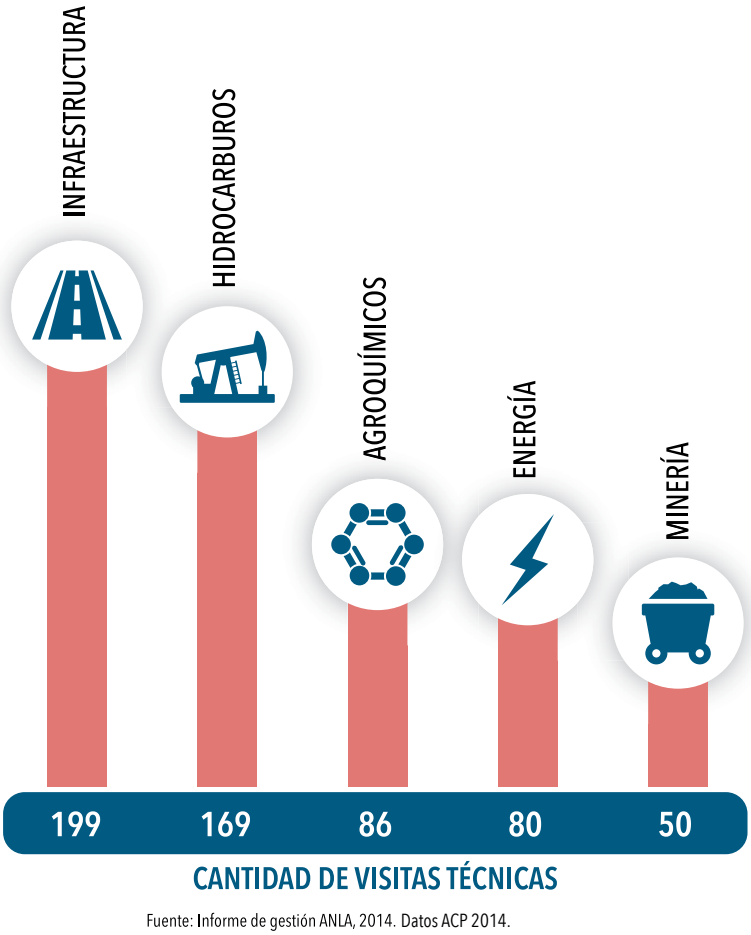
04 SEGUIMIENTO AMBIENTAL

4.1. SEGUIMIENTOS POR SECTORES REALIZADOS POR LA ANLA

4.1.1. VISITAS TÉCNICAS

Con fundamento en lo reportado en el informe de gestión de la ANLA para el año 2014, se observa que se realizaron 584 visitas técnicas destinadas a seguimiento y evaluación de proyectos.

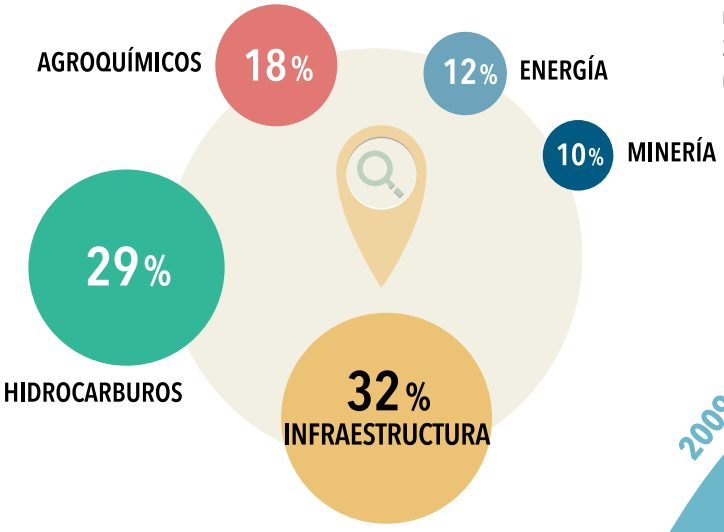
Gráfica 4.1. Visitas técnicas por sector realizados por la ANLA



Fuente: Informe de gestión ANLA, 2014. Datos ACP 2014.



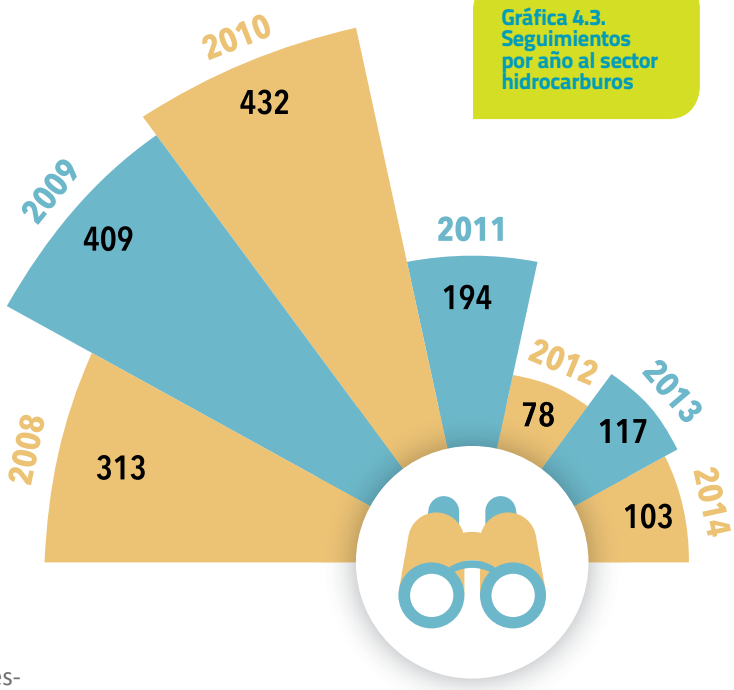
Hormigas de fuego
(solenopsis)



Fuente: Informe de gestión ANLA, 2014. Datos ACP 2014.

Gráfica 4.2. Porcentaje del seguimiento realizado por la ANLA

En los seguimientos ambientales del sector hubo una disminución significativa entre los periodos 2008 – 2010 y 2011 – 2014, con un comportamiento similar en los dos últimos años.



Gráfica 4.3. Seguimientos por año al sector hidrocarburos

CANTIDAD DE SEGUIMIENTOS

Datos ACP 2014.

4.2. SEGUIMIENTOS AL SECTOR DE HIDROCARBUROS

El detalle de las visitas realizadas muestra que 66 corresponden al proceso de evaluación, y las restantes (103), fueron de seguimiento ambiental.

4.2.1. ANÁLISIS DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS DE SEGUIMIENTO

En el sector de hidrocarburos se emitieron 197 actos administrativos (autos) de seguimiento en la vigencia 2014. Es importante aclarar que esta cifra difiere del dato de las visitas técnicas publicadas en el Informe de Gestión de la ANLA del año 2014, puesto que se acogen conceptos técnicos de visitas realizadas en los años 2011, 2012, 2013 y 2014, así como los seguimientos de tipo documental (sin visita), de obligaciones puntuales a los proyectos, como la inversión del 1 % y la compensación[1].

En el presente estudio se revisaron los 197 actos administrativos de seguimiento, de los cuales 108 son de seguimiento documental de la inversión del 1 % y de compensación (para un porcentaje del 55 %), el 45 % restante (89), corresponde a autos de seguimiento de proyectos a los que se les realizó visita técnica; de estos últimos, seis corresponden a seguimiento de quejas.

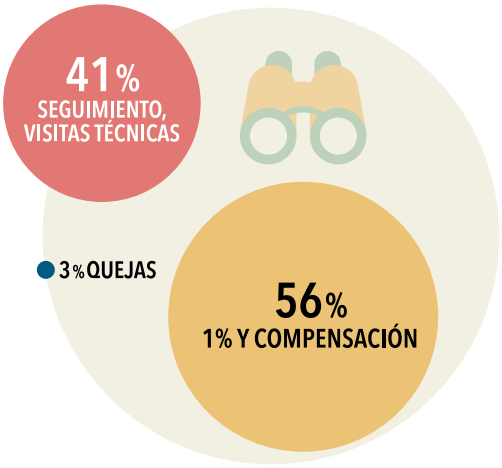
[1] Información de Geodatabase.

Tabla 4.1. Requerimientos en los seguimientos con visita técnica

MOTIVO	CANTIDAD	PORCENTAJE
Cumplimiento total	3	3
PMA	26	30
Obligaciones actos administrativos	20	23
Documental	11	13
Inv. 1 % y compensación	10	11
Socioeconómica	9	10
Plan contingencia	4	5
Plan de desmantelamiento y abandono	4	5
Total	87	100%

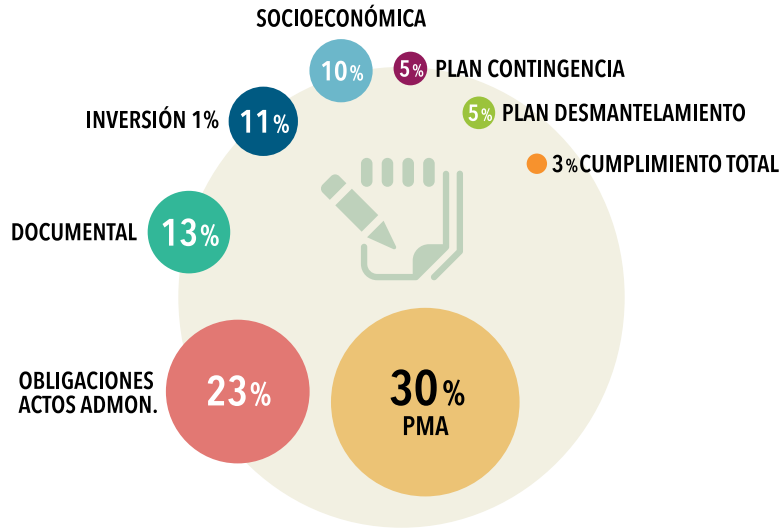
Fuente: ACP 2014.

Gráfica 4.4. Porcentaje de seguimientos



Fuente: Informe de gestión ANLA, 2014. Datos ACP 2014.

De los 89 actos administrativos que corresponden a visita técnica, fue posible revisar 87 expedientes[2]. Se analizaron los requerimientos, y se encontró que: 3 cumplieron con lo propuesto en el estudio de impacto ambiental y con los requerimientos de la resolución en la que se les otorgó la licencia ambiental; a los 84 restantes se realizaron requerimientos sobre: compromisos adquiridos con el PMA (26), cumplimientos con actos administrativos (20), requerimientos documentales (11); la inversión del 1 % y compensación (10), requerimientos de tipo socioeconómico (9), del plan de contingencia (4), y por último, requerimientos sobre realización de plan de desmantelamiento y abandono (4).



Fuente: Expedientes ANLA. Datos ACP 2014.

Gráfica 4.5. Portcentaje de los requerimientos en los seguimientos con visita técnica

Los principales motivos de requerimientos en los seguimientos ambientales que hacen referencia al plan de manejo ambiental son: no cumplimiento con los programas ambientales y fechas específicas planteadas en el PMA; realización de monitoreos de aguas superficiales, subterráneas, de aire, residuos sólidos o suelos; ejecución de obras que garanticen la prevención de impactos ambientales como: el mantenimiento de vías, canales de riego, piscinas y taludes, entre otros; y actividades de señalización.

[2] Los 5 expedientes restantes no se encontraban disponibles en la ANLA.

En cuanto al aspecto documental, se hicieron requerimientos sobre soportes fotográficos de las actividades que se realizan en los proyectos; permisos de los terceros que realizan los tratamientos de residuos líquidos o sólidos; permisos otorgados por las corporaciones; pagos de las tasas retributivas; informes de las actividades realizadas, y actas de reuniones.

En lo relacionado con el aspecto socioeconómico, se solicita el cumplimiento o el informe y monitoreo del plan de gestión social; soportes de la participación de la comunidad en los programas del PMA; evaluación del sistema de la empresa para las solicitudes de información adicional, inquietudes, quejas, reclamos por parte de la comunidad; rediseñar estrategia de gestión y comunicación; manejo del patrimonio arqueológico.

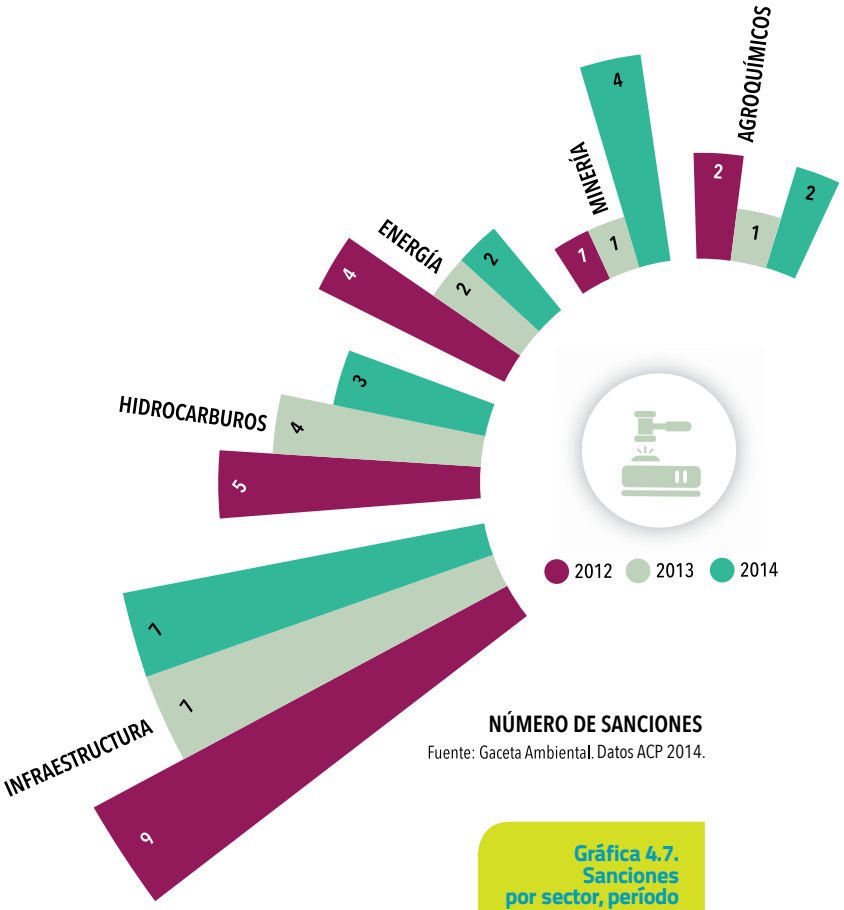
En el plan de contingencia, se requiere evaluación sobre los derrames y/o contingencias presentadas en los proyectos; soportes sobre la socialización del PDC; simulacros en el área de influencia del proyecto; actualización del PDC y plan de gestión del riesgo.

Con respecto al plan de inversión y compensación del 1 %, el principal requerimiento es el monto y los programas de inversión, así como la necesidad de informes de avance sobre lo realizado, y el cumplimiento de las obligaciones adquiridas (como capacitaciones, programas de reforestación, entre otros).

Sobre el plan de desmantelamiento y abandono, se requiere la realización de obras y actividades cuando se cierra y/o terminan la producción de un pozo.

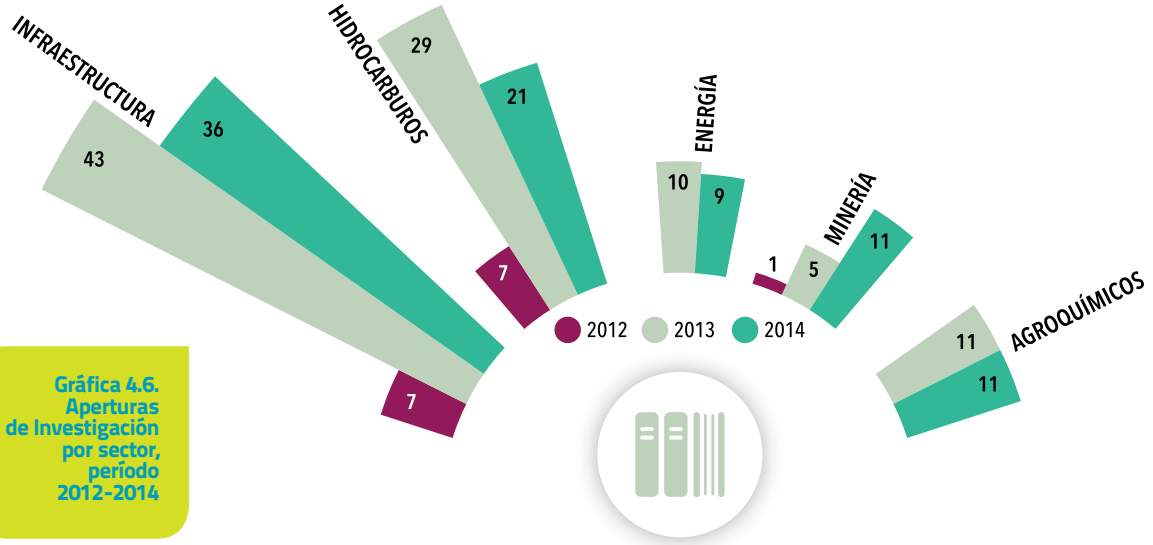
4.3. SANCIONES

Para el análisis de sanciones realizadas por la ANLA durante 2014, se revisó la *Gaceta Ambiental*, que reporta 18 procesos sancionatorios y 88 aperturas de investigación. Las resoluciones que imponen algún tipo de sanción, se reparten entre los diferentes sectores.



NÚMERO DE SANCIONES
Fuente: Gaceta Ambiental. Datos ACP 2014.

Gráfica 4.7. Sanciones por sector, período 2012-2014



APERTURAS DE INVESTIGACIÓN
Fuente: Gaceta Ambiental. Datos ACP 2014.

Gráfica 4.6. Aperturas de Investigación por sector, período 2012-2014

Se resalta que en 2014 la ANLA emitió 39 resoluciones por levantamiento de medidas preventivas, exoneración, cesación y caducidad del trámite, las cuales fueron distribuidas por sectores de la siguiente manera: 16 correspondientes a infraestructura, 15 al sector de hidrocarburos, 5 a agroquímicos, 2 a energía, y uno en minería.

Tabla 4.2. Cantidades de sanciones durante el periodo 2007-2014

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
2014	103	21	3
Total	1.586	122	50

Fuente: ACP y complemento, 2014. Gaceta Ambiental 2014.

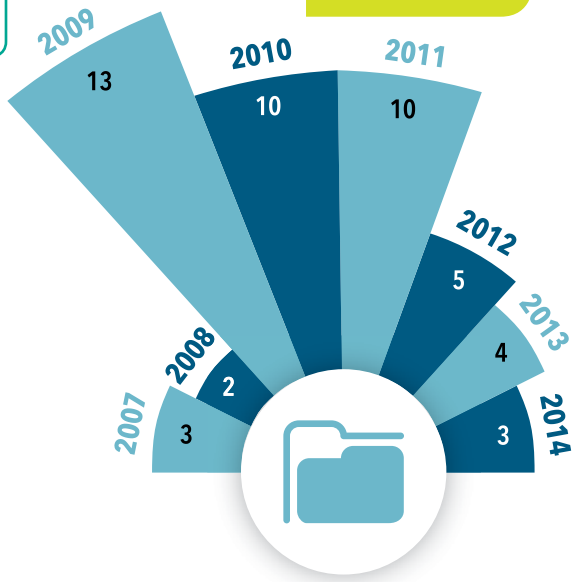
Gráfica 4.7. Porcentaje de sanciones y aperturas de investigación, período 2007-2014



TOTAL SEGUIMIENTOS: 1.575

Datos ACP 2014.

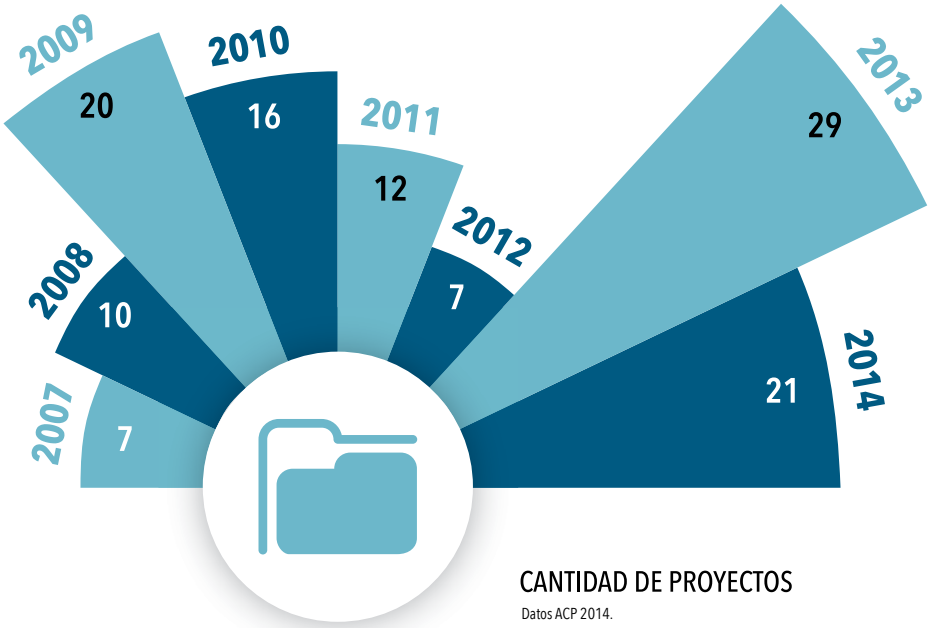
Gráfica 4.9. Sanciones, período 2007 - 2014



CANTIDAD DE PROYECTOS

Datos ACP 2014.

Gráfica 4.8. Investigaciones, período 2007-2014



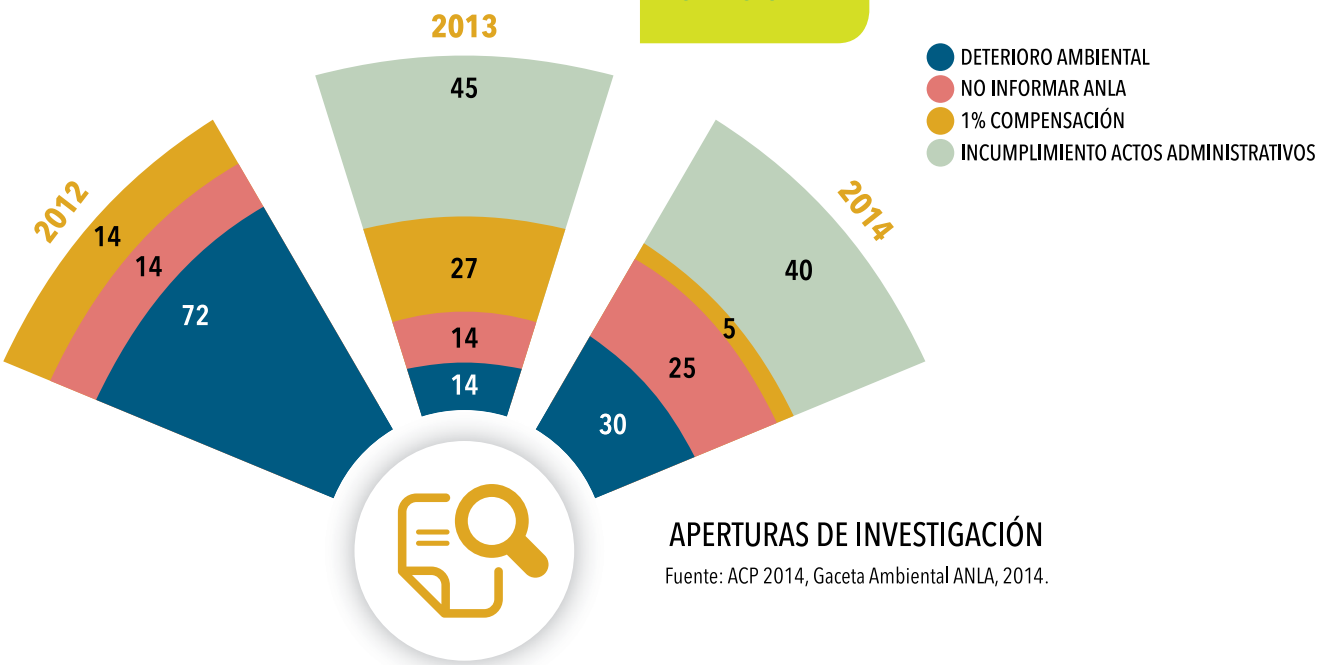
CANTIDAD DE PROYECTOS

Datos ACP 2014.

4.3.1. PRINCIPALES CAUSAS DE APERTURA DE INVESTIGACIÓN Y SANCIONES

Hay que aclarar que las sanciones no corresponden al mismo año de la apertura de investigación, sino a años anteriores.

Gráfica 4.10. Distribución porcentual de las aperturas de investigación, período 2012- 2014



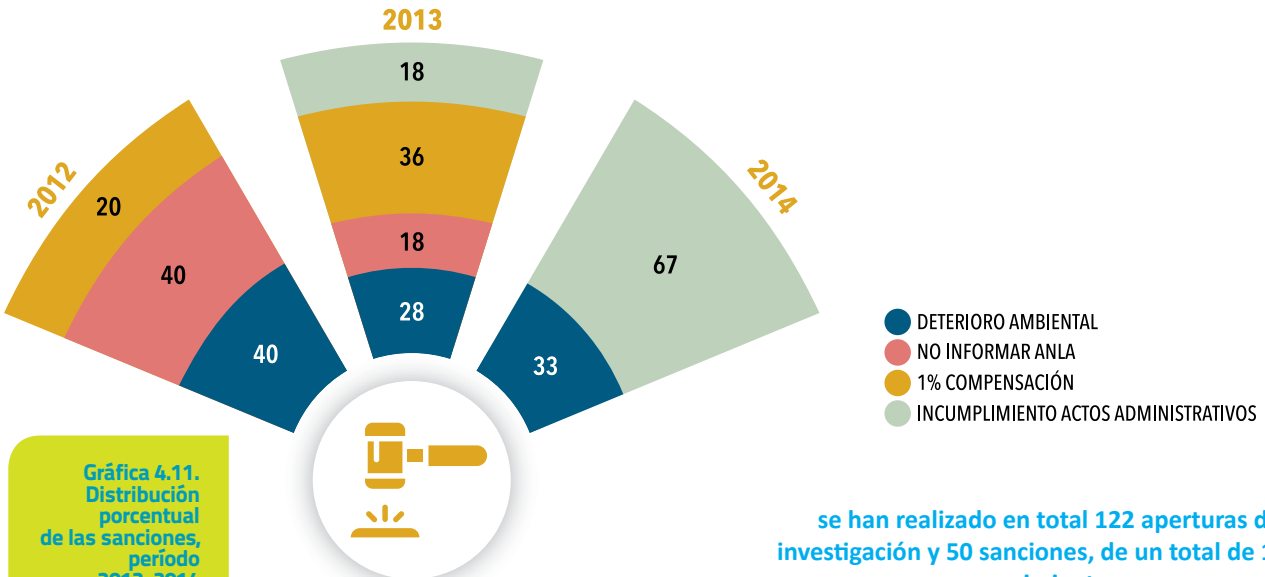
APERTURAS DE INVESTIGACIÓN

Fuente: ACP 2014, Gaceta Ambiental ANLA, 2014.

Las sanciones que se impusieron en 2014 (en total tres), corresponden a aperturas de investigación que se iniciaron en los años 2010 (dos) y 2013 (una).

Estas sanciones fueron por incumplimiento de actos administrativos y deterioro ambiental.

En el sector de hidrocarburos, durante el período comprendido entre 2007 y 2014,



Gráfica 4.11. Distribución porcentual de las sanciones, período 2012-2014

SANCIONES

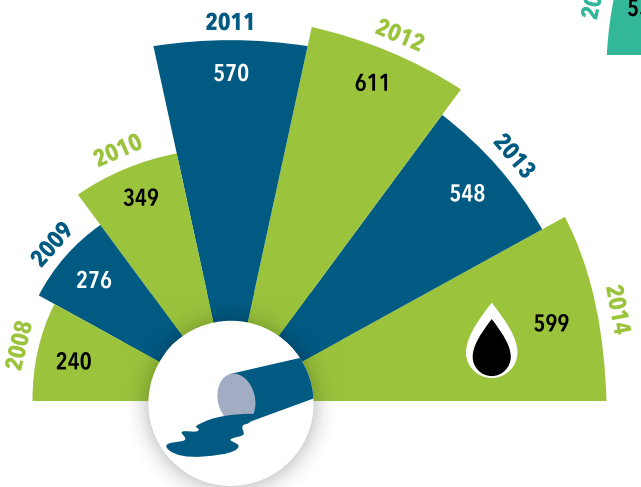
Fuente: ACP 2014, Gaceta Ambiental ANLA, 2014.

se han realizado en total 122 aperturas de investigación y 50 sanciones, de un total de 1.575 seguimientos.



05 DERRAMES

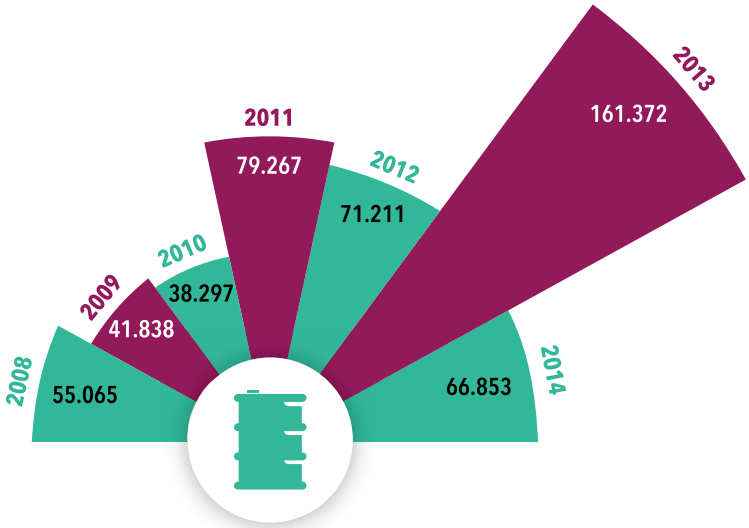
Para el sector de hidrocarburos, se presentan los reportes de los derrames de crudo desde 2008 hasta 2014.



NÚMERO DE EVENTOS REPORTADOS

Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 5.1. Reporte de derrames



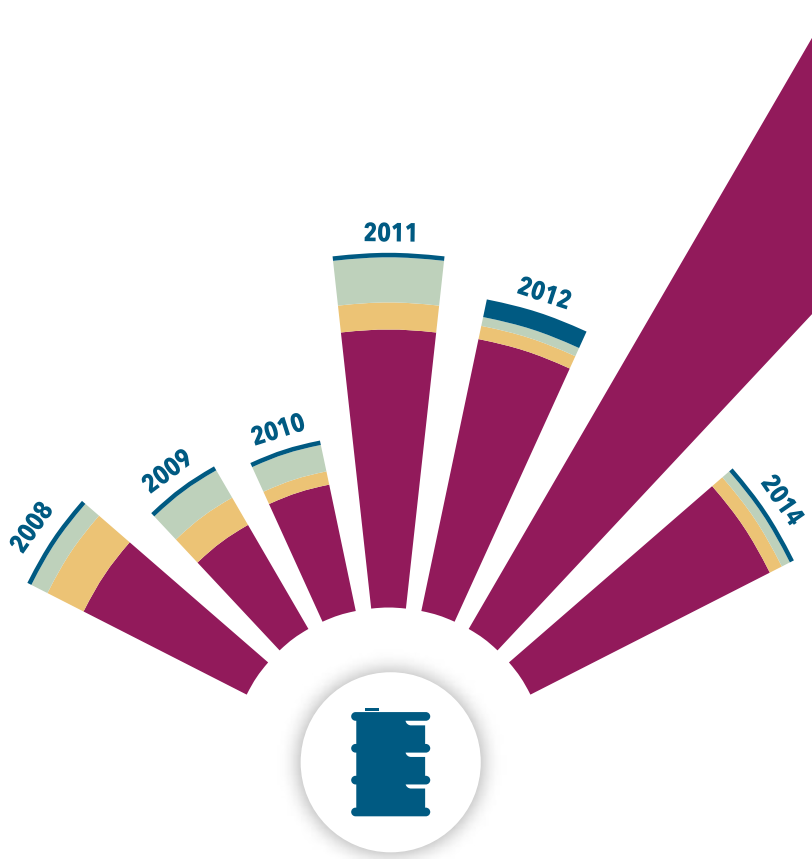
BARRILES

Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 5.2. Cantidad de crudo derramado



Transporte terrestre de hidrocarburos



BARRILES

Fuente: datos ACP 2014.

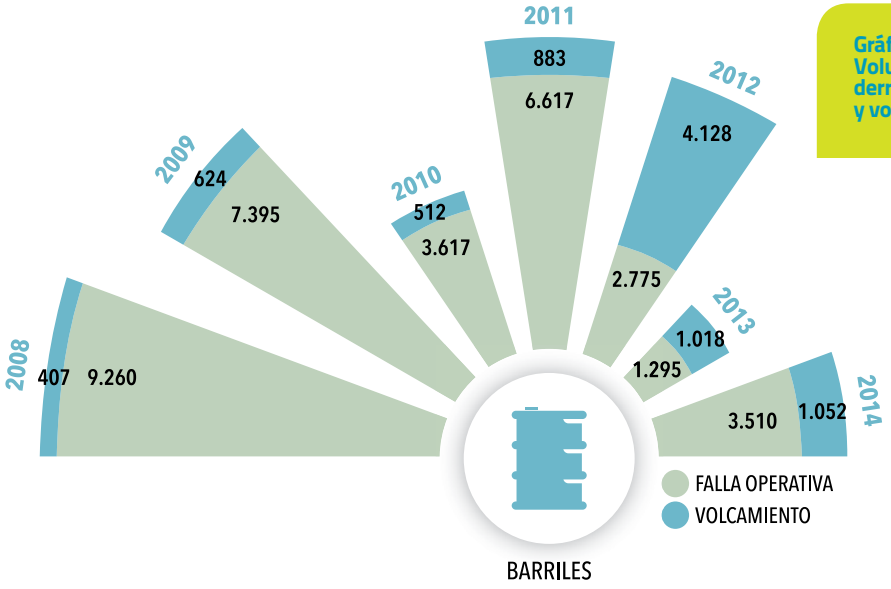
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ACCIÓN DE TERCEROS	40.814	26.517	28.568	62.079	62.636	155.183	60.172
FALLA OPERATIVA	9.260	7.395	3.617	6.617	2.775	1.295	3.510
SUCESOS NATURALES	4.687	7.303	5.600	9.687	1.672	3.876	2.119
VOLCAMIENTO	407	624	512	883	4.128	1.018	1.052

Gráfica 5.3. Causas y volumen de crudo derramado

En el año 2014 por falla operativa se presentó un evento de corrosión en una línea de flujo que causó el derrame de 2000 mil barriles los que posteriormente fueron controlados mediante la activación del Plan de contingencia; no obstante, en términos generales, el volumen es bajo comparado con la producción total de crudo.

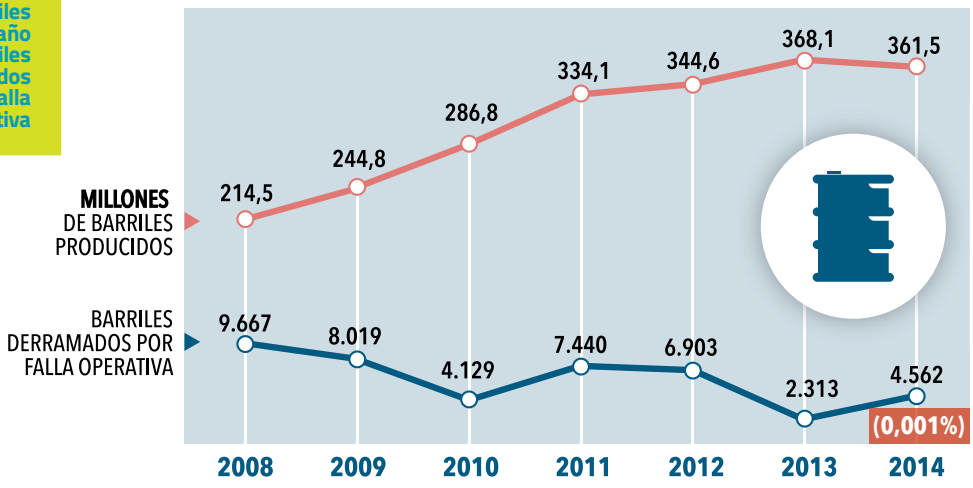
Las fallas denominadas operativas se deben principalmente al volcamiento de vehículos que transportan crudo y a fallas en las operaciones causadas primordialmente por: corrosión, rotura y fugas en la líneas de flujo, y fallas en los equipos de almacenamiento.

Gráfica 5.4.
Volumen de crudo derramado por fallas y volcamientos



Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 5.5.
Barriles producidos al año versus barriles derramados por falla operativa



Fuente: datos ACP 2014.

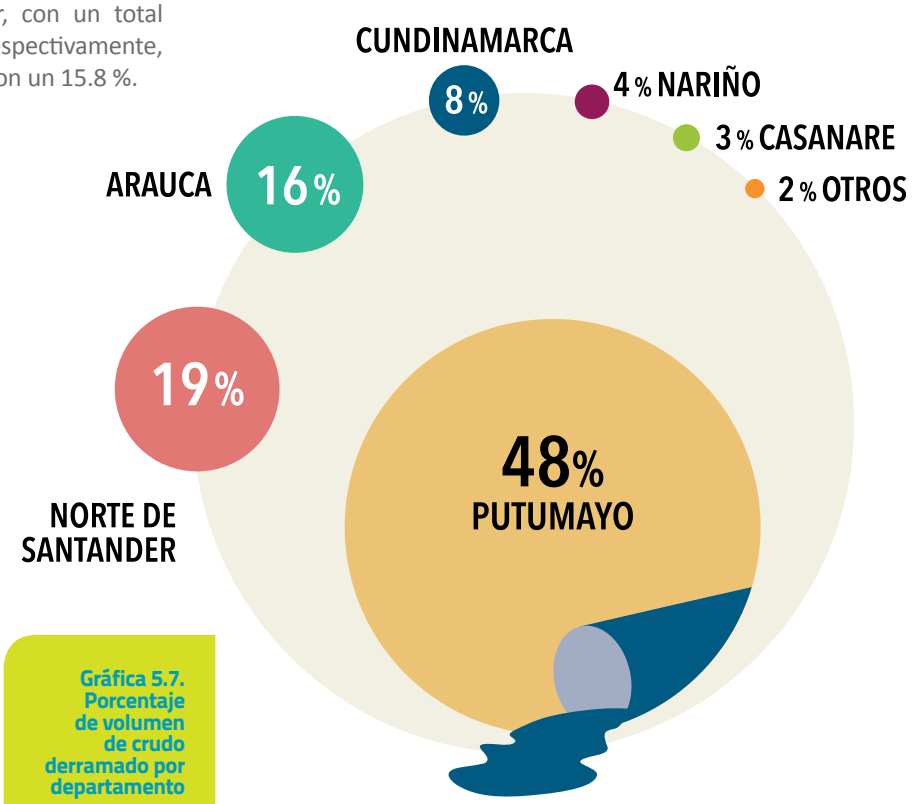
Gráfica 5.6.
Distribución porcentual de las causas de derrame



Fuente: datos ACP 2014.

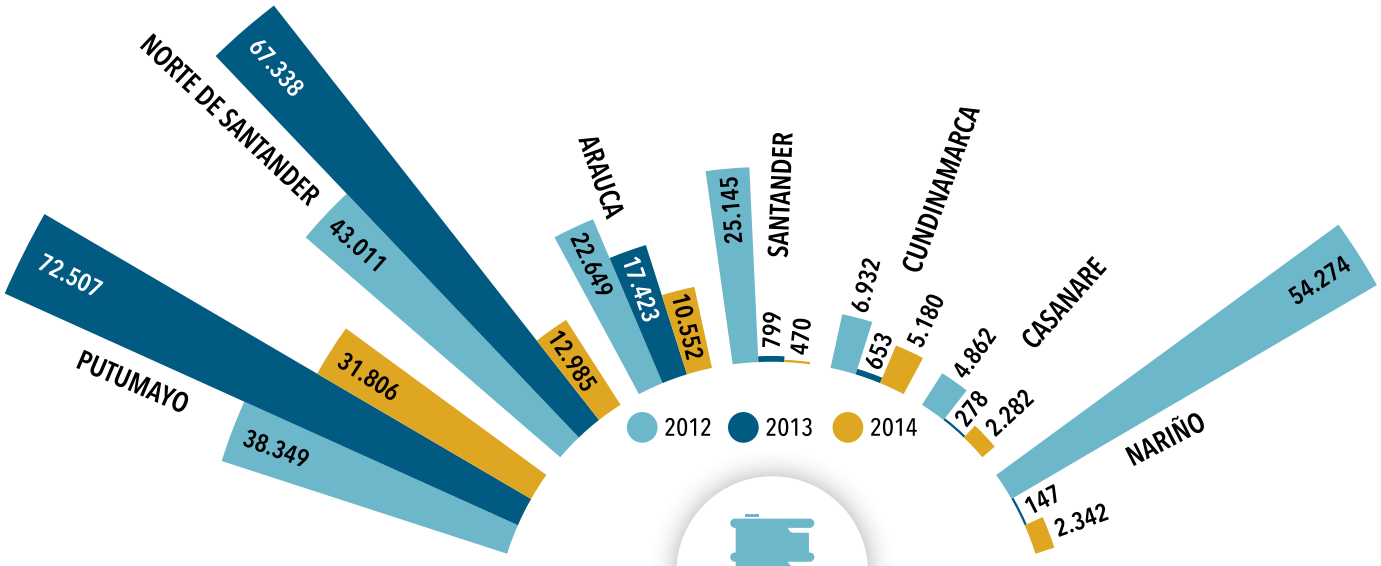
5.1. VOLUMEN DERRAMADO POR DEPARTAMENTO

Los departamentos donde se registraron la mayor cantidad de volúmenes de crudo derramado fueron Putumayo y Norte de Santander, con un total de 47.6 % y 19.4 % respectivamente, seguidos por Arauca, con un 15.8 %.



Gráfica 5.7. Porcentaje de volumen de crudo derramado por departamento

Fuente: datos ACP 2014.



Gráfica 5.8. Volumen de derrames por departamento, período 2012-2014

Fuente: datos ACP 2014.

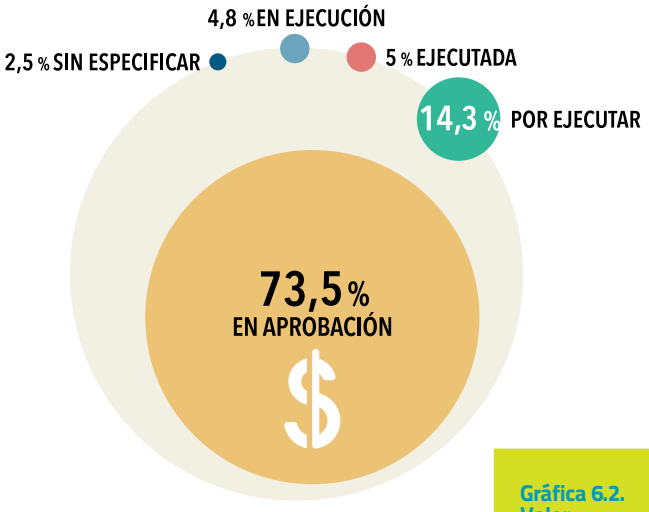


06 ESTADO DE LA INVERSIÓN DEL 1 % Y COMPENSACIONES

6.1. ESTADO DE LA INVERSIÓN DEL 1 %

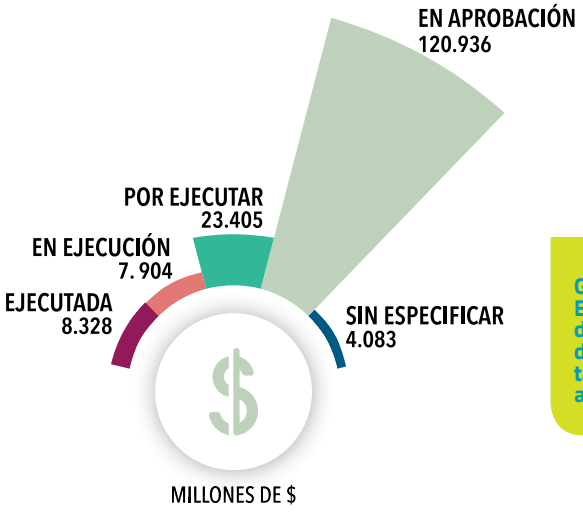
De acuerdo con la información reportada, el total de la obligación de la inversión del 1 % fue de $164.656.530.380, de la cual faltan por ejecutar $156.328.545.336.

Las operadoras que reportaron la información corresponden al 85 % de la producción total del país durante 2014.



Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 6.2. Valor porcentual del estado de la inversión del 1 %



Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 6.1. Estado de la inversión del 1% de tasa forzosa acumulada

Se observa la misma tendencia de años anteriores en este indicador, ya que el mayor porcentaje del monto de la inversión del 1 %, se encuentra pendiente de realizar (95 %). La ANLA no ha aprobado la inversión, y algunas de las operadoras no han podido concertar con las corporaciones (CORPORINOQUÍA, CORMACARENA).



Iguana verde ***(iguana iguana)***

6.1.1 ACTIVIDADES DESTINADAS PARA LA INVERSIÓN DEL 1 %

En concordancia con las obras y actividades contempladas en el Artículo 5 del Decreto 1900 de 2006, las compañías reportan la inversión del 1 %, en las siguientes actividades: adquisición de predios, restauración, conservación, protección y enriquecimiento de cobertura vegetal, elaboración de POMCAH, interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas, construcción de obras y actividades para el control de caudales, capacitación ambiental.

Tabla 6.1. Estado de la inversión del 1 % y actividades asociadas

ACTIVIDAD	EJECUTADO	EN EJECUCIÓN	POR EJECUTAR	EN APROBACIÓN	SIN ESPECIFICAR	TOTAL ($)
Restauración, conservación, enriquecimiento de cobertura vegetal	2.122.562.143	1.941.870.210	22.766.598.848	28.409.196.745		55.240.227.946
Adquisición de predios	2.439.875.307	854.512.083		15.252.722.372		18.547.109.762
Construcción de obras y actividades para el control de caudales	1.475.325.143	532.774.841				2.008.099.984
Elaboración de POMCAH		3.814.222.842		1.002.829.164		4.817.052.006
Capacitación ambiental	98.953.322	466.864.621	49.845.700	382.067.195		997.730.838
Sin especificar				75.089.973.027	4.082.984.296	79.172.957.323
Interceptores y sistemas tratamiento de aguas residuales	2.116.019.255			799.630.321		2.915.649.576
Instrumentación y monitoreo de recurso hídrico		293.450.854				293.450.854
Aislamiento de áreas			469.711.477			469.711.477
Monitoreo limnológico e hidrobiológico			119.290.739			119.290.739
Construcción de unidades sanitarias y pozos sépticos	75.249.874					75.249.874
Total	8.327.985.044	7.903.695.452	23.405.446.764	120.936.418.824	4.082.984.296	164.656.530.380

Fuente: datos ACP 2014

Gráfica 6.3. Estado de la inversión del 1 % y actividades asociadas



Fuente: datos ACP 2014.

De la gráfica anterior, se destaca que hay un monto importante de la inversión del 1 % en etapa de "aprobación" por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, que equivale al 73 % ($120.936.418.824) de los recursos que se deben destinar para dar cumplimiento a la inversión, lo que ha ocasionado que las empresas no puedan dar respuesta a los requerimientos y solicitudes de las comunidades donde se desarrollan los proyectos.

Se observa que los mayores montos de la inversión se destinan a las actividades de restauración, conservación, protección y enriquecimiento de cobertura vegetal y la adquisición de predios, las cuales equivalen al 45 %; sin embargo, es interesante resaltar que las operadoras reportan la realización de las inversiones del 1 % en otras actividades, como construcción de obras y actividades para el control de caudales, elaboración de POMCAH, construcción de interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales y capacitación ambiental, entre otros.

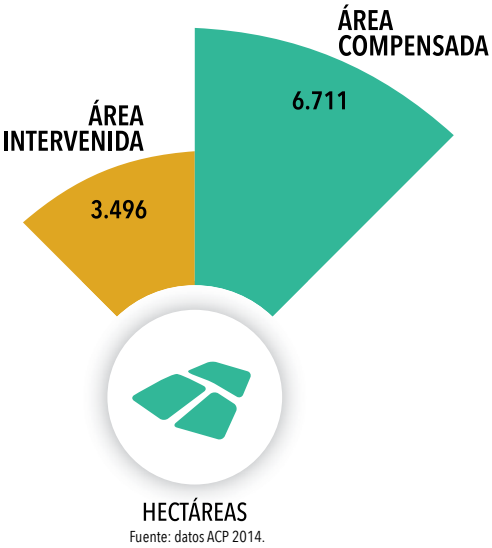
6.2. COMPENSACIONES

6.2.1. ÁREAS INTERVENIDAS Y ÁREAS COMPENSADAS

La compensación es cercana al doble de las áreas intervenidas, lo cual reitera los indicadores de años anteriores, en los que las áreas compensadas por las operadoras son mayores que las intervenidas.

6.2.2. ESTADO DE LA COMPENSACIÓN

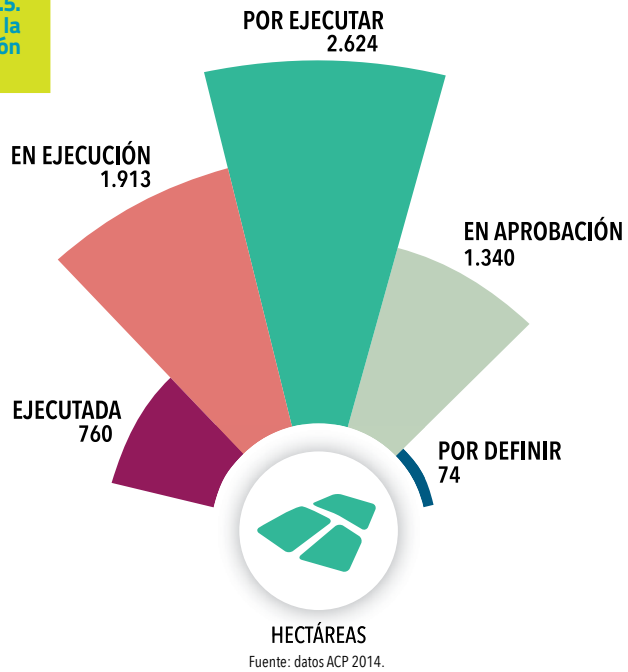
Gráfica 6.4. Relación entre las áreas intervenidas y las áreas compensadas en desarrollo de los proyectos petroleros



Fuente: datos ACP 2014.

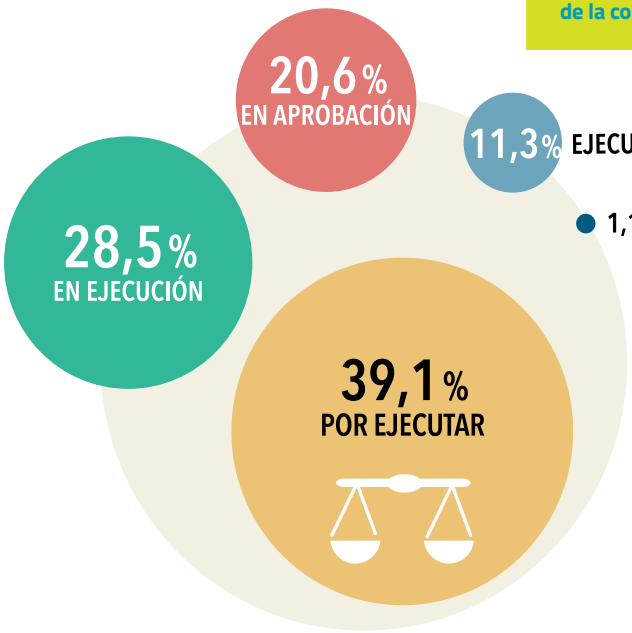
Respecto a la producción nacional de crudo del año 2014, las operadoras que reportaron la información de compensaciones representan el 45% de la producción total.

Gráfica 6.5. Estado de la compensación



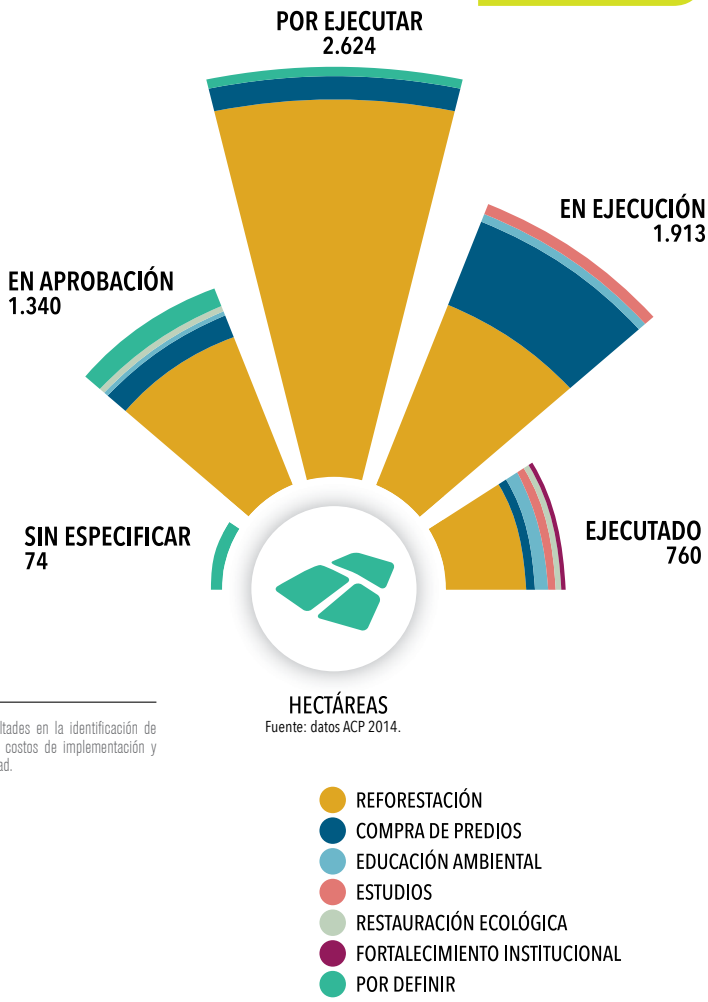
Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 6.6.
Valor porcentual del estado de la compensación



Fuente: datos ACP 2014.

Gráfica 6.7.
Actividades destinadas para compensación ambiental y estado de la compensación



Fuente: datos ACP 2014.

6.2.3. ACTIVIDADES DESTINADAS PARA COMPENSACIÓN AMBIENTAL

La compensación ambiental se desarrolló principalmente en reforestación, sin embargo, también se contemplaron actividades de compra de predios, educación ambiental, realización de estudios y, en menor proporción, en restauración ecológica y fortalecimiento institucional.

En las siguiente tabla se presentan las actividades en las cuales las operadoras realizan la compensación ambiental.

Existen dificultades en la identificación de predios, altos costos de implementación y baja efectividad.

Tabla 6.2.
Actividades destinadas para compensación ambiental y estado de la compensación

ACTIVIDAD	EJECUTADO	EN EJECUCIÓN	POR EJECUTAR	EN APROBACIÓN	SIN ESPECIFICAR	TOTAL (HA)
Reforestación	511	1228	2419	1010		5.168
Compra de predios	54	565	146	144		909
Educación ambiental	86	53		29		168
Estudios	45	67				112
Restauración ecológica	37			37		74
Fortalecimiento institucional	27					27
Por definir			59	120	74	253
Total	760	1913	2624	1340	74	6.711

Fuente: datos ACP 2014



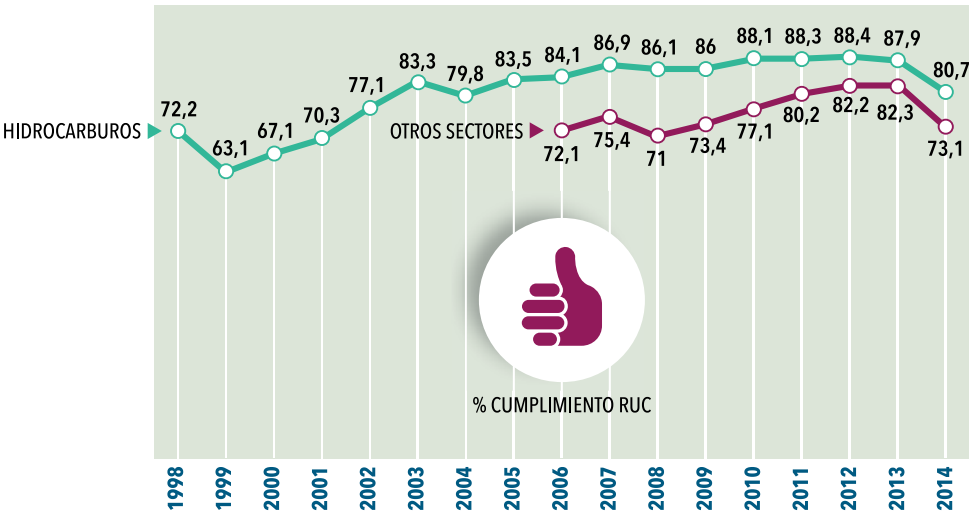
07 INDICADORES DE SEGURIDAD EN EL TRABAJO

En este capítulo se analizan los principales indicadores de la gestión en seguridad y salud en el trabajo en el sector de hidrocarburos, de acuerdo con la información que reporta el Consejo Colombiano de Seguridad a través de las Auditorías RUC, y los índices de accidentalidad de la Federación de Aseguradores Colombianos (Fasecolda).

7.1. ANÁLISIS DE AUDITORÍAS SEGÚN LA INFORMACIÓN DEL CCS

El Registro Uniforme de Evaluación del Sistema de Gestión en Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente – SSOA para Contratistas – RUC, es la herramienta de evaluación del desempeño para empresas contratistas del sector hidrocarburos, y tiene como objetivo impulsar el desempeño y la mejora continua en la gestión del riesgo y el cumplimiento de los aspectos legales.

El RUC es un sistema de información operado por el Consejo Colombiano de Seguridad - CCS, que verifica los resultados sobre seguridad industrial, salud ocupacional y medio ambiente, a través de auditorías.



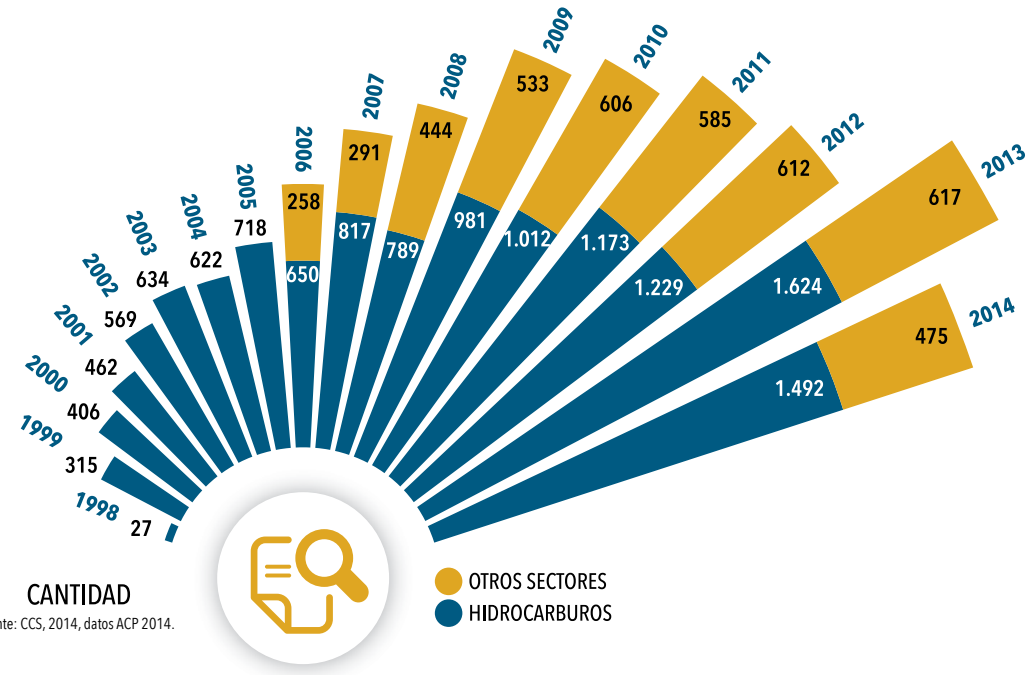
Grafica 7.1. Línea de tiempo de niveles de cumplimiento promedio del RUC

Fuente: CCS, 2014, datos ACP 2014.



Técnica de oxicorte

Grafica 7.2. Auditorías realizadas, período 1998 – 2014



Fuente: CCS, 2014, datos ACP 2014.

En el año 2014 se presenta una baja en el nivel de cumplimiento del RUC debido, principalmente, al cambio en el contenido del sistema, ya que el CCS modificó el contenido de los componentes del RUC, generando mayor exigencia a las compañías que se auditaron en el 2014.

De acuerdo con la experiencia del CCS, siempre se genera disminución en la calificación cuando se presentan modificaciones en el contenido del RUC, e inicia nuevamente el ascenso en la calificación, en la medida en que las compañías conocen el sistema y se adaptan nuevamente al nivel de exigencia que se presenta.

7.2. SECTORES CONSIDERADOS PARA EL ANÁLISIS DE ÍNDICES DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO SST

La actividad de hidrocarburos, dentro de las estadísticas de Fasecolda, se encuentra en el 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, que incluyen solo empresas dedicadas a la perforación de pozos.

Otra parte de las actividades del sector de hidrocarburos se encuentra dentro del grupo de construcción, bajo el código CIIU 5453002, construcción de obras de ingeniería civil, que incluye solamente empresas dedicadas al montaje y/o reparación de oleoductos.

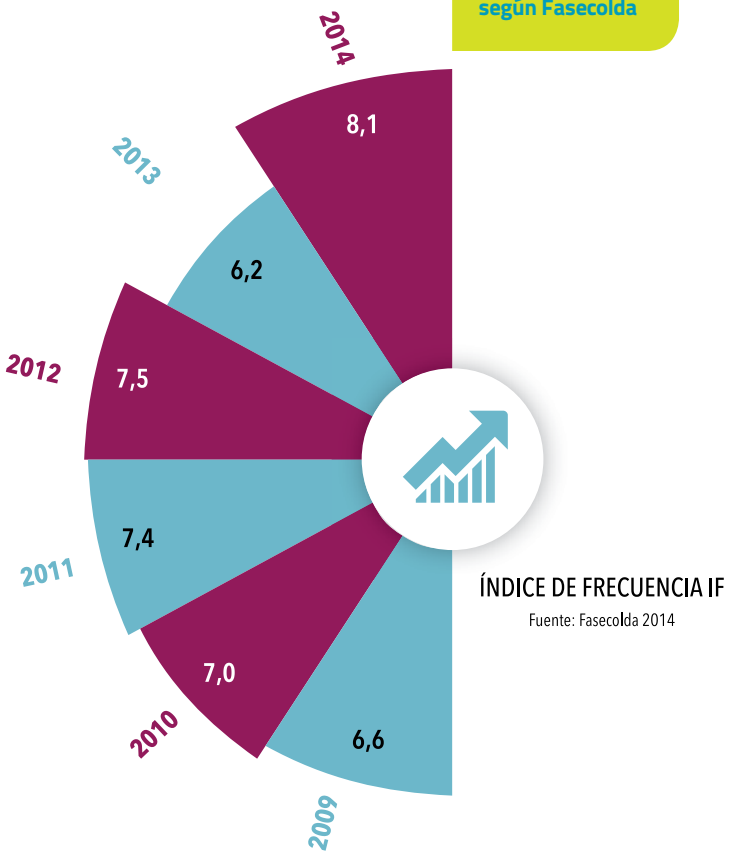
Los demás grupos involucrados en este análisis son: eléctrico, que cubre las actividades CIIU 3403001, suministro de vapor y agua caliente; CIIU 4401001, generación, captación y distribución energía eléctrica; CIIU 4402001-A, distribución de combustibles gaseosos y tuberías. El grupo de la construcción involucra las actividades CIIU 5451101, trabajos de demolición para construcción de edificaciones; CIIU 5452102, construcción de edificaciones para uso residencial; CIIU 5452201, construcción de edificaciones para uso no residencial; 5454101, instalaciones hidráulicas y trabajos conexos. El grupo de minas y canteras en actividad, que incluye actividades CIIU 5101001, extracción y aglomeración de hulla; 5120001, extraccion de minería de uranio; 5131001, extracción de mineral hierro o hierro, sintetizados; 5141101, extraccion de piedra, arena y arcillas comunes. 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 'sectores' en este informe, y hacen referencia a hidrocarburos, eléctrico, construcción y minería.

7.3. ÍNDICE DE FRECUENCIA (IF)

El índice de frecuencia que mide la cantidad de accidentes por cada determinado número de horas de trabajo, se calculó en este estudio con base en la estadística que presenta Fasecolda. A partir de los datos reportados por Fasecolda, se generó la siguiente gráfica, que muestra el IF del sector en los últimos años.

Grafica 7.3. Índice de Frecuencia según Fasecolda



El IF para el sector de hidrocarburos es muy importante, razón por la cual año a año se aumenta la cultura en el reporte de incidentes, los cuales posteriormente serán valorados acorde a la severidad de los mismos.

7.3.1. COMPARACIÓN DEL IF DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS CON OTROS SECTORES CON DATOS DE FASECOLDA.

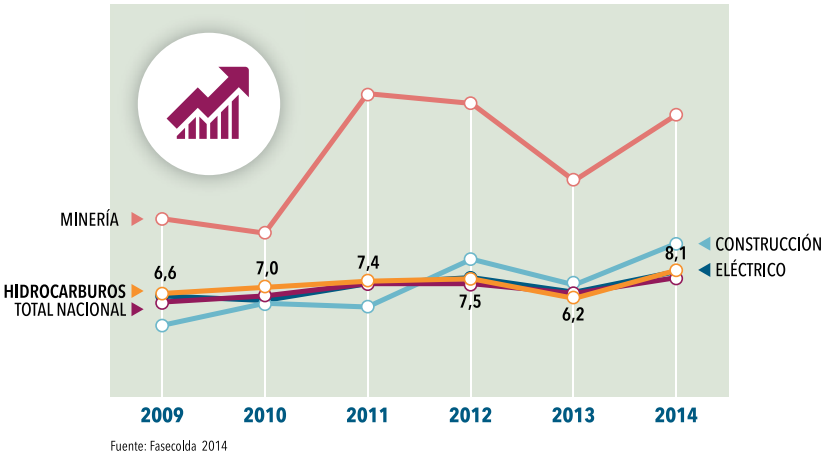
A continuación se presenta la comparación del IF de Fasecolda, entre otros sectores y el de hidrocarburos, para el año 2014.

Tabla 7.1. Comparación del Índice de Frecuencia del sector de hidrocarburos con otros sectores

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
2014	8,1	8,0	9,8	18,0	7,6

Fuente: FASECOLDA.2014, datos ACP.

El índice de frecuencia del sector hidrocarburos es similar y de la misma tendencia que el del consolidado nacional. Aunque aumentó el valor del IF para 2014 en el sector de Hidrocarburos, aún sigue siendo un indicador bajo y controlado a través del tiempo por los programas de entrenamiento, capacitaciones y medidas con altos estándares implementados por el sector.



Fuente: Fasecolda 2014

Grafica 7.4.
Comparación de IF de Fasecolda del sector hidrocarburos con otros sectores

7.4. ÍNDICE DE SEVERIDAD (IS)

El índice de severidad, que relaciona la cantidad de días de trabajo perdidos por incapacidad debido a los accidentes laborales por determinada cantidad de horas trabajadas, se analiza en este estudio a través de la estadística que presenta directamente el Consejo Colombiano de Seguridad (CCS).

Tabla 7.2.
Índice de Severidad según el CCS

AÑO	ÍNDICE DE SEVERIDAD IS
2008	93
2009	87
2010	86
2011	61
2012	61
2013	43*

Fuente: CCS, datos ACP 2014.
*Dato reportado por el CCS para el año 2013. Los demás datos han sido reportados en años anteriores

Fasecolda no reporta índice de severidad, ya que no presenta estadísticas de los días de incapacidad generados por los accidentes.

El CCS reporta el IS del sector hidrocarburos para el año 2013 con un valor de 43 y recalcula la serie histórica desde el 2009, sin embargo, para este análisis se incluye el dato reportado para el año 2013 y se continua con la serie histórica disponible para los años anteriores al 2013.

7.4.1. COMPARACIÓN DE ÍNDICES DE SEVERIDAD DEL SECTOR HIDROCARBUROS CON OTROS SECTORES

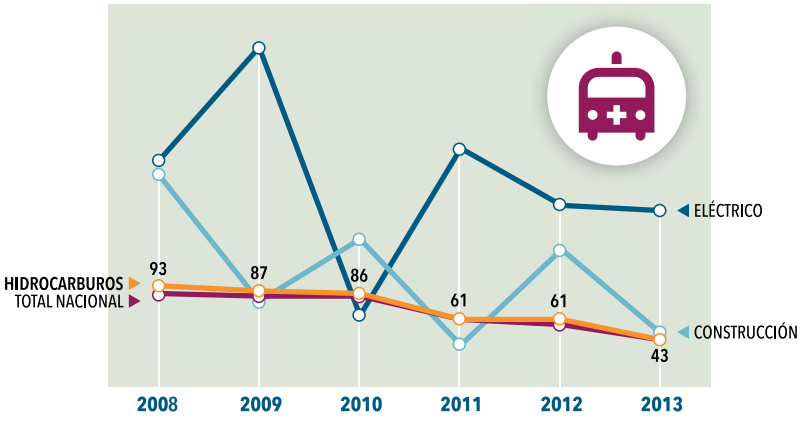
El CCS presenta datos de los indicadores de gestión en seguridad y salud en el trabajo, de otros sectores. A continuación se presentan los resultados de estos indicadores y su comparación con los indicadores que se generan para el sector hidrocarburos.

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
2013	43	160	50	43

Fuente: CCS, 2014.

Tabla 7.3.
Comparación de Índices de Severidad

Grafica 7.5.
Índice de Severidad para el sector de hidrocarburos y otros sectores según datos del CCS



Fuente: CCS, 2014.

El Indice de Severidad del sector hidrocarburos para 2014 disminuyó, continuando con la tendencia a la baja desde años anteriores. Esto evidencia el fortalecimiento en los sistemas de reducción del riesgo, controles implementados para la protección de los trabajadores y sistemas robustos de SST que ha implementado el sector.

7.5. ÍNDICE DE LESIÓN INCAPACITANTE (ILI)

El ILI relaciona el IF y el IS, integrando la cantidad de incidentes y los días de incapacidad generados. En este análisis se contempla el IF calculado con la información de Fasecolda y el IS reportado por el CCS.

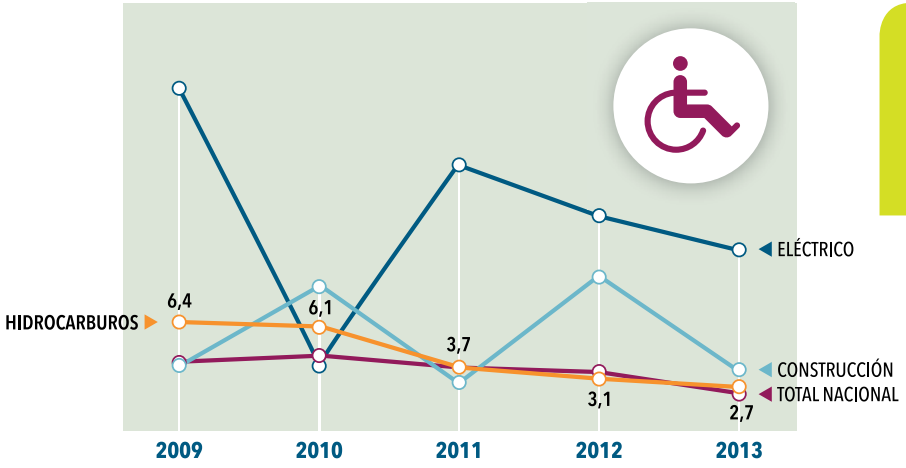
AÑO	ÍNDICE DE FRECUENCIA SEGÚN FASECOLDA	ÍNDICE DE SEVERIDAD SEGÚN CCS	ÍNDICE DE LESIÓN INCAPACITANTE
2009	6,6	87	5,7
2010	7,0	86	6,0
2011	7,4	61	4,5
2012	7,5	61	4,6
2013	6,2	43	2,7

Fuente: CCS y Fasecolda.

Tabla 7.4.
Datos de Índices de Lesión incapacitante del sector hidrocarburos

Realizando la combinación entre IF e IS para poder determinar el ILI, se evidencias la coincidencia entre la tendencia al aumento en la gestión de la SST y la disminución en los niveles de afectación de los indicadores que contienen los sistemas de SST del sector de hidrocarburos.

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



Fuente: CCS y Fasecolda 2014.

Grafica 7.6.
Índice de Lesión Incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores

AÑO	HIDROCARBUROS	ELÉCTRICO	CONSTRUCCIÓN	TOTAL NACIONAL
2009	5,7	20,2	3,9	4,1
2010	6,0	4,0	8,7	4,5
2011	4,5	15,7	2,8	3,7
2012	4,6	12,7	9,2	3,4
2013	2,7	10,6	3,6	2,4

Fuente: CCS y FASECOLDA.

Tabla 7.5.
Comparación del Índice de lesión incapacitante del sector hidrocarburos con otros sectores

El sector hidrocarburos, una vez más, presenta la misma tendencia que el consolidado nacional, con pendiente hacia la baja entre los años 2012 y 2013, con lo que se presenta un repunte en los controles de las compañías, que pretenden reducir el número de accidentes y la gravedad de los mismos.



Trabajo en alturas. Taladro de perforación de pozos petroleros



08 FONDO DE ACEITES USADOS

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 que faciliten volúmenes de aceite usado a los operadores legalmente constituidos, avalados por el FAU, de acuerdo con el procedimiento establecido.

- Normativo: Participación y acompañamiento a las autoridades ambientales en los principales proyectos normativos sobre el aceite usado.

- Social: Promover el adecuado manejo del aceite usado en jornadas de capacitación y divulgación, a través de las diferentes compañías y de las autoridades ambientales, MADS y Corporaciones Autónomas Regionales.

Esquema de recolección del aceite lubricante usado: Los operadores avalados por el FAU recolectan el aceite usado de los diferentes generadores y acopiadores, para que en la planta de procesamiento sea transformado en aceite usado tratado, que se utiliza como combustible de uso industrial, de acuerdo con los usos permitidos en el Manual Técnico para el Manejo de aceites lubricantes usados, y la Resolución 1.446 de 2005, del Ministerio de Ambiente.



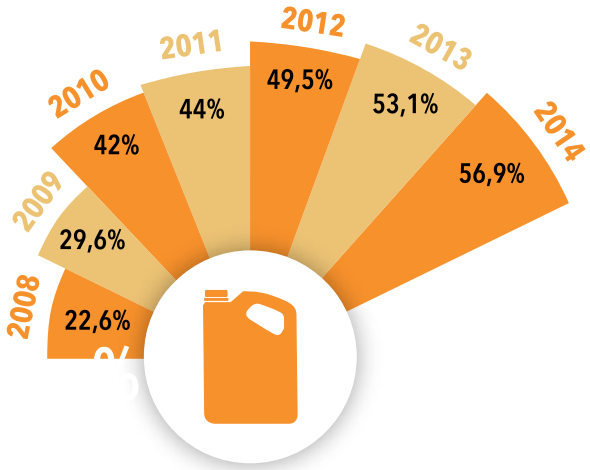
8.1. PRINCIPALES REALIZACIONES

8.1.1. VOLÚMENES DE ACEITE USADO DISPUESTO EN EL PAÍS

Durante el año 2014, los 12 operadores de aceite lubricante usado avalados por el FAU, recolectaron y procesaron en sus respectivas plantas, un volumen que alcanzó un cubrimiento del 57 % respecto al volumen total de referencia de aceite usado generado en el país, año 2011. A continuación varias gráficas permiten ilustrar dicho comportamiento.



filtro usado
de aceite vehicular



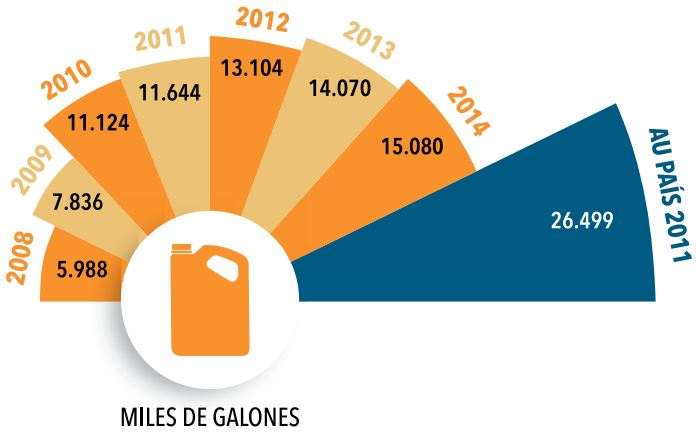
Grafica 8.1. indicativo porcentual de aceite usado dispuesto en el país

En la gráfica se muestra la evolución en el volumen total de aceite usado manejado adecuadamente, comparado con el volumen estimado total con expectativas reales de recolección, que se generó en el año 2011 en el país.

- Se muestra la evolución de los planes de cubrimiento para el manejo del aceite usado en el país, respecto al volumen total generado en el año 2011.

- 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.



**Grafica 8.2.
volúmenes de aciete usado dispuesto en el país**

8.1.2. PROGRAMAS PARA LA DISPOCISIÓN ADECUADA DE LOS ENVASES PLÁSTICOS PROVENIENTES DE LOS ACEITES LUBRICANTES

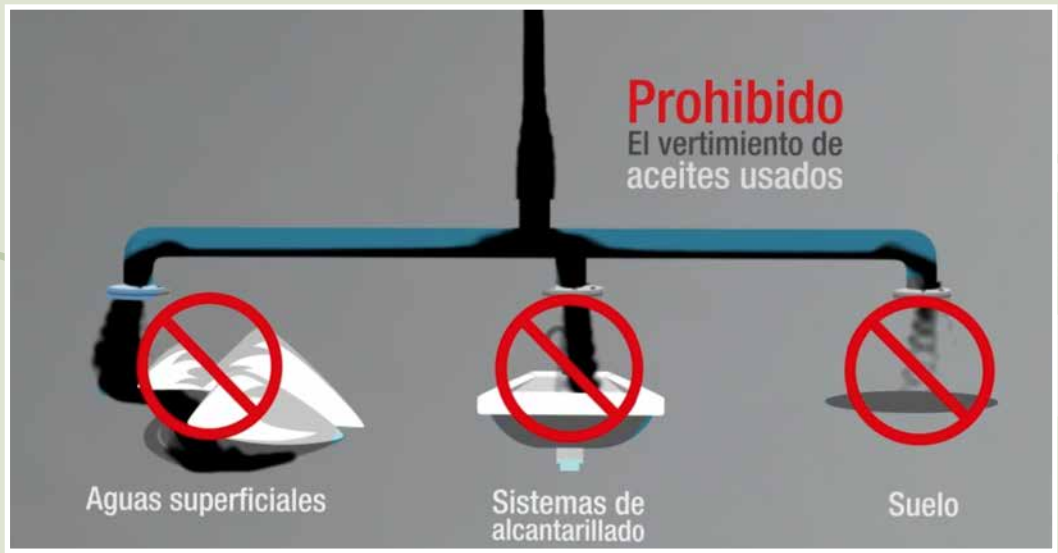
8.1.2.1. PROGRAMA EN EL VALLE Y EL EJE CAFETERO:

Desde el año 2012, el operador de combustibles, Juanchito, viene desarrollando el programa de disposición de envases plásticos, que cuenta con el respaldo de la Corporación Autónoma del Valle del Cauca, CVC, y tiene un cubrimiento que comprende los departamentos del Valle, Quindío, Risaralda, Caldas, Cauca y Tolima. Durante el año 2014 se recolectaron y dispusieron correctamente un total aproximado de diez y seis toneladas y media de envases plásticos de cuarto de galón, principalmente.



8.1.2.2. PROGRAMA EN LA COSTA NORTE:

Desde finales del año 2014, el operador Recitrac SAS, de la ciudad de Barranquilla, comenzó la recolección y disposición correcta de los envases plásticos de cuarto de galón provenientes de lubricantes. La recolección tiene un cubrimiento de la zona de la Costa Atlántica, Córdoba, Cesar y Sucre. Inicialmente, está recolectando un promedio de 350 kilos por mes, cifra que se tiene proyectado triplicar para finales del año 2015. Los residuos plásticos son recolectados y entregados al dispositor final ECOSOL SAS, gestor que cuenta con las aprobaciones ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, que garantizan sus óptimos procesos de disposición.



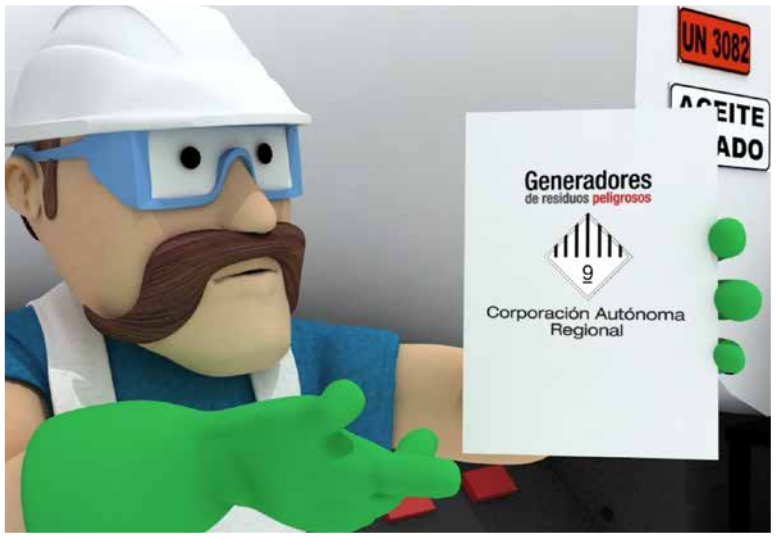
8.1.2.3. PROGRAMA PILOTO EN BOGOTÁ Y ZONA CENTRAL.

Para el área de la zona central existe en la actualidad, en Cazucá, un gestor que recolectará los envases plásticos de lubricantes y los estará aprovechando a través de una línea de reciclado.



8.1.3. ESCENARIO NORMATIVO

El FAU participó activamente en la revisión de la segunda edición digital 2014, del *Manual Técnico* para el manejo de los aceites lubricantes usados de origen automotriz e industrial del MADS, 2014.



8.1.4. ESCENARIO SOCIAL: CAMPAÑAS DE CAPACITACIÓN Y DIVULGACIÓN.

-Se elaboró un video animado con el personaje "Héctor el Recolector", que promueve y divulga las mejores prácticas para el manejo del aceite lubricante usado en los diferentes pasos de la cadena de generación. Adicionalmente, se realizó la actualización del video institucional FAU, de acuerdo con los nuevos logos de algunas compañías y del MADS. Estos dos videos se encuentran disponibles en la página web de la ACP, en la pestaña del FAU

-Realización de jornadas de capacitación y divulgación en el correcto manejo del aceite usado en sesiones dirigidas a los generadores del residuo y coordinadas a través del MADS y las Corporaciones Autónomas Regionales del país.

-Desde el 2012 se han visitado 29 CAR's para realizar las respectivas jornadas, con una asistencia aproximada de 3.000 generadores de aceites lubricantes usados.





GLOSARIO

ÁREA DE INFLUENCIA: Área en la cual se manifiestan de manera objetiva y en lo posible cuantificable, los impactos ambientales significativos ocasionados por la ejecución de un proyecto, obra o actividad, sobre los medios abiótico, biótico y socioeconómico, en cada uno de los componentes de dichos medios. Debido a que las áreas de los impactos pueden variar dependiendo del componente que se analice, el área de influencia podrá corresponder a varios polígonos distintos que se entrecrucen entre sí. [15]

DIAGNOSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS: Es un estudio que tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. [15]

HORAS HOMBRE TRABAJADAS: 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.[7]

ÍNDICE DE FRECUENCIA: Es la relación entre el número de casos (accidentes, enfermedades, primeros auxilios o incidentes relacionados con el trabajo) ocurridos durante un período de tiempo, y las horas hombre trabajadas durante el mismo, referidos a 200.000 h hombre de exposición. [7]

ÍNDICE DE LESIÓN INCAPACITANTE: Se calcula multiplicando los índices de frecuencia y de severidad y dividiendo el cociente por mil. [7]
ILI = Índice de Frecuencia x Índice de Severidad/1.000

ÍNDICE DE SEVERIDAD: Es la relación entre el número de días perdidos o cargados por lesiones durante un período de tiempo, y las horas hombre trabajadas durante el mismo, referidos a 200.000 h hombre de exposición. [7]

LIMNOLOGIA: Es el estudio de relaciones funcionales y de productividad de las comunidades y de agua dulce, y la manera como las afecta el ambiente físico, químico y biológico. (Wetzel, 1983).

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. [13]

MEDIDAS DE COMPENSACIÓN: Son las acciones dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones, localidades y al entorno natural, por los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos, mitigados o sustituidos. [13]

PLAN DE MANEJO AMBIENTAL: Es el 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. [13]

RECOBRO MEJORADO: Inyección de químicos o polímeros para mejorar u obtener un barrido más uniforme y lograr un mejor recobro. [19]

RECURSOS NATURALES: Aquellos elementos de la naturaleza y del medio ambiente, esto es, 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. [5]

RESIDUO O DESECHO PELIGROSO: Es aquel que por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables, infecciosas o radiactivas, puede causar riesgo o daño a la salud humana y el ambiente. Así mismo, se consideran residuo o desecho peligroso, envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos. [14]

RESIDUO SÓLIDO O DESECHO: Es 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. [15]

RESTAURACION ECOLOGICA. Proceso de asistir la recuperación de un ecosistema que ha sido degradado, dañado, o destruido. [20]

VERTIMIENTO: Descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido. [12]

ZONIFICACIÓN AMBIENTAL DEL ÁREA: Es la sectorización del área de perforación exploratoria con base en el análisis integral del grado de sensibilidad de los medios abiótico, biótico y socioeconómico. [11]

BIBLIOGRAFÍA

1 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES- Oficina de Atención del Usuario. Expedientes de solicitud y modificación de Licencias Ambientales. Expedientes años 2010 - 2013.

2 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES- Oficina de Atención del Usuario. Expedientes de solicitud y modificación de Licencias Ambientales. Expedientes 2014.

3 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES - ANLA. Informe de Gestión Año 2014. Bogotá D.C., 2015. Disponible en internet: http://www.anla.gov.co/documentos/institucional/15654_Informe_de_Gesti%C3%B3n_201402.pdf

4 CONSEJO COLOMBIANO DE SEGURIDAD. Informe de Gestión de Auditorías RUC Año 2014. Bogotá D.C., 2015.

5 ECOPETROL. REPORTE INTEGRADO DE GESTIÓN SOSTENIBLE. Disponible en internet. http://www.ecopetrol.com.co/documentos/Reporte_integrado_Ecopetrol_2014.pdf

6 FEDERACIÓN DE ASEGURADORES COLOMBIANOS - FASECOLDA. Ramos – Riesgos Laborales- RPDatos – Riesgos Profesionales. Disponible en internet: < https://consultas.fasecolda.com/rpDatos/Reportes/xGrupos.aspx> Datos consolidados 2014.

7 INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. Higiene y Seguridad. Guía para la clasificación, registro y estadística de accidentes de trabajo y enfermedades profesionales. NTC 3701. Bogotá D.C.: El instituto, 1995.

8 INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS – OGP. Publications – Environment Committee. 2014. Disponible en internet: < http: // www.ogp.org.uk / publications/environment-committee/environmental-performance-indicators/environmental-performance-indicators-2015-data/ >

9 LUNA, Enrique. Consultoría para la Asociación Colombiana del Petróleo - ACP sobre la consolidación y análisis de información de la inversión del 1% y compensaciones ambientales de la industria petrolera. Bogotá D.C., 2012.

10 COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. 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_%20tdrexplotacion_hidrocarburos.pdf>

11 COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. 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.: [4]

12 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>

13 COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 3930 (25, octubre, 2010). Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá D. C., 2010.

14 COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. 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.

15 COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 2041 (15 Octubre 2014). Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. Bogotá D. C. 2014.

16 COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Decreto 4741 (30, diciembre, 2005). Por el cual se reglamenta parcialmente la prevención y el manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral. Diario Oficial. Bogotá D. C., 2005.

17 COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. Decreto 838 (23, marzo, 2005). Por el cual se modifica el Decreto 1713 de 2002 sobre disposición final de residuos sólidos y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá D. C., 2005.

18 INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES (IDEAM). Estudio Nacional del Agua. Datos del 2010. Bogotá D.C. 2015. https://www.siac.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=874&conID=910OS

19 UNIVERSIDAD JAVERIANA. Energía: Desarrollo en el siglo XXI. Raúl Vázquez Rodriguez, Amilkar Acosta. 1993.

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

AGRADECIMIENTOS

La Asociación Colombiana del Petróleo agradece a las entidades que suministraron informacion para la elaboración de este informe:

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Ministerio de Minas y Energía
Agencia Nacional de Hidrocarburos -ANH-
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales -ANLA-
Superintendencia de Servicios Públicos
Consejo Colombiano de Seguridad
FASECOLDA
IDEAM

Especialmente a Ecopetrol y a todas las empresas afiliadas a la Asociación Colombiana del Petróleo -ACP-.

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
GEI	Gases de Efecto Invernadero
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
KPC	Miles de pies cúbicos
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



Hongo ***(Hygrocybe mucronella)***


acp