

Informe de **Desempeño Ambiental 2015**

acp

INFORME DE DESEMPEÑO AMBIENTAL 2015
ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO (ACP)

Presidente Ejecutivo
FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA

Edición General
RAFAEL HERZ
Vicepresidente de Operaciones y Sostenibilidad

HENRY A. MARTÍNEZ C.
Ingeniero HSE - Vicepresidencia de
Operaciones y Sostenibilidad

Coordinación
PATRICIA PINZÓN ARDILA
Vicepresidente de Comunicaciones y Mercadeo

NOHORA CELEDÓN
NICOLÁS AMADO
Profesionales en Vicepresidencia
de Comunicaciones y Mercadeo

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
ECOPETROL

Diseño y producción gráfica
SERGIO CAMELO ORTIZ
DIEGO GIRALDO LONDOÑO

Gráficas
JAIME GIRALDO L.

Corrección de estilo
JUAN CARLOS MOLANO

Bogotá, Colombia
Diciembre 2016

Para cualquier reproducción total o parcial debe darse el correspondiente crédito al Informe de Desempeño Ambiental 2015 de la Asociación Colombiana del Petróleo (ACP).

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

www.acp.com.co
Distribución gratuita

Foto portada: **Leopardo tigre** *(Leopardus tigrinus)*

CONVENIO ACP-ECOPETROL No. 5211777







Iguana del Caribe *(Iguana delicatissima)*

Informe de **Desempeño Ambiental 2015**

CONVENIO ACP-ECOPETROL No. 5211777

INFORME DE GESTIÓN AMBIENTAL DEL SECTOR HIDROCARBUROS 2015

CONTENIDO

AFILIADAS DE LA ACP		13
INTRODUCCIÓN		15
PRESENTACIÓN		17
CAPÍTULO 1: ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONSUMO DE AGUA Y GENERACIÓN DE RESIDUOS		18
1.1.	Indicadores para sísmica	20
1.2.	Indicadores para perforación exploratoria	20
1.3.	Indicadores para producción	20
1.4.	Indicadores para transporte	22
1.5.	Indicadores para refinación	22
1.6.	Consolidación total de consumos, vertimientos, residuos y parámetros de las distintas etapas de la cadena productiva del sector de hidrocarburos 2015	23
1.7.	Comparaciones de consumos y residuos generados por el sector de hidrocarburos en 2015, con los datos nacionales	24
1.7.1.	Uso de agua y comparación con el consumo total nacional	24
1.7.2.	Análisis de las aguas de producción	25
1.7.3.	Comparación de la generación de residuos sólidos ordinarios	26
1.7.4.	Generación de carga a la atmósfera por el sector de hidrocarburos y comparación con el total nacional	27
1.7.5.	Comparación del consumo de energía del sector de hidrocarburos con el consumo de energía nacional según la Upme	27
CAPÍTULO 2: USO DEL AGUA POR ZONA HÍDRICA		28
CAPÍTULO 3: PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL		32
3.1.	Solicitudes de licencias del sector en comparación con los demás sectores	34
3.2.	Tiempos para solicitudes de licencias ambientales	35
3.2.1.	Procesos de licenciamiento otorgados en 2015	35
3.2.1.1.	Tiempos con vigencia del Decreto 2820 de 2010	35
3.2.1.2.	Tiempos con vigencia del Decreto 2041 de 2014	36
3.2.2.	Tiempos de modificación de licencia	36
3.2.3.	Procesos de licenciamiento obtenidos durante el año 2015	37
3.2.4.	Tiempos de las etapas de los trámites de la Anla	37
3.2.4.1.	Solicitud de licencias ambientales	38
3.2.4.2.	Solicitud de modificación de licencia	39
3.2.4.3.	Planes de manejo ambiental	39
3.2.4.4.	Diagnóstico ambiental de alternativas	39
3.2.4.5.	Solicitud de información adicional	40
3.2.4.6.	Recursos de reposición	41

Allium lila o morada *(Allium giganteum)* |

CONTENIDO

CAPÍTULO 4: SEGUIMIENTO AMBIENTAL DE LOS PROYECTOS		42
4.1.	Seguimientos por sectores, realizados por la Anla durante 2015	42
4.1.1.	Visitas técnicas	42
4.2.	Seguimientos al sector de hidrocarburos	44
4.2.1.	Análisis de los actos administrativos de seguimiento	44
4.3.	Costos de seguimiento en la Anla	45
4.4.	Investigaciones y sanciones al sector de hidrocarburos	46
CAPÍTULO 5: INDICADORES SOBRE DERRAMES DE HIDROCARBUROS		48
5.1.	Indicador de derrames	50
CAPÍTULO 6: SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO – SST		54
6.1.	Indicadores de accidentalidad	54
6.1.1.	Índice de Frecuencia (IF)	55
6.1.1.1.	Comparación IF mundial y Colombia	55
6.1.2.	Índice de Severidad (IS)	56
ANEXO: FONDO DE ACEITES USADOS, FAU		58
GLOSARIO		64
BIBLIOGRAFÍA		65
ÍNDICE DE SIGLAS		66

ÍNDICE DE GRÁFICAS INFORME DE DESEMPEÑO AMBIENTAL

CAPÍTULO 1

Gráfica 1.1.	Comparación del uso de agua del sector hidrocarburos contra los sectores productivos y el consumo nacional	25
Gráfica 1.2.	Consumo de agua del sector hidrocarburos, 2013-2015	25
Gráfica 1.3.	Destino de las aguas de producción	26
Gráfica 1.4.	Destino de las aguas de producción reinyectadas	26
Gráfica 1.5.	Destino de las aguas de producción vertidas o dispuestas	26
Gráfica 1.6.	Gases Efecto Invernadero por sectores	27
Gráfica 1.7.	Comparación del consumo de energía del sector hidrocarburos en 2015 con el consumo de energía nacional según UPME	27

CAPÍTULO 2

Gráfica 2.1.	Porcentaje captado por el sector petrolero de la oferta hídrica total nacional	29
Gráfica 2.2.	Oferta hídrica por zona hidrográfica versus captaciones realizadas por el sector petrolero para 2015	31

CAPÍTULO 3

Gráfica 3.1	Solicitudes de trámites ante la ANLA, por sector, 2015	34
Gráfica 3.2	Porcentaje de solicitudes pendientes sector de hidrocarburos por año, 2010-2015	35
Gráfica 3.3.	Estado de los trámites pendientes	35
Gráfica 3.4.	Tiempo total licenciamiento en el sector hidrocarburos, por año	36
Gráfica 3.5.	Tiempo total de licenciamiento versus tiempo de la Anla	36
Gráfica 3.6.	Tiempo promedio modificación de licencia ambiental	37
Gráfica 3.7.	Tiempo total de modificación versus tiempo de la Anla	37
Gráfica 3.8	Trámites de licencias obtenidos, 2015	37
Gráfica 3.9	Trámites de modificación obtenidos, 2015	37
Gráfica 3.10	Tiempos internos de licenciamiento Anla	38
Gráfica 3.11	Comparación de tiempos solicitudes nuevas Anla 2012- 2015	38
Gráfica 3.12	Tiempos internos de modificación de licencia Anla	39
Gráfica 3.13	Comparación de tiempos internos de la Anla para modificación de licencia	39
Gráfica 3.14	Tiempos totales de la expedición de PMA	39
Gráfica 3.15	Tiempos totales en la expedición de DAA	39
Gráfica 3.16	Distribución porcentual de la solicitud de información adicional	40
Gráfica 3.17	Comparativo de la distribución porcentual de solicitud de información adicional, 2012-2015	41
Gráfica 3.18	Comparativo de la solicitud de información adicional, 2006-2015	41
Gráfica 3.19	Distribución de los recursos de reposición interpuestos, 2015	41

CAPÍTULO 4

Gráfica 4.1	Visitas técnicas por sector realizadas por la Anla, 2015	43
Gráfica 4.2	Porcentaje del seguimiento realizado por la Anla, 2015	43

CONTENIDO – ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 4.3	Seguimientos al sector por año	44
Gráfica 4.4	Porcentaje de seguimientos en el sector de hidrocarburos	44
Gráfica 4.5	Porcentaje de requerimientos en los seguimientos con visita técnica	45
Gráfica 4.6	Aperturas de investigación por sector, 2012 – 2015	46
Gráfica 4.7	Sanciones por sector, 2012 – 2015	46
Gráfica 4.8	Investigaciones a proyectos de hidrocarburos, 2007 – 2015	47
Gráfica 4.9	Sanciones para el sector hidrocarburos, 2007 – 2015	47
Gráfica 4.10	Apertura de investigación versus sanciones, 2015	47
Gráfica 4.11	Aperturas de investigación versus sanciones, 2007 – 2015	47
Gráfica 4.12	Porcentaje de sanciones y aperturas de investigación, 2007-2015	47

CAPÍTULO 5

Gráfica 5.1	Reportes de derrames por año	48
Gráfica 5.2	Cantidad de crudo derramado	49
Gráfica 5.3	Causas y volumen derramado de crudo	49
Gráfica 5.4	Volumen derramado de crudo por fallas y volcamientos	50
Gráfica 5.5	Barriles producidos versus barriles derramados por falla operativa	50
Gráfica 5.6	Distribución porcentual de las causas de derrame	50
Gráfica 5.7	Porcentaje de volumen derramado de crudo por departamento	51
Gráfica 5.8	Volumen de derrames por departamento, 2012 – 2015	51
Gráfica 5.9	Total de barriles producidos versus total de barriles derramados	52
Gráfica 5.10	Total de barriles producidos versus total de barriles derramados	52
	por falla operacional	52
Gráfica 5.11	Porcentaje de barriles derramados por fallas operativas versus total barriles derramados	52
Gráfica 5.12	Total derrames versus derrames fallas operativas	53
Gráfica 5.13	Indicadores de derrame en porcentaje, 2008 – 2015	53

CAPÍTULO 6

Gráfica 6.1	Índice de Frecuencia por región según IOGP, 2011 – 2015	56
Gráfica 6.2	Índice de Frecuencia por etapa según IOGP, 2011 – 2015	56
Gráfica 6.3	Índice de Severidad por etapa según IOGP, 2011 – 2015	56

ANEXO

Gráfica Anexo 1.1.	Tendencia del promedio mensual por año, de aceite usado aprovechado y dispuesto adecuadamente	59
Gráfica Anexo 1.2.	Volúmenes totales de aceite usado dispuestos correctamente por operadores avalados FAU versus total estimado generado país	60
Gráfica Anexo 1.3.	Indicativo porcentual de cubrimiento en el manejo del aceite usado por operadores avalados FAU, con respecto al volumen de referencia generado en el país en el año 2011	60
Gráfica Anexo 1.4.	Disposición aceites usados en Colombia	61

ÍNDICE DE TABLAS INFORME DE DESEMPEÑO AMBIENTAL

CAPÍTULO 1

Tabla 1.1.	Cantidades de actividades por etapa según IEP 2015 y otras fuentes y comparación con los datos reportados por las operadoras	19
Tabla 1.2.	Indicadores de consumo de recursos, generación de residuos y otros componentes para la actividad de sísmica terrestre	20
Tabla 1.3.	Indicadores de consumo de agua, vertimientos y residuos generados por la perforación de pozos exploratorios	20
Tabla 1.4.	Indicadores de consumo de agua, vertimientos y residuos por la perforación de pozos de desarrollo	20
Tabla 1.5.	Indicadores de consumos de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción, 2015	21
Tabla 1.6.	Indicadores de generación de residuos, en la etapa de producción, 2015	21
Tabla 1.7.	Indicadores de generación de emisiones atmosféricas y ruido en la etapa de producción, 2015	21
Tabla 1.8.	Indicadores de consumo de combustible y movilizaciones en la etapa de producción, 2015	21
Tabla 1.9.	Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de transporte, 2015	22
Tabla 1.10.	Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustible para la actividad de transporte, 2015	22
Tabla 1.11.	Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de refinación, 2015	22
Tabla 1.12.	Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustibles para la actividad de refinación, 2015	23
Tabla 1.13.	Total de consumos y vertimientos de las distintas etapas de la cadena productiva del sector de hidrocarburos 2013 – 2015	23
Tabla 1.14.	Totales de generación de residuos sólidos y lodos para las diferentes etapas de los proyectos del sector	24
Tabla 1.15.	Totales de generación de emisiones atmosféricas y ruido para las diferentes etapas de los proyectos del sector hidrocarburos 2013 – 2015	24
Tabla 1.16.	Totales de consumos de combustibles y energía para las diferentes etapas de los proyectos del sector hidrocarburos 2013 – 2015	24
Tabla 1.17.	Aporte en cargas emitidas a la atmósfera por el sector de hidrocarburos en sus diferentes etapas, 2015	27

CONTENIDO – ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 2

Tabla 2.1.	**Oferta superficial por zona hídrica versus captaciones del sector**	**30**

CAPÍTULO 3

Tabla 3.1.	**Solicitudes de trámites ante la ANLA, por sectores y por tipo, 2015**	**34**
Tabla 3.2.	**Solicitudes pendientes en el sector de hidrocarburos, 2010 – 2015**	**34**
Tabla 3.3.	**Tiempos promedio de licencias ambientales**	**36**
Tabla 3.4.	**Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de licencia**	**36**
Tabla 3.5.	**Motivos de solicitud de información adicional**	**40**
Tabla 3.6.	**Solicitud de información adicional por año en que se requirió**	**40**

CAPÍTULO 4

Tabla 4.1.	**Requerimientos en los seguimientos con visita técnica**	**44**

CAPÍTULO 5

Tabla 5.1.	**Producción total y cantidad de derrames**	**52**

CAPÍTULO 6

Tabla 6.1.	**IF mundial y para Colombia, según IOGP**	**55**
Tabla 6.2.	**Severidad a nivel mundial, según IOGP**	**57**



Crocodílidos *(Crocodylidae)*

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 ENERGÍA LIMITED.

EXXONMOBIL DE COLOMBIA S.A.
EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED.

G

GEOPARK COLOMBIA S.A.S. SUCURSAL COLOMBIA.

GRAN TIERRA 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 CENTRAL S.A. - OCENSA.

ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA.

ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.

P

PACIFIC EXPLORATION & PRODUCTION.

PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.

PERENCO COLOMBIA LIMITED.

PETROBRAS COLOMBIA COMBUSTIBLES.

PETROBRAS INTERNATIONAL BRASPETRO B.V.

PETRÓLEOS SUD-AMERICANOS SUCURSAL DE COLOMBIA.

PETROSANTANDER COLOMBIA INC.

PUMA ENERGY COLOMBIA COMBUSTIBLES S.A.S.

R

REPSOL.

S

SHELL COLOMBIA S.A.

SOURCE SOUTH AMERICA ONE S DE R. L.

STATOIL ETA NETHERLANDS B.V. SUCURSAL COLOMBIA.

T

TABASCO OIL COMPANY SUCURSAL COLOMBIA.

TECPETROL COLOMBIA S.A.S.

TELPICO COLOMBIA L.L.C.

TOTAL E&P COLOMBIE SUCURSAL COLOMBIA.

TRAFIGURA PETROLEUM COLOMBIA S.A.S.

V

VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.

CONSEJO DIRECTIVO

ADRIÁN CORAL - Gran Tierra Energy Colombia LTD.
ALBERTO GAMBOA - Anadarko Colombia Company Sucursal Colombia.
CARLOS BENAVIDES - Mansarovar Energy Colombia LTD.
CYRIL THIEBAUT- Perenco Colombia Limited.
FERNANDO SARRIA - ExxonMobil Exploration Colombia Limited.
GABINO LALINDE - Repsol.
GUILLERMO FONSECA - Hocol S.A.
JUAN CARLOS UCRÓS - Occidental de Colombia L.L.C.
LUIS PACHECO - Pacific Exploration & Production.
LEE DI STEFANO - Parex Resources Colombia LTD.
MARCO TOLEDO - Petrobras International Braspetro B.V.
MARÍA VICTORIA RIAÑO - Equion Energía Limited.
RAMIRO SÁNCHEZ - Biomax S.A.
ROBERT HULETT - Chevron Petroleum Company.
SYLVIA ESCOVAR - Organización Terpel S.A.



Trigo *(Triticum* spp*)* |

INTRODUCCIÓN

Este Informe de Gestión Ambiental resume y analiza por quinto año consecutivo los indicadores clave del desempeño de las empresas operadoras de hidrocarburos en Colombia, en aspectos ambientales y de seguridad industrial. El reporte de 2015 permite evidenciar los avances realizados con respecto a los años anteriores, y comparar con otros sectores indicadores ambientales esenciales de esta industria, como el uso del recurso hídrico y la generación de residuos.

En relación con informes anteriores, para este documento hubo una ligera disminución en el número de empresas operadoras que reportó información para las actividades de sísmica y exploración. Esto se conecta con la reducción de las actividades de la industria en 2015, explicada por la caída de los precios del crudo, entre otros factores. Sin embargo, el presente texto recoge los datos de las operaciones que representan el 80 por ciento de la producción y el 100 por ciento del transporte y la refinación de crudo del país.

El presente documento está compuesto por los siguientes seis capítulos:

1. Análisis de los indicadores de consumo de agua y generación de residuos.
2. Uso del agua por zona hídrica.
3. Proceso de licenciamiento ambiental.
4. Seguimiento ambiental de los proyectos.
5. Indicadores sobre derrames de hidrocarburos.
6. Seguridad y salud en el trabajo – SST.

Además, incluye un anexo sobre el Fondo de Aceites Usados, que explica los resultados de este programa en el año 2015.

Este reporte es el texto más completo disponible sobre las actividades que realiza la industria de hidrocarburos en Colombia en el marco de sus estrategias de gestión ambiental. Los resultados muestran no solo el compromiso de las compañías por mitigar y reducir los posibles impactos ambientales que pueden ocasionarse sobre los ecosistemas, sino que deja en evidencia la responsabilidad de las empresas en temas como la seguridad de sus trabajadores así como el exhaustivo seguimiento que las autoridades ambientales les realizan a las operaciones petroleras.



Huila, La Hocha |

PRESENTACIÓN



FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA

PRESIDENTE EJECUTIVO
DE LA ASOCIACIÓN COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO

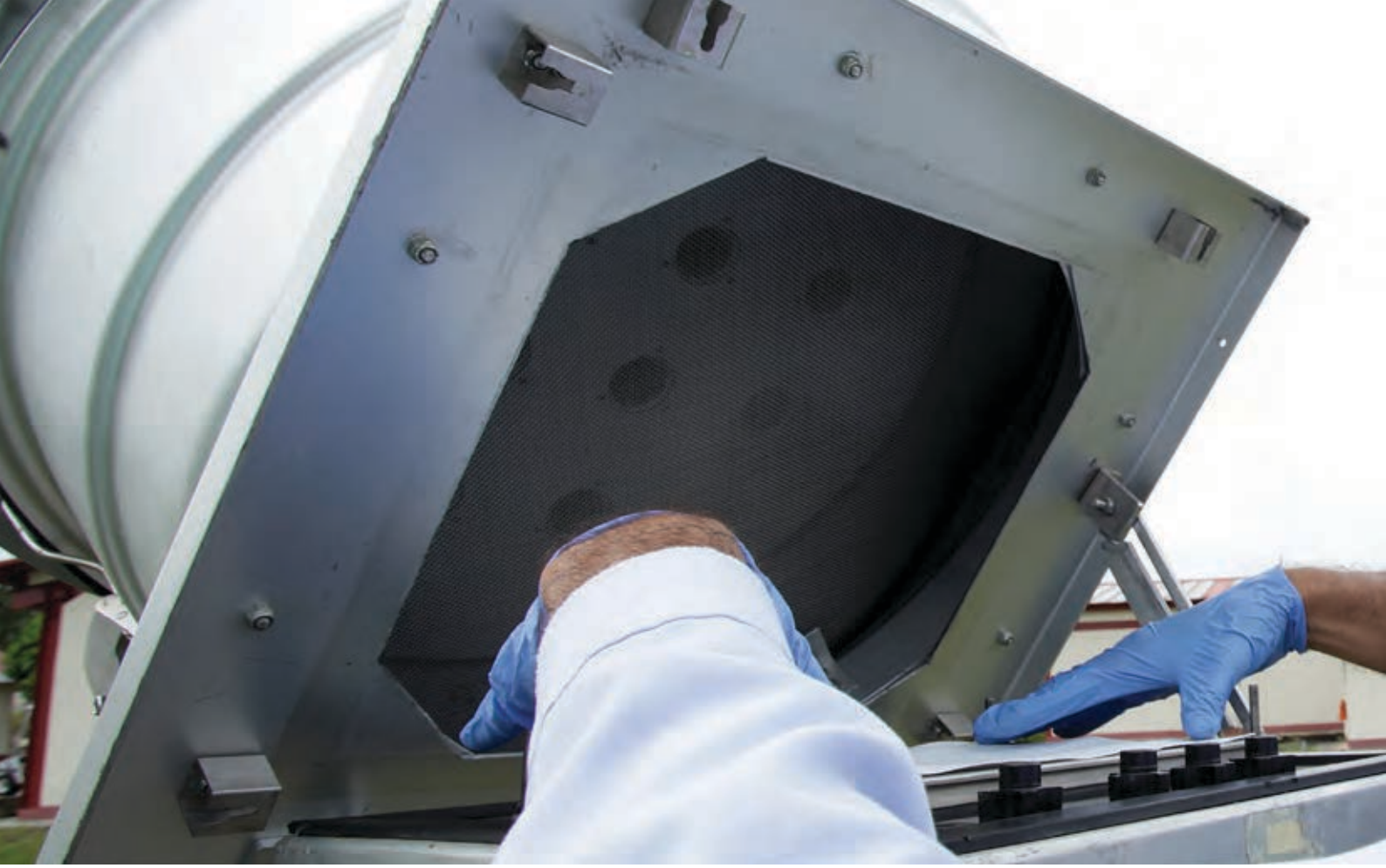
La industria petrolera lleva casi cien años de presencia en Colombia. Un siglo en el que el sector ha aportado importantes recursos para el desarrollo económico del país, pero además ha logrado grandes avances en materia de gestión ambiental, reducción y manejo de sus impactos sobre los ecosistemas.

El informe que nos permitimos presentar de nuevo este año, es el resultado de una rigurosa investigación mediante la cual se recolectaron datos de las principales empresas operadoras con presencia en el país, de las autoridades ambientales y de otras organizaciones, con el fin de cuantificar el impacto ambiental de la industria de hidrocarburos con indicadores relevantes, así como dar a conocer aspectos actualizados sobre el licenciamiento ambiental, y el desempeño de las empresas en seguridad industrial.

En resumen, se evidencia que, a diferencia de lo que se piensa en algunos ámbitos, la huella ambiental de este sector es en la mayoría de los casos inferior a la generada por otras ramas de la economía y que su desempeño ambiental mejora de manera continua y permanente.

La información aquí contenida es de gran importancia, en especial en momentos en que existe una gran confusión y falta de información en la opinión pública sobre el impacto ambiental de industria de hidrocarburos en los territorios donde opera.

Esperamos que los datos condensados en este documento sean un aporte útil a ese debate, para que cada vez sea más informado y se centre en realidades y hechos, y no en percepciones.



01 ANÁLISIS DE LOS INDICADORES DE CONSUMO DE AGUA Y GENERACIÓN DE RESIDUOS

En este capítulo se presentan los indicadores relacionados con el consumo de agua y la generación de residuos para cada una de las etapas del sector de los hidrocarburos (sísmica, exploración, producción, transporte y refinación) en Colombia, durante el año 2015. Estos resultados se comparan con los obtenidos en años anteriores y luego se presenta la relación existente entre los consumos de agua o residuos generados por la industria petrolera y los consolidados nacionales disponibles de otros sectores económicos.

METODOLOGÍA

La información base para la realización de este capítulo fue obtenida de los reportes remitidos por las diferentes operadoras consultadas. Para las actividades de producción, la muestra representa más del 80 por ciento del número de barriles producidos; para transporte y refinación, la selección cubre la totalidad de estas actividades. Sin embargo, dada la baja operación en sísmica y exploración registrada en el 2015, y a que no todas las operadoras consultadas reportaron información, el porcentaje de representatividad para esta última fase fue inferior.

Con la información obtenida de la muestra se proyectó un indicador general para cada categoría. Este se construyó multiplicando los valores obtenidos para cada parámetro (por ejemplo, en el caso del agua, el promedio de metros cúbicos utilizados por kilómetro de sísmica) con las cantidades totales de las operaciones del sector ejecutadas en el año 2015 (número de kilómetros de sísmica desarrollados el mismo año).

Las cantidades de cada una de las fases de la operación fueron obtenidas del Informe Estadístico Petrolero (IEP 2015) elaborado por la ACP.


Monitoreo calidad del aire

Para comparar los volúmenes, los consumos y los residuos generados por el renglón de los hidrocarburos en el 2015, con los de otros sectores de la economía, se utilizaron datos reportados por entidades oficiales encargadas de recopilar y presentar esta información. Entre estas entidades está el Ideam, la Superintendencia de Industria y Comercio, y otros organismos nacionales o internacionales. Los reportes tenidos en cuenta en este informe ambiental son los más recientes a los que se tienen acceso hasta ahora. Uno de los más destacados es el Estudio Nacional del Agua (ENA), publicado por el Ideam en 2014.

Por otra parte, los valores de los residuos convencionales fueron extraídos de los reportes publicados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios en 2013 y los de residuos peligrosos se compararon con un informe del Ideam sobre el tema dado a conocer en 2011. Otros indicadores fueron tomados de los reportes del Banco Mundial, que para Colombia tiene datos hasta el 2011. La información utilizada en las comparaciones realizadas sobre Gases de Efecto Invernadero fue calculada en el 2012 por el Ideam y presentada en el 2015 en la Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático.

Tabla 1.1. Cantidades de actividades por etapa y comparación con los datos reportados por las operadoras.

Actividades del sector	Unidad de reporte	Cantidades totales año 2015, reportadas por el IEP 2015*
Sísmica Terrestre	Km de Sísmica	2.150
Perforación exploratoria. Cantidad de pozos y profundidad promedio	Pozos exploratorios	25
	Pozos de desarrollo	710
Producción.	BPD	1.005.574
Transporte[1]	Barriles transportados/año	467.744.610
Refinación[2]	Barriles refinados/año	84.753.000

Fuente: ACP. IEP. 2015.

1. No se incluye transporte por carrotanque. 2. Dato reportado por Ecopetrol para 2015.

1.1. INDICADORES PARA SÍSMICA

Los cálculos se basaron en los reportes de las compañías sobre las actividades de sísmica terrestre 2D y 3D realizadas en el 2015; además, el total de kilómetros adquiridos se proyectó según el IEP de la ACP.

Indicador	Unidad	Valor	Total Km de Sísmica 2015	Total	Unidad
Consumo de agua industrial	m^3/Km de sísmica	9,587	2150	20.612	m^3
Consumo de agua doméstico	m^3/Km de sísmica	6,787		14.592	m^3
Vertimientos	m^3/Km de sísmica	N/R		-	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/km de sísmica	0,031		66,65	Ton
Residuos peligrosos	Ton/km de sísmica	0,000011		0,0236	Ton

Fuente: ACP

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

1.2. INDICADORES PARA PERFORACIÓN EXPLORATORIA

La etapa de perforación incluye la construcción de pozos exploratorios y pozos de desarrollo. La cantidad presentada en el IEP para el 2015 incluye 25 pozos tipo A2 y A3, y 710 pozos de desarrollo A0 y A1.

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos exploratorios 2015*	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/1.000 pies perforación	32,06	25	6.344,77	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/1.000 pies perforación	6,95		1.376,20	m^3
Vertimientos industriales**	m^3/1.000 pies perforación	9,37		1.855,17	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1.000 pies perforación	11,43		2.262,13	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	1,27		250,71	Ton
Residuos peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	1,08		212,80	Ton

*Profundidad promedio ponderada de los pozos perforados 11.712 pies.
**Aguas resultantes del proceso que son vertidas después del tratamiento.
Fuente: ACP.

Tabla 1.3. Indicadores de consumo de agua, vertimientos y residuos generados por la perforación de pozos exploratorios.

Indicador	Unidad	Valor	Cantidad de pozos de desarrollo 2015*	Total	Unidad
Consumo de agua uso Industrial	m^3/1.000 pies perforación	32,06	710	180.191,59	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/1.000 pies perforación	6,95		39.084,03	m^3
Vertimientos industriales**	m^3/1.000 pies perforación	9,37		52.686,74	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/1.000 pies perforación	11,43		64.244,47	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	1,27		7.120,09	Ton
Residuos peligrosos	Ton/1.000 pies perforación	1,08		6.043,56	Ton

*Profundidad promedio ponderada de los pozos perforados 7.782 pies.
**Aguas resultantes del proceso que son vertidas después del tratamiento.
Fuente: ACP.

Tabla 1.4. Indicadores de consumo de agua, vertimientos y residuos por la perforación de pozos de desarrollo.

1.3 INDICADORES PARA PRODUCCIÓN

Los indicadores de producción se generaron de los datos reportados por las empresas operadoras en el 2015. Esta fase tiene como característica fundamental estar compuesta por proyectos específicos continuos y de larga duración.

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m³/Barril Producido	0,097	367.034.510	35.602.347,47	m³
Consumo de agua uso doméstico	m³/Barril Producido	0,015		5.505.517,65	m³
Vertimientos domésticos	m³/Barril Producido	0,0035		1.284.620,79	m³
Vertimientos industriales**	m³/Barril Producido	0,281		103.226.588,43	m³
Aguas de producción reinyectadas al proceso	m³/Barril Producido	1,271		466.500.862,21	m³
Aguas de producción vertidas	Barril/Barril Producido	0,600		220.220.706,00	Barriles
AGUAS DE PRODUCCIÓN					
Indicador	Unidad	Valor	Aguas de producción	Total	Unidad
Reinyección para recobro mejorado	m³ de agua reinyectada/m³ de agua de producción	0,102	701.401.689	71.542.972,28	m³
Inyección como disposición final	m³ de agua reinyectada/m³ de agua de producción	0,563		394.889.150,91	m³
Vertimiento a cuerpos de agua	m³ de agua vertida/m³ de agua de producción	0,305		213.927.515,15	m³
Riego en vías	m³ de agua vertida/m³ de agua de producción	0,002		1.442.803,38	m³
Aspersión	m³ de agua vertida/m³ de agua de producción	0,00034		238.476,57	m³
Vertimiento entregado a terceros	m³ de agua vertida/m³ de agua de producción	0,00048		336.672,81	m³
Vertimiento reutilizado para riego y otras actividades	m³ de agua vertida/m³ de agua de producción	0,0057		3.997.989,63	m³

** Aguas resultantes del proceso que son vertidas después del tratamiento.
Fuente: ACP

Tabla 1.5. Indicadores de consumos de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción, 2015.

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/Barril Producido	0,00007	367.034.510	25.692,42	Ton
Residuos peligrosos	Ton/Barril Producido	0,00010		26.703,45	Ton

Fuente: ACP.

Tabla 1.6. Indicadores de generación de residuos en la etapa de producción, 2015.

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
Emisiones SOx	Ton/Barril	0,000005	367.034.510	1.835,17	Ton
Emisiones NOx	Ton/Barril	0,000046		16.883,59	Ton
Emisiones CO2	Ton/Barril	0,013		4.771.448,63	Ton
Metano CH4	Ton/Barril	0,000055		20.186,90	Ton
Material particulado	Ton/Barril	0,000002		734,07	Ton
Inmisión diurno	dB/Proyecto	57		57	dB
Inmisión nocturno	dB/Proyecto	56		56	dB
Emisión diurno	dB/Proyecto	62		62	dB
Emisión nocturno	dB/Proyecto	61		61	dB

Fuente: ACP.

Tabla 1.7. Indicadores de generación de emisiones atmosféricas y ruido en la etapa de producción, 2015.

Indicador	Unidad	Valor	Barriles producidos al año	Total	Unidad
CONSUMO DE COMBUSTIBLES Y ENERGÍA					
Consumo de crudo	Barril Combustible/ Barril Producido	0,0131	367.034.510	4.808.152,08	Barril
Consumo de gas	KPC/Barril Producido	0,1406		51.605.052,11	KPC
Consumo de biodiésel	Barril Combustible/ Barril Producido	0,0010		367.034,51	Barril
Energía eléctrica comprada	kW/Barril	13,63		5.002.680.371,30	kW

Fuente: ACP

Tabla 1.8. Indicadores de consumo de combustible y movilizaciones en la etapa de producción, 2015.

1.4. INDICADORES PARA TRANSPORTE

Para este ejercicio se tomó como base que en el año 2015 se transportaron en Colombia en promedio 1.281.492 barriles de crudo por día, para un total anual de 467.744.610 barriles. Este valor no incluye el transporte de crudo por carrotanque.

Indicador	Valor	Unidad	Barriles transportado 2015	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/Barril Transportado	0,00048	467.744.610	224.517,41	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/Barril Transportado	0,00051		238.549,75	m^3
Vertimientos industriales **	m^3/Barril Transportado	0,00042		196.452,74	m^3
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/Barril Transportado	0,00017		79.516,58	m^3
Residuos peligrosos	Ton/Barril Transportado	0,000037		17.306,55	Ton
Lodos del proceso	m^3/Barril transportado	0,0000007		327,42	Ton

Fuente: ACP.
** Las aguas resultantes del proceso que son vertidas después de tratamiento.

Tabla 1.9. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad del transporte, 2015.

Indicador	Valor	Unidad	Barriles Transportados 2015	Total	Unidad
EMISIONES ATMOSFÉRICAS Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE					
Emisiones SOx	Ton/Barril transportado	0,000018	467.744.610	8.419,40	Ton
Emisiones NOx	Ton/Barril transportado	0,0000042		1.964,53	Ton
Emisiones CO2	Ton/Barril transportado	0,0013		608.067,99	Ton
Metano CH4	Ton/Barril transportado	0,0000023		1.072,81	Ton
Material particulado	Ton/Barril	0,00000055		257,26	Ton
Consumo de crudo	Barril Consumido/ Barril Transportado	0,0018		841.940,30	Barriles
Consumo de gas	Miles de Ft^3/ Barril Transportado	0,0022		1.029.038,14	KPC
Consumo de ACPM	Barril Consumido/ Barril Transportado	0,00046		215.162,52	Barriles

Fuente: ACP.

Tabla 1.10. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustible para la actividad del transporte, 2015.

1.5. INDICADORES PARA REFINACIÓN

Para el análisis de los indicadores de la actividad de refinación se han incluido los datos reportados por Ecopetrol sobre la totalidad del volumen de barriles refinados en Colombia.

Tabla 1.11. Indicadores de uso de agua, generación de vertimientos y residuos para la actividad de refinación, 2015.

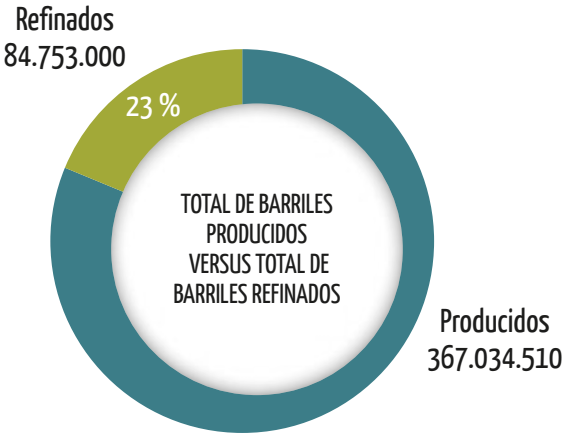
Parámetro	Valor	Unidades	Barriles refinados año 2015	Total	Unidad
Consumo de agua uso industrial	m^3/Barril Refinado	0,284	84.753.000	24.069.852,00	m^3
Consumo de agua uso doméstico	m^3/Barril Refinado	0,017		1.440.801,00	m^3
Vertimientos industriales **	m^3/Barril Refinado	0,166		14.068.998,00	m^3
Vertimientos domésticos	m^3/Barril Refinado	0,0015		127.129,50	Ton
Residuos sólidos no peligrosos	Ton/Barril Refinado	0,00002		1.695,06	Ton
Residuos peligrosos	Ton/Barril Refinado	0,000009		762,78	m^3

Fuente: Ecopetrol.
** Aguas resultantes del proceso que son vertidas después del tratamiento.

Parámetro	Valor	Unidades	Barriles refinados año 2015	Total	Unidad
EMISIONES ATMOSFÉRICAS					
NOx	Ton/Barril Refinado	0,000045		3.813,89	Ton
Sox	Ton/Barril Refinado	0,00017		14.408,01	Ton
CO2	Ton/Barril Refinado	0,042		3.559.626	Ton
CH4	Ton/Barril Refinado	0,000066		5.593,7	Ton
Material particulado	Ton/Barril Refinado	0,000023		1.949,32	Ton
CONSUMO DE COMBUSTIBLES					
Consumo de gas	Miles de Ft³/Barril Refinado	0,538	84.753.000	45.597.114	KPC
Gas quemado en tea	Miles de Ft³/Barril Refinado	0,00075		63.464,75	KPC

Fuente: Ecopetrol

Tabla 1.12. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustibles para la actividad de refinación, 2015.



1.6. CONSOLIDACIÓN TOTAL DE CONSUMOS, VERTIMIENTOS, RESIDUOS Y PARÁMETROS DE LAS DISTINTAS ETAPAS DE LA CADENA PRODUCTIVA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS, 2015.

Se presentan los indicadores totales consolidados del sector de hidrocarburos para el año 2015, comparados con los resultados obtenidos en años anteriores.

Tabla 1.13. Total de consumos y vertimientos de las distintas etapas de la cadena productiva del sector de hidrocarburos, 2013-2015.

CONSUMO DE AGUAS Y GENERACIÓN DE VERTIMIENTOS Y AGUAS DE PRODUCCIÓN

Parámetro	Unidad	Sísmica			Perforación			Producción			Transporte			Refinación			Total sector		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Consumo de agua industrial	m³	45.950,00	69.758,39	20.612	1.339.717	1.672.035	186.536	38.892.861	37.913.208	35.681.471	217.645	609.726	226.156	27.091.190	26.258.417	24.045.238	67.587.062	66.523.144	60.160.014
Consumo de agua doméstica	m³	38.250,00	35.522,94	14.591	221.930	259.551	40.460	1.333.324	2.582.888	5.598.627	N/R	2.379	240.793	N/R	2.037.291	1.473.884	1.593.504	4.917.632	7.368.355
Vertimientos Industriales	m³	N/R	N/R	N/R	468.665	531.837	54.542	35.076.062	42.024.245	103.226.588	213.790	133.954	194.361	17.062.729	12.101.873	14.037.271	52.821.246	54.791.909	117.512.762
Vertimientos Domésticos	m³	59.700,00	46.871,90	59.700	159.987	191.132	66.507	806.747	1.927.558	1.282.047	N/R	N/R	80.291	29.644	29.644	126.025	1.056.078	2.195.205	1.614.570
Aguas de producción	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	574.301.769	714.352.399	701.401.689	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	574.301.769	714.352.399	701.401.689
Reinyección para recobro mejorado	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	67.500.905	87.255.123	71.456.896	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	67.500.905	87.255.123	71.456.896
Inyección como disposición final	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	265.315.657	353.841.624	395.148.081	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	265.315.657	353.841.624	395.148.081
Vertimiento a cuerpos de agua	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	239.700.467	225.539.095	214.264.420	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	239.700.467	225.539.095	214.264.420
Riego en vías	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	1.219.555	176.414	1.441.528	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	1.219.555	176.414	1.441.528
Vertimiento como Aspersión	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	582.615	1.805.829	237.418	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	582.615	1.805.829	237.418
Vertimiento entregado a terceros	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	320.240	676.231	339.872	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	320.240	676.231	339.872
Vertimiento para riego y otras actividades	m³	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	3.105.178	4.028.725	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	3.105.178	4.028.725

Fuente: ACP.

Tabla 1.14.
Totales de generación de residuos sólidos y lodos para las diferentes etapas de los proyectos del sector.

GENERACIÓN DE RESIDUOS Y LODOS																			
Parámetro	U	Sísmica			Perforación			Producción			Transporte			Refinación			Total Sector		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Residuos sólidos no peligrosos	Ton	420	491	66	4.290	7.606	7.371	588.623	69.685	25.425	65.775	138.892	17.979	23.828	64.791	1.688	682.937	281.466	52.529
Residuos peligrosos	Ton	25	45	0,0245	15.854	16.774	6.256	42.814	47.243	35.536	5.458	10.285	17.473	N/R	7.085	752	64.151	81.430	60.018
Lodos del proceso	M	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	1.529.374	1.502.093	N/R	3.196	3.896	310	5.082	4.025	N/R	1.537.652	1.510.014	N/R

Fuente: ACP.

Tabla 1.15.
Totales de generación de emisiones atmosféricas y ruido para las diferentes etapas de los proyectos del sector de hidrocarburos durante los años 2013-2015.

EMISIONES ATMOSFÉRICAS Y RUIDO																			
Parámetro	U	Sísmica			Perforación			Producción			Transporte			Refinación			Total		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
NOx	Ton	N/R	N/R	N/R	8,00	4.837,25	N/R	671,00	8.382,88	1.797	7.719	7.521	8.445	4.344	3.892	3.803	12.742	24.633	14.045
SOx	Ton	N/R	N/R	N/R	2,00	4.701,07	N/R	32.722,00	38.524,76	16.807	1.818	2.062	1.980	12.233	14.326	14.463	46.775	59.614	33.250
CO2	Ton	N/R	N/R	N/R	416.430,00	363.319,69	N/R	8.017.132,00	4.579.845,18	4.759.739	391.290	561.573	611.753	3.938.085	3.534.711	3.582.836	12.944.887	9.039.448	8.954.328
CH4	Ton	N/R	N/R	N/R	N/R	19.986,00	N/R	54.168,00	43.160,09	20.117	1.129	1.066	1.064	6.727	6.233	5.627	62.024	70.445	26.807
Material Particulado	Ton	N/R	N/R	N/R	7,00	60.761,36	N/R	481,00	5.511,57	721	234	228	255	2.739	2.099	1.937	3.461	68.600	2.913
Ruido de Inmisión diurno	dB	N/R	N/R	N/R	53,00	66,11	65	56	59	57	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	54	62	61
Ruido de Inmisión nocturno	dB	N/R	N/R	N/R	45,00	59,78	66	53	57	56	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	49	58	61
Emisión de ruido diurno	dB	N/R	N/R	N/R	53,00	64,86	61	65	60	62	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	59	63	62
Emisión de ruido nocturno	dB	N/R	N/R	N/R	54,00	63,18	63	60	63	61	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	47	63	62

Fuente: ACP.

Tabla 1.16.
Totales de consumos de combustibles y energía para las diferentes etapas de los proyectos del sector de hidrocarburos durante los años 2013-2015.

CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y ENERGÍA PARA EL PROCESO																			
Parámetro	U	Sísmica			Perforación			Producción			Transporte			Refinación			Total		
		2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015	2013	2014	2015
Consumo de crudo	Barriles	N/R	6.145	3.844	N/R	N/R	N/R	5.227.086	2.113.980	4.814.465	592.104	854.460	858.924	N/R	N/R	N/R	5.849.189	2.974.585	5.677.234
Consumo de gas	KPC	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	67.883.397	59.815.471	51.611.834	387.440	486.342	1.032.363	39.524.066	40.289.973	45.585.988	107.794.903	100.591.787	98.230.186
Consumo de biodiésel	Barriles	N/R	N/R	N/R	919.214	1.360.061	522.576	18.466.697	1.936.913	365.868	111.314	124.919	213.310	N/R	N/R	N/R	19.497.226	3.421.893	1.101.753
Energía eléctrica comprada	KW	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	1.744.946.440	1.410.412.427	5.003.492.866	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	N/R	1.744.946.440	1.410.412.427	5.003.492.866

Fuente: ACP.

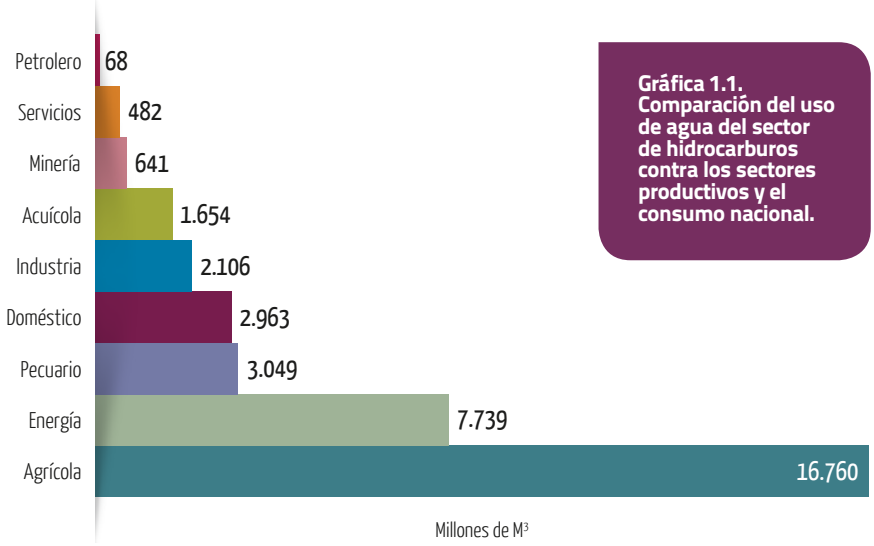
1.7. COMPARACIÓN DE CONSUMOS Y RESIDUOS GENERADOS POR EL SECTOR DE LOS HIDROCARBUROS EN 2015, CON LOS DATOS NACIONALES.

1.7.1. USO DE AGUA Y COMPARACIÓN CON EL CONSUMO TOTAL NACIONAL.

El Estudio Nacional del Agua (Ideam, 2014)* presenta la estimación del uso de agua según los diferentes sectores a nivel nacional (demanda hídrica sectorial). Los cálculos de la ACP indican que el consumo del sector de los hidrocarburos para el 2015 fue de 68 millones de metros cúbicos, sumando sus cinco etapas de la cadena productiva: sísmica, perforación, producción, transporte y refinación.

El uso de agua del sector de los hidrocarburos en el 2015 fue de 68 millones de metros cúbicos (Mm3). Según el ENA, **este corresponde solo al 0,2 por ciento del consumo total de todos los sectores en Colombia**. El renglón agrícola consumió 16.760 Mm3, lo que equivale al 47,4 por ciento de la demanda nacional. La cantidad de agua utilizada por la industria de hidrocarburos se ha mantenido estable en los tres años analizados.

* Nota: Se observa una diferencia considerable con respecto a los valores reportados por el Ideam en el ENA 2014 (592,8 Mm3) debido a que ese estudio incluyó los volúmenes de agua de producción generados para el 2013; este informe, para efectos comparativos, consideró únicamente los volúmenes captados de agua superficial por el sector para su aprovechamiento. Esto porque el agua de los yacimientos hidrocarburíferos no es aprovechable para el consumo humano dadas sus características físicoquímicas.



Gráfica 1.1. Comparación del uso de agua del sector de hidrocarburos contra los sectores productivos y el consumo nacional.

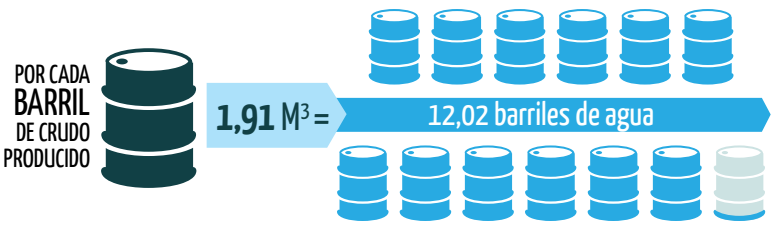
Nota: las etapas de sísmica y perforación involucran consumos de agua y generación de residuos en sus fases de alistamiento. Estas últimas son significativamente bajas en comparación con la fase operativa.

1.7.2. ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

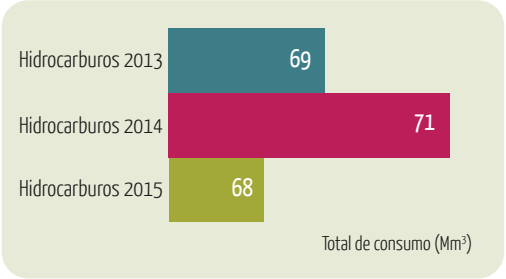
A continuación se presentan el análisis y la desagregación de las aguas de producción generadas por el sector de los hidrocarburos en el 2015.

Las aguas de producción hacen referencia al volumen de agua producida que está asociada a la extracción de petróleo. Están contenidas en los yacimientos que tienen presencia de crudo y que por efectos del manejo de la presión se extraen junto con el hidrocarburo. Habitualmente, estas aguas que fueron contenidas desde tiempos remotos no tienen características aprovechables para el consumo humano, razón por la cual debe ser tratada si se requiere hacer vertimiento superficial y/o ser reinyectada para que no entre en contacto con el ambiente.

Al comparar los volúmenes de aguas de producción generados por cada barril de crudo producido, se obtiene un indicador de 1,91 metros cúbicos de agua, lo que equivale, en otras unidades, a que por cada barril de crudo se generaron 12,02 barriles de estas aguas.



Gráfica 1.2. Consumo de agua del sector de hidrocarburos 2013-2015.

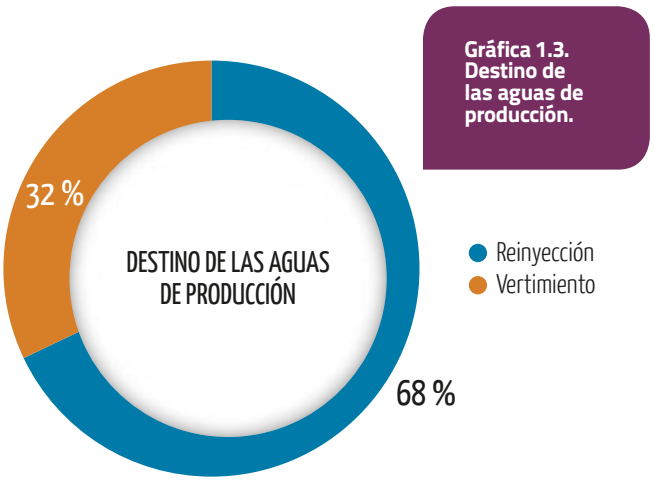


Las aguas de producción pueden manejarse de distintas maneras para su correcta disposición. Posterior a la obtención de los permisos necesarios, las opciones incluyen: (i) reinyección para generar recobro mejorado o para mantener la presión del yacimiento, (ii) reinyección para disposición final de dichas aguas y (iii) reinyección en una formación distinta a la original, que debe tener las propiedades de almacenamiento y confinación identificadas, evaluadas y autorizadas.

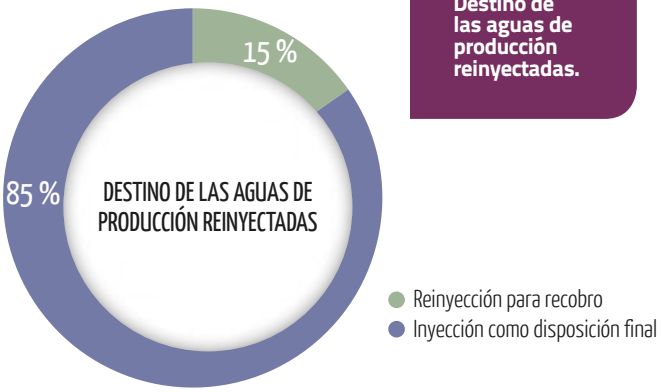
Es importante mencionar que antes de realizar los procesos de reinyección estas aguas son sometidas a tratamientos que garantizan la remoción de sustancias no compatibles con las características de la formación hasta alcanzar los niveles establecidos por la autoridad.

Otra parte de las aguas de producción se dispone como vertimiento en cuerpos de agua superficial mediante procedimientos autorizados por la autoridad ambiental y acordes con lo establecido en las normas vigentes.

Parte de esta agua de producción también se dispone para el riego de vías o aspersión en suelos, mientras que otra se les entrega a terceros legalizados para que la aprovechen; también hay un porcentaje que se reutiliza en el riego de campos y cultivos.



Gráfica 1.3. Destino de las aguas de producción.



Gráfica 1.4. Destino de las aguas de producción reinyectadas.



Gráfica 1.5. Destino de las aguas de producción vertidas o dispuestas.

Cualquiera de estos procedimientos debe ser aprobado en la respectiva licencia ambiental de los proyectos.

1.7.3. COMPARACIÓN DE LA GENERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS ORDINARIOS

El país generó, según la Superintendencia de Servicios Públicos, un total diario de 26.726 toneladas de residuos sólidos en el 2013. De acuerdo con los resultados obtenidos en este estudio, durante el 2015 el sector de hidrocarburos generó diariamente 144,72 toneladas, una cantidad que representa el 0,5 por ciento del total de los residuos sólidos producidos en Colombia. Este valor es menor que el reportado para el 2014, y por lo tanto disminuyó cerca de 2,4 por ciento.

Nota: la comparación de los residuos peligrosos se realiza con datos de la última versión del informe presentado por el Ideam, que corresponde al año 2011.

De acuerdo con los resultados obtenidos en el último informe de la Superintendencia de Servicios Públicos de 2013, la generación de Residuos Sólidos Ordinarios en Colombia fue de 26.726 toneladas, lo cual, de esta manera la producción actual del sector, equivaldría a menos del 5 por ciento. Es importante resaltar que los residuos sólidos de la actividad petrolera son tratados y dispuestos correctamente a través de programas de gestión de residuos, que contemplan separación, almacenamiento, transporte y entrega a terceros autorizados para su disposición final.

Nota: la comparación se realiza con datos del informe presentado por la Superintendencia de Servicios Públicos para el año 2013 ya que no se han producido nuevas versiones.

Según los resultados obtenidos en el último informe nacional de generación y manejo de residuos o desechos peligrosos en Colombia, Ideam 2011, la generación de residuos peligrosos en Colombia fue de 174.419 toneladas. Esa cifra, en contraste con la producción actual del sector, equivaldría aproximadamente al 34%.

En el 2015, el sector de hidrocarburos produjo 60.017 toneladas de residuos peligrosos, que son principalmente trapos, estopas y material impregnado con hidrocarburos, residuos aceitosos sobrantes en los equipos y tanques, entre otros.

1.7.4. GENERACIÓN DE CARGA A LA ATMÓSFERA POR EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN 2015 Y COMPARACIÓN CON EL TOTAL NACIONAL.

A partir de los datos reportados por las operadoras, provenientes de los estudios de calidad del aire y ruido de las zonas donde se ejecutan las actividades del sector, se calcularon las emisiones a la atmósfera en sus diferentes etapas para el 2014.

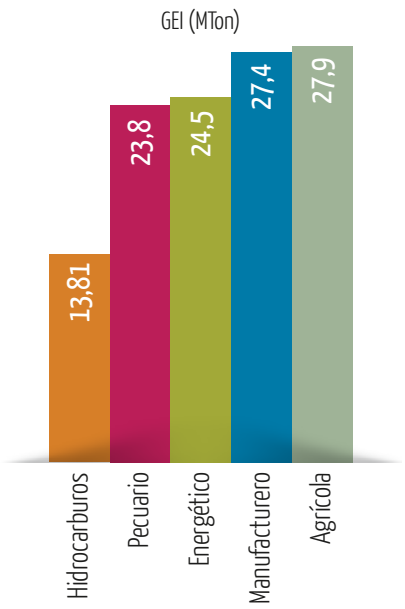
El sector de hidrocarburos tiene un aporte de gases de efecto invernadero más bajo que el resto de los sectores evaluados, siendo los que mayor cantidad aportan los renglones manufacturero y agrícola. Es preciso indicar que los totales de los demás sectores fueron calculados en el año 2012 por el Ideam, pero presentados en el año 2015 en el informe Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático.

Tabla 1.17.
Aporte en cargas emitidas a la atmósfera por el sector de hidrocarburos en sus diferentes etapas, 2015.

Parámetro	Unidad	Producción	Transporte	Refinación	Total
NOx	Ton	1.797	8.445	3.886	14.128
SOx	Ton	16.807	1.980	14.782	33.569
CO_2	Ton	4.759.739	611.753	3.661.837	9.033.329
CH_4	Ton	20.117	1.064	5.751	26.931
Material particulado	Ton	721	255	1.979	2.956

Fuente: ACP.

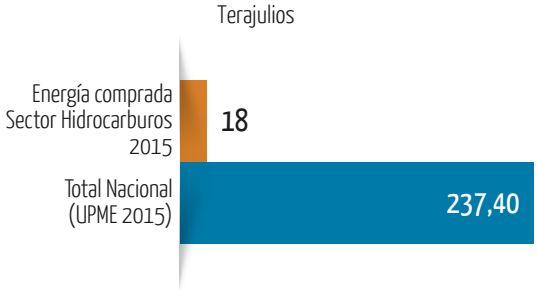
Nota: 1Kg NOx = 298 Kg CO2 eq; 1Kg CH4 = 25 Kg CO2 eq
Nota: para las etapas de sísmica y perforación no se obtuvo suficiente información para analizar.



Gráfica 1.6.
Gases de efecto invernadero por sectores.

1.7.5. COMPARACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN 2015 CON EL CONSUMO DE ENERGÍA NACIONAL, SEGÚN LA UPME.

A continuación se presenta la comparación del consumo de energía que utiliza el sector de los hidrocarburos en Colombia, con el total de energía consumida por el país, de acuerdo con los datos de la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) para el año 2015.



Gráfica 1.7.
Comparación del consumo de energía del sector de hidrocarburos en 2015 con el consumo de energía nacional según la UPME.

El consumo de energía del sector de hidrocarburos es bajo en relación con el consumo nacional. Esto puede atribuirse a que el sector adelanta actividades en zonas alejadas de infraestructura de energía eléctrica y gestiona el consumo a través de la autogeneración con fluidos de sus propios yacimientos; sin embargo, se han iniciado proyectos de interconexión a la red de energía nacional. Es importante mencionar que para esta comparación se tuvo en cuenta la cantidad de energía eléctrica demandada por el sector en sus distintas operaciones.

EN SÍNTESIS

En términos generales, el sector ha logrado reducir o mantener estables los indicadores tanto en el uso de recursos como en la generación de residuos para las diferentes fases de su desarrollo. No obstante, seguirá enfatizando no solo en documentar las estadísticas sobre el uso del recurso hídrico, sino en proveer mayor información con respecto a la disposición y el efectivo tratamiento de las aguas usadas antes de su disposición.

Por otro lado, y ante los retos del COP21 y del ingreso del país a la Ocde, las empresas, individualmente y en conjunto, deberán reportar los parámetros requeridos. Próximos informes ambientales se centrarán en dicha información, de especial relevancia para mostrar los impactos sectoriales efectivos alrededor de la emisión de GEI, así como con respecto a los esfuerzos de la industria al respecto.



| Selvas del Vichada

02 USO DE AGUA POR ZONA HÍDRICA

Este capítulo resume los usos del agua realizados por las empresas del sector petrolero durante cada una de las fases de operación en las regiones donde tienen actividades. Reseña además las zonas del país en las cuales se hacen captaciones para las actividades petroleras y los volúmenes del recurso hídrico utilizados en relación con la disponibilidad total de cada cuenca.

METODOLOGÍA

Para el presente capítulo se tuvieron en cuenta los volúmenes de agua captados por la industria petrolera. Una vez identificados y ubicados geográficamente los puntos de captación, se identificó la zona hídrica a la cual pertenecen, de acuerdo con la clasificación del Estudio Nacional del Agua (ENA 2014).

Es importante aclarar que la zonificación de cuencas hidrográficas en Colombia está jerarquizada en tres niveles: áreas hídricas, zonas hidrográficas y subzonas hidrográficas. Las áreas hidrográficas son regiones correspondientes a las grandes cuencas que agrupan un conjunto de ríos con sus afluentes, y que desembocan en un mismo mar. Las segundas son aquellas que entregan sus aguas superficiales directamente a un área hidrográfica. Y las terceras son las que entregan sus aguas a una zona hidrográfica.



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



Para el cálculo de los volúmenes captados, primero se totalizaron los volúmenes reportados por cada operadora, obteniendo una muestra que representa el 60 por ciento de la producción de crudo del país. Con base en esta se calcularon las captaciones totales de las operaciones de 2015 y el volumen total se distribuyó en cada zona hídrica identificada.

Finalmente, se extrajo del ENA 2014 el volumen de la oferta hídrica superficial en año seco para cada zona hídrica. A partir de este dato se calcula el porcentaje captado por el sector de hidrocarburos en cada zona hídrica, la oferta de agua disponible en cada zona hidrológica y el porcentaje que corresponde a lo captado por el renglón petrolero en 2015, con respecto a la oferta hídrica total.

Tabla 2.1. Oferta superficial por zona hídrica versus captaciones del sector.

ZH	Zona hídrica	Etapa	Captación total del sector 2015 m³	Oferta de la zona hídrica en millones de m³ (Año seco ENA 2014)	% captado*
21	ALTO MAGDALENA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	872.678,78	8.494	0,010274
37	ARAUCA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	97.107,34	7.021	0,001383
29	BAJO MAGDALENA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	68.001,17	2.817	0,002414
44	CAQUETA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	26.055,69	70.620	0,000037
15	CARIBE GUAJIRA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	47.367,56	1.638	0,002892
12	CARIBE LITORAL	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	3.628.984,80	1.654	0,219407
36	CASANARE	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	110,40	12.675	0,000001
16	CATATUMBO	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	3.415.650,32	4.222	0,080901
26	CAUCA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	28.298,91	11.503	0,000246
28	CESAR	Perforación	2.568,03	1.869	0,000137
32	GUAVIARE	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	4.162,22	57.863	0,000007
25	MAGDALENA, CAUCA SAN JORGE	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	7.863,33	5.109	0,000154
23	MEDIO MAGDALENA	Perforación	52.786.310,81	22.904	0,230468
35	META	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	1.140.341,84	50.684	0,002250
51	MIRA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	33.176,23	5.990	0,000554
27	NECHI	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	1.351,85	20.244	0,000007
52	PATIA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	13.398,68	15.433	0,000087
47	PUTUMAYO	Producción	153.080,55	49.128	0,000312
22	SALDAÑA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	22.084,81	2.263	0,000976
24	SOGAMOSO	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	5.161.788,03	4.694	0,109966
53	TAPAJE, DAGUA, DIRECTOS	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	10.410,94	30.333	0,000034
33	VICHADA	Sísmica-Perforación-Producción-Transporte	7.576,71	15.775	0,000048
TOTAL			67.528.369,00	402.933	0,663

* Porcentaje obtenido respecto a las zonas hídricas intervenidas

De acuerdo con la información comparativa, el total demandado por el sector petrolero equivale al 0,00336 por ciento de la oferta hídrica del país en año seco, un porcentaje menor que el obtenido para el año 2014, cuando estaba en el orden del 0,0035 por ciento. Específicamente de las zonas hídricas intervenidas, el sector petrolero capta un 0,663 por ciento del total de la oferta.

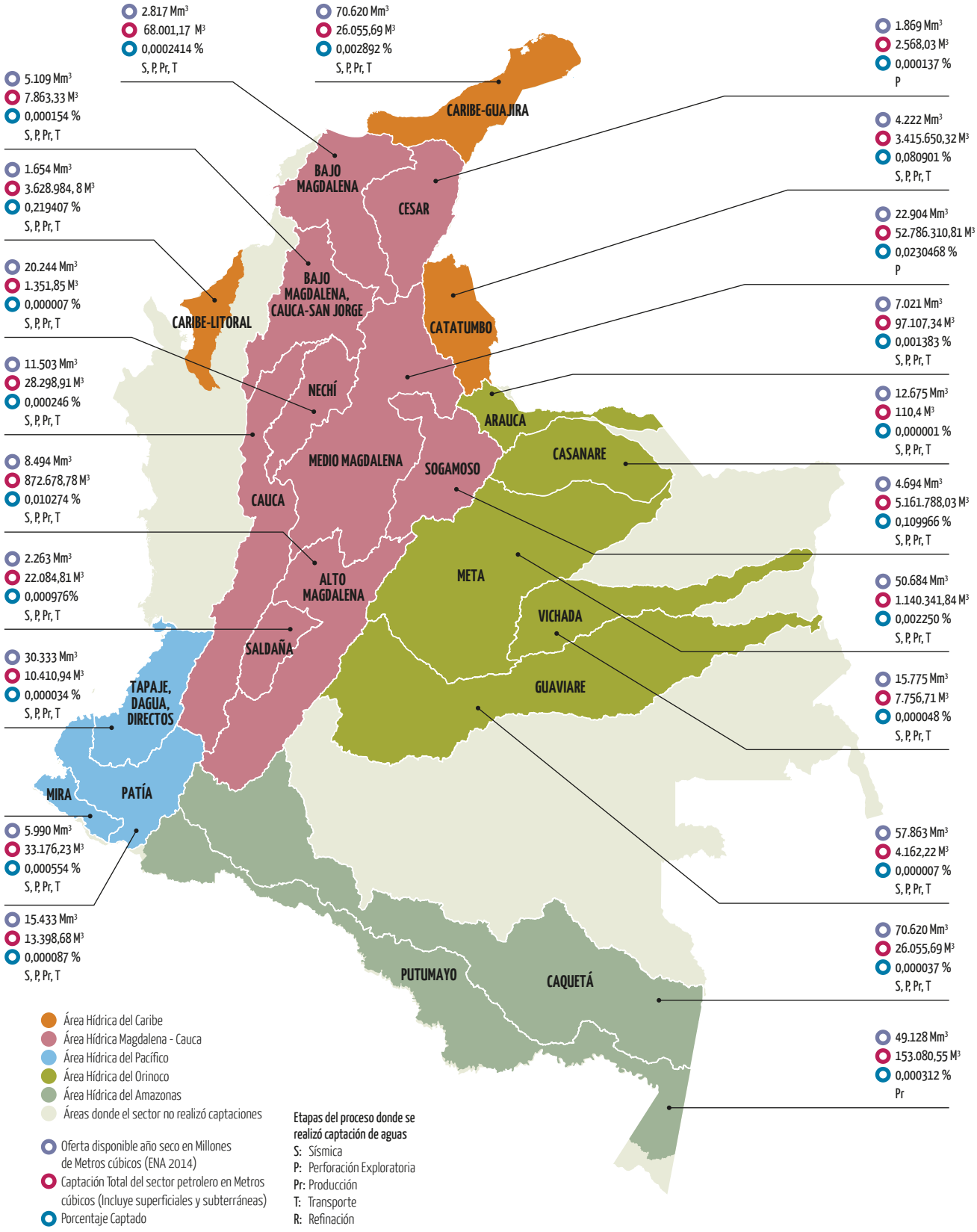
EN SÍNTESIS

El sector sigue siendo uno de los de menor captación de agua en el país y su impacto en la oferta hídrica de Colombia es mínima. Por estos bajos niveles de utilización del recurso hídrico, la actividad petrolera no afecta el líquido disponible para otras actividades, como las del sector agropecuario o incluso las domésticas.



Quebrada Natural

Gráfica 2.2.
Oferta hídrica por zona hidrográfica versus captaciones realizadas por el sector petrolero para 2015.



Nota: La delimitación de las cuencas hídricas no corresponde a la delimitación de los departamentos de Colombia.



03 PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL

En este capítulo se presenta el análisis de los procesos de licenciamiento ambiental que se realizaron para los proyectos del sector de hidrocarburos en 2015. Ese año, los procesos se hicieron bajo dos normas distintas: aquellos que iniciaron el trámite antes del 1 de enero de 2015 lo hicieron con base en el decreto 2820 de 2010, mientras que los que iniciaron la diligencia a partir del 1 de enero de 2015 se rigieron por el Decreto 2041 de 2014.

Los dos decretos detallan el procedimiento a seguir para llevar a cabo la evaluación de los estudios, el otorgamiento (o negación) de la licencia y los tiempos para que la Anla se pronuncie.

La reglamentación fue modificada en 2014 como parte de una estrategia del Gobierno Nacional para contribuir al desarrollo industrial, en la que se buscó hacer más ágil la realización de estos trámites y más objetiva la toma de decisiones. Entre las modificaciones sustanciales, el nuevo decreto definió que la Anla solo inicia el trámite una vez que tenga todos los requerimientos solicitados para tal fin y la información para cada uno de los capítulos indicados en los términos de referencia. Otro punto importante es la "audiencia de oralidad", por medio de la cual la autoridad puede solicitar información adicional a la empresa sin necesidad de la elaboración de un auto, al tiempo que le otorga al usuario un mes para su entrega. Esto disminuye los tiempos de licenciamiento.

La "audiencia de oralidad" se realiza mediante una reunión con representantes de la Anla (profesionales del área técnica y jurídica que evaluaron el estudio) y de la empresa, en la que se presentan los requerimientos por parte de la Autoridad con su respectiva explicación y se le da a la empresa la oportunidad de responder dando los argumentos necesarios. Esto permite que haya una retroalimentación de ambas partes y disminuye los requerimientos, a la vez que se garantiza que haya claridad



Monitoreo calidad del agua

sobre la información adicional solicitada y permite que quede en firme un acta para entregarla en un tiempo máximo de un mes, prorrogable bajo solicitud previa por otro mes.

En el caso de que no se entregue la información en el periodo reglamentado, la Anla ordenará el archivo definitivo del expediente y se deberá iniciar un nuevo trámite desde el comienzo.

METODOLOGÍA

Los datos aquí presentados se fundamentan en los expedientes de los proyectos del sector de hidrocarburos que se encuentran activos en la Anla, en la indagación realizada en la Gaceta Ambiental de la página web de esta entidad y en la información perteneciente a la ACP.

En primer lugar, para los proyectos iniciados en 2015 y los que obtuvieron licencia ambiental, se partió de los datos de la ACP, y luego se procedió a revisar la gaceta para verificar otras iniciativas que comenzaron trámite u obtuvieron la respectiva licencia ese año. También se consultó a la Anla acerca de las licencias ambientales del sector generadas ese año.

Con dicha información se verificó la fecha de radicación de los estudios ambientales, la de la resolución de otorgamiento de la licencia ambiental y, en general, el historial de cada proyecto. Con la revisión de los expedientes se obtuvieron los tiempos totales e intermedios de los procesos de licenciamiento y de modificación de licencias ambientales de iniciativas del sector de hidrocarburos en 2015.

Para calcular el tiempo total de licenciamiento, que se mide desde la fecha de radicación hasta que la Anla emite el pronunciamiento final del trámite, se excluyeron de la muestra aquellos proyectos cuya diligencia superó los 750 días (aproximadamente 25 meses). Esto, por considerar que fueron trámites particulares que alcanzaron tiempos por fuera de lo normal.

En la muestra se encontraron iniciativas regidas por el decreto 2820 de 2010 y otras por el 2041 de 2014; dado que cada uno maneja tiempos reglamentarios y metodologías diferentes, se hizo la diferenciación entre los proyectos amparados por la norma del 2010 y aquellos regidos por la del 2014.

Con la consulta de los expedientes también se revisaron los autos de información adicional y se analizaron las causas de la solicitud. De esta manera se verificó cuáles fueron las razones por las que se hicieron más requerimientos.

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

En el año 2015, la Anla recibió 294 solicitudes de varios tipos de trámites, entre estos: Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas (NDA), Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA), Licencias Ambientales (LA), modificaciones de licencias ambientales y Planes de Manejo Ambiental (PMA) en todos los sectores (de hidrocarburos, infraestructura, minería, energía y agroquímicos).

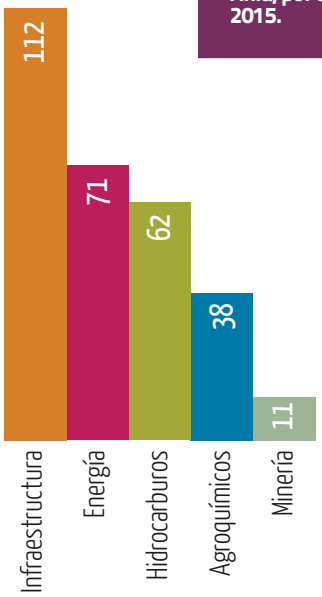
Para el sector de hidrocarburos se solicitaron 35 trámites de LA, 26 modificaciones de licencia y 1 NDA.

Tabla 3.1. Solicitudes de trámites ante la Anla, por sectores y por tipo, 2015.

Sector	Licencias	Modificaciones	PMA	DAA	NDA	Total
Hidrocarburos	36	25	0	1	0	62
Infraestructura	36	31	0	7	38	112
Energía	2	7	1	22	39	71
Minería	4	6	0	0	1	11
Agroquímicos (L.A)	26	12	0	0	0	38
Totales	**104**	**81**	**1**	**30**	**78**	**294**

Fuente: ANLA, Informe de Gestión, 2015.
PMA: Plan de Manejo Ambiental
DAA: Diagnóstico Ambiental de Alternativas
NDA: Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Altermativas

Gráfica 3.1. Solicitudes de trámites ante la Anla, por sectores, 2015.



En el sector de hidrocarburos, al 31 de diciembre de 2015, los trámites pendientes de pronunciamiento por parte de la Anla correspondían a 78 procesos, de los cuales 41 fueron iniciados en 2015 (15 trámites con el Decreto 2820 de 2010 y 26 con el Decreto 2041 de 2014), 27 en 2014, 5 en 2013, 1 en 2012, 2 en 2011 y 2 más durante 2010. Es de anotar que en el transcurso del 2015 se presentó solicitud de desistimiento para dos trámites: uno por vencimiento de términos (fue iniciado en 2011) y el otro por petición expresa de la empresa (2015).

De acuerdo con lo indicado en el informe de gestión de la Anla, las empresas del sector decidieron suspender 15 trámites en 2015, correspondientes a 12 solicitudes de licencia ambiental, 2 modificaciones y 1 DAA. Las razones de suspensión de términos por parte de los usuarios son falta de recursos económicos (es el caso de dos trámites), demora en la recolección de la información (diez), consulta previa (uno), necesidad de ajustar el área (uno) o que la Autoridad no se ha pronunciado (uno).

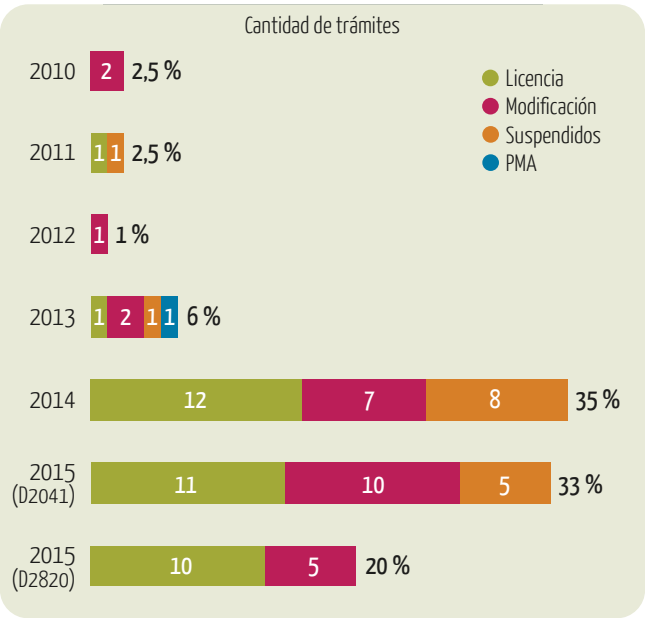
Nota: el aumento en el número de trámites suspendidos se debió principalmente a lo establecido en la normatividad ambiental, que indica en el Decreto 2041 de 2014 que si el peticionario no hace llegar la información en el tiempo requerido, se ordenará el archivo de expediente y la devolución de la totalidad de la misma.

Tabla 3.2. Solicitudes pendientes en el sector de hidrocarburos, 2010-2015.

Tipo de trámite	2015		2014	2013	2012	2011	2010	Total	Porcentaje
	2820	2041							
Licencia ambiental	10	11	12	1	0	1	0	35	45%
Modificación	5	10	7	2	1	0	2	27	35%
PMA	0	0	0	1	0	0	0	1	1%
DAA	0	0	0	0	0	0	0	0	0%
Suspendidos	0	5	8	1	0	1	0	15	19%
Total	**15**	**26**	**27**	**5**	**1**	**2**	**2**	**78**	**100%**
Porcentaje	20%	33%	35%	6%	1%	2,5%	2,5%	100%	100%

Fuente: ACP

Gráfica 3.2.
Porcentaje de solicitudes pendientes en el sector de hidrocarburos por año, 2010-2015.



De los 78 trámites pendientes por resolver, 35 (43 por ciento) están con requerimientos de información adicional a cargo de las empresas (usuarios), 28 (38 por ciento) están pendientes del pronunciamiento por parte de la autoridad ambiental y los 15 restantes (19 por ciento) corresponden a los trámites suspendidos.

3.2. TIEMPOS PARA SOLICITUDES DE LICENCIAS AMBIENTALES.

3.2.1. PROCESOS DE LICENCIAMIENTO OTORGADOS EN 2015.

En la vigencia 2015, la Anla se pronunció sobre 80 trámites del sector de hidrocarburos, de los cuales 39 correspondían a solicitudes de licencias ambientales, 36 a solicitudes de modificaciones de licencias, 3 a PMA y 2 a DAA.

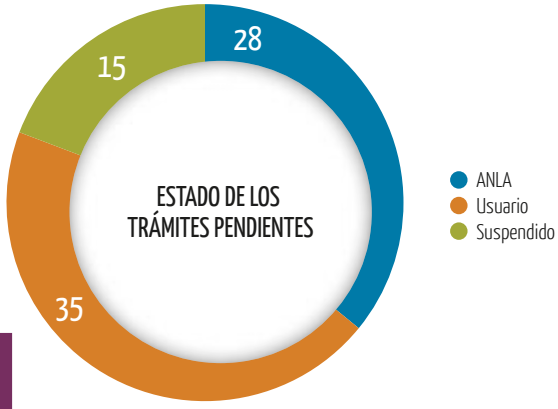
3.2.1.1. TIEMPOS CON VIGENCIA DEL DECRETO 2820 DE 2010.

Para analizar los tiempos del proceso de licenciamiento ambiental para el año 2015, se hace distinción entre los proyectos regidos por el Decreto 2820 de 2010 y los que tienen como guía el Decreto 2041 de 2014, dado que los periodos reglamentarios para unos y otros son distintos.

El estudio bajo la norma de 2010 incluye 30 proyectos de licencia ambiental y 29 modificaciones de la misma. Con base en la información de los trámites para estos proyectos se pudo establecer que la evaluación de estos tardó en promedio 428 días calendario (14,2 meses) para las licencias ambientales y 440 días calendario (14,7 meses) para el trámite de modificaciones. Esta duración incluye el tiempo promedio que demoraba una compañía en radicar la información adicional solicitada (6 meses).

Nota: en 2015 se resolvieron 22 solicitudes que iniciaron trámite el mismo año, de las cuales 12 correspondían a licencias ambientales, 9 a modificaciones de licencias y 1 a DAA.

Para el trámite de licenciamiento y de modificación, el promedio es mayor que en años anteriores, porque se resolvieron trámites de periodos anteriores y hubo demora de los usuarios en la entrega de la información adicional requerida por la Autoridad.



Gráfica 3.3.
Estado de los trámites pendientes.

Nota: se estableció un tiempo máximo a contabilizar en el cálculo estadístico de 750 días, dado que se considera que más de 25 meses (más de 2 años) son casos fuera de lo normal y afectan el resultado del promedio general. Esta situación se presentó en dos trámites de licenciamiento ambiental y cuatro de modificación.

El tiempo de evaluación de la Autoridad, que es el transcurrido desde la radicación del trámite hasta el otorgamiento de la resolución respectiva, es:

- 67 días (12,2 meses) con el Decreto 2820 de 2010 y 119 días (4 meses) con el Decreto 2041 de 2015 para los procesos de solicitud de licencia ambiental.

- 393 días (13,1 meses) con el reglamento de 2010 y 82 días (2,7 meses) con el de 2010 en los procesos de solicitud de modificación de licencias.

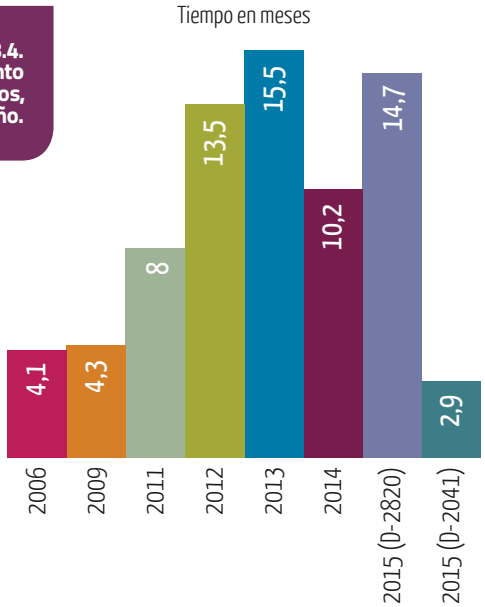
Estas cifras del Decreto 2820 de 2010 no incluyen el tiempo que el usuario se demora entregando la información adicional requerida por la Anla, hasta 6 meses, lo cual elevaba los promedios estadísticos del tiempo total de evaluación, que estaban por fuera de la gestión directa de la autoridad ambiental.

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)
2015 (2820)	428 (14,2 meses)	34 (1,1 meses)	221 (7,6 meses)	132 (4,4 meses)	173 (5,7 meses)
2015 (2041)	157 (5,2 meses)	5 (0,2 meses)	46 (1,5 meses)	61 (2 meses)	76 (2,5 meses)

Fuente ACP.

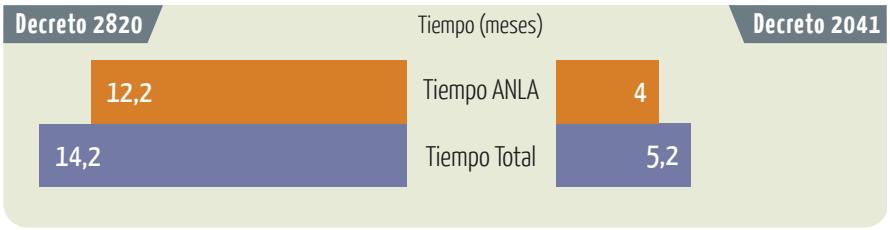
Tabla 3.3. Tiempos promedio de licencias ambientales.

Gráfica 3.4. Tiempo total de licenciamiento en el sector de hidrocarburos, por año.



3.2.1.2. TIEMPOS CON VIGENCIA DEL DECRETO 2041 DE 2014.

Con la entrada en vigencia del Decreto 2041 de 2014, se evaluaron 8 solicitudes de licencias ambientales con un tiempo promedio de 157 días (5,2 meses) y 6 modificaciones de licencia con un aproximado en su evaluación de 88 días (2,9 meses). Para el año 2015, el tiempo promedio para la expedición de la licencia ambiental aumentó en comparación con los periodos registrados en el 2014. Sigue siendo alto debido a que se continúan atendiendo trámites que iniciaron en años anteriores (2010, 2011, 2012 y 2013).



Gráfica 3.5. Tiempo total de licenciamiento versus tiempo de la Anla.

Nota: con la implementación del Decreto 2041 de 2014 el tiempo ha disminuido.

3.2.2. TIEMPOS DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA.

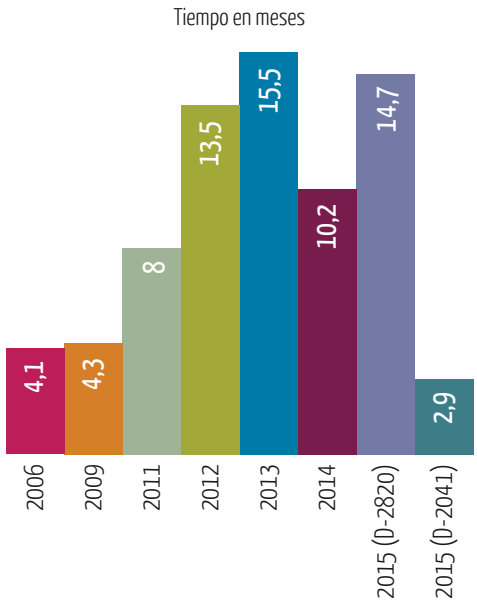
En este apartado se analizan los tiempos correspondientes a las solicitudes de modificación de licencia ambiental realizadas en el año 2015 bajo los decretos 2820 de 2010 y 2041 de 2014. Esta información se comparó con los resultados de los años anteriores.

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)
2015 (D-2820)	440 (14,7 meses)	45 (1,5 meses)	310 (10,3 meses)	125 (4,2 meses)	165 (5,5 meses)
2015 (D-2041)	88 (2,9 meses)	6,2 (0,2 meses)	34 (1,1 meses)	36 (1,2 meses)	64 (2,1 meses)

Fuente: ACP.

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

Los tiempos de los trámites de modificación de licencia para el 2015 aumentaron, comparados con los registrados en 2014; esto se debe a que en el año analizado se resolvieron trámites que iniciaron en 2012, 2013 y 2014, lo que hace que, en promedio, los tiempos se incrementen.



Gráfica 3.6. Tiempo promedio de la modificación de licencia ambiental.

Con respecto a los trámites iniciados bajo el Decreto 2041 de 2014, los tiempos totales y de la Anla se redujeron en contraste con los de trámites regidos por el Decreto 2820 de 2010. Pasaron de 15,8 a 2,9 meses en tiempos totales y de 13,4 a 2,7 meses en los de la Anla.

3.2.3. PROCESOS DE LICENCIAMIENTO OBTENIDOS DURANTE EL AÑO 2015.

De los procesos que iniciaron su trámite en 2015, el mismo año se resolvieron 21. Fueron 12 solicitudes de licencia ambiental que se clasifican así: 4 regidas por el Decreto 2820 de 2010 resueltas en un tiempo total promedio y con la Anla de 249 días (8,3 meses), y 8 solicitudes amparadas por el Decreto 2041 de 2014 que presentaron un tiempo total promedio de 157 días (5,2 meses).

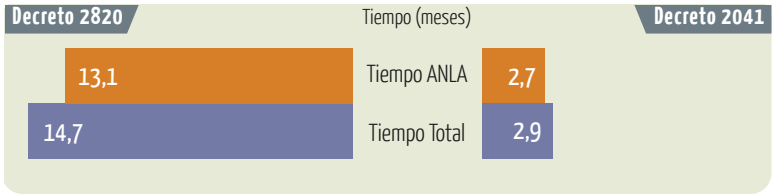
Los otros 9 procesos corresponden a solicitudes de modificaciones, que se clasifican así: 3 amparadas por el Decreto 2820 de 2010 con un tiempo total promedio y con la Anla de 277 días calendario (9,2 meses), y 6 bajo el Decreto 2041 de 2014, con un tiempo total promedio de 88,3 días (2,9 meses).

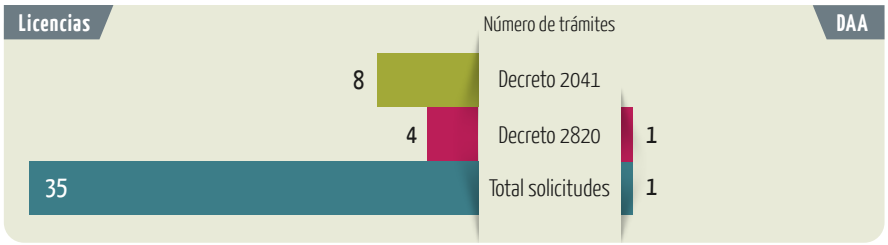
De las 62 solicitudes de trámites, entre licencias, modificaciones y DAA, realizados en el año 2015, en 11 casos no se pudo dar respuesta el mismo año debido al momento en que se radicaron (últimos meses del año).

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

A continuación se presentan algunos de los tiempos (expresados en días calendario) que tomó cada uno de los trámites generados en los 78 procesos de licenciamiento ambiental analizados, y a los cuales se les otorgó licencia o modificación de licencia en 2015.

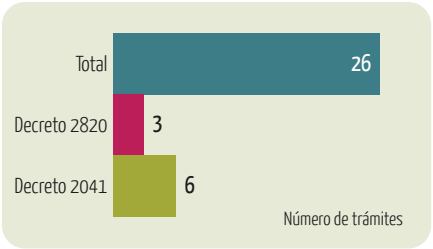
Gráfica 3.7. Tiempo total de modificación versus tiempo de la Anla.





Gráfica 3.8. Trámites de licencias obtenidos, 2015.

Gráfica 3.9. Trámites de modificación obtenidos, 2015.



Notas: se eliminaron del análisis dos trámites de licenciamiento que demoraron más del tope analítico, 750 días.

La etapa con mayor tiempo en el proceso de licenciamiento bajo el Decreto 2820 de 2010 es la relacionada con información adicional, tanto en la entrega como en la elaboración de los conceptos técnicos una vez que los usuarios la presentan. Y su evaluación es uno de los procesos que también toma más tiempo, considerando que en dicho periodo la autoridad debe pronunciarse de fondo sobre el licenciamiento ambiental y que ya se ha agotado la posibilidad de solicitar nueva información.

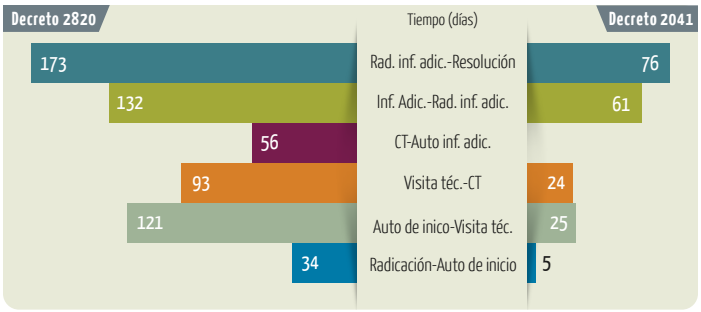
Por otra parte, con el procedimiento del Decreto 2041 de 2014, los periodos internos disminuyeron, principalmente el del auto de inicio, debido a que con el mecanismo de verificación preliminar de la información se les hacen los respectivos requerimientos al usuario antes de iniciar el trámite.

Además, la visita técnica se está adelantando en los términos estipulados, así como la solicitud de información adicional por medio de la oralidad es más clara, concreta y concisa, debido a que en una reunión entre las partes se exponen los requerimientos de la Anla y el usuario tiene la oportunidad de refutar y/o solicitar la aclaración en el mismo momento. También se puede interponer un recurso de reposición responderlo en la misma audiencia. Esto reduce de manera directa los tiempos totales.

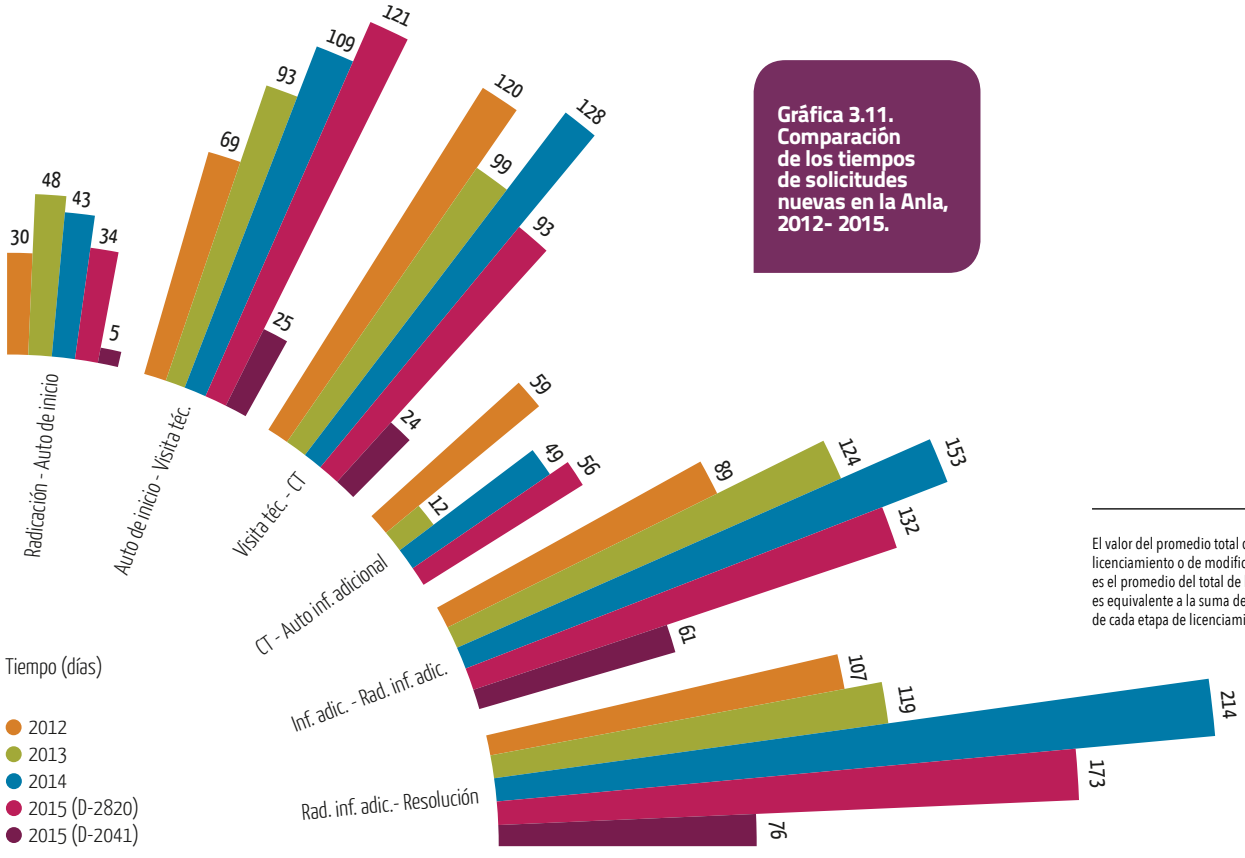
3.2.4.1. SOLICITUD DE LICENCIAS AMBIENTALES.

En 2015 los tiempos para cada una de las etapas del trámite de solicitud de licencia ambiental ante la Anla se redujeron frente a lo registrado en 2014.

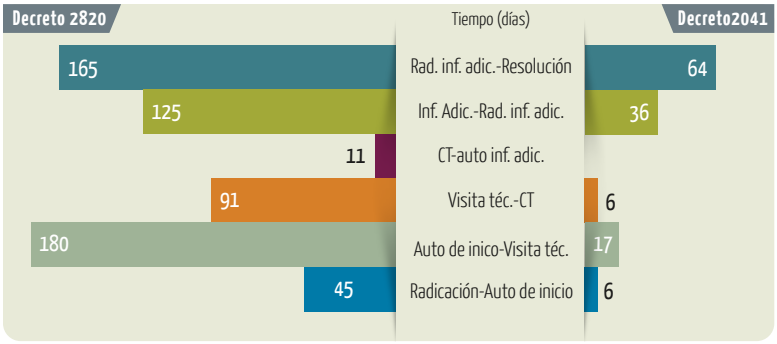
Gráfica 3.10. Tiempos internos de licenciamiento de la Anla.



Gráfica 3.11. Comparación de los tiempos de solicitudes nuevas en la Anla, 2012- 2015.

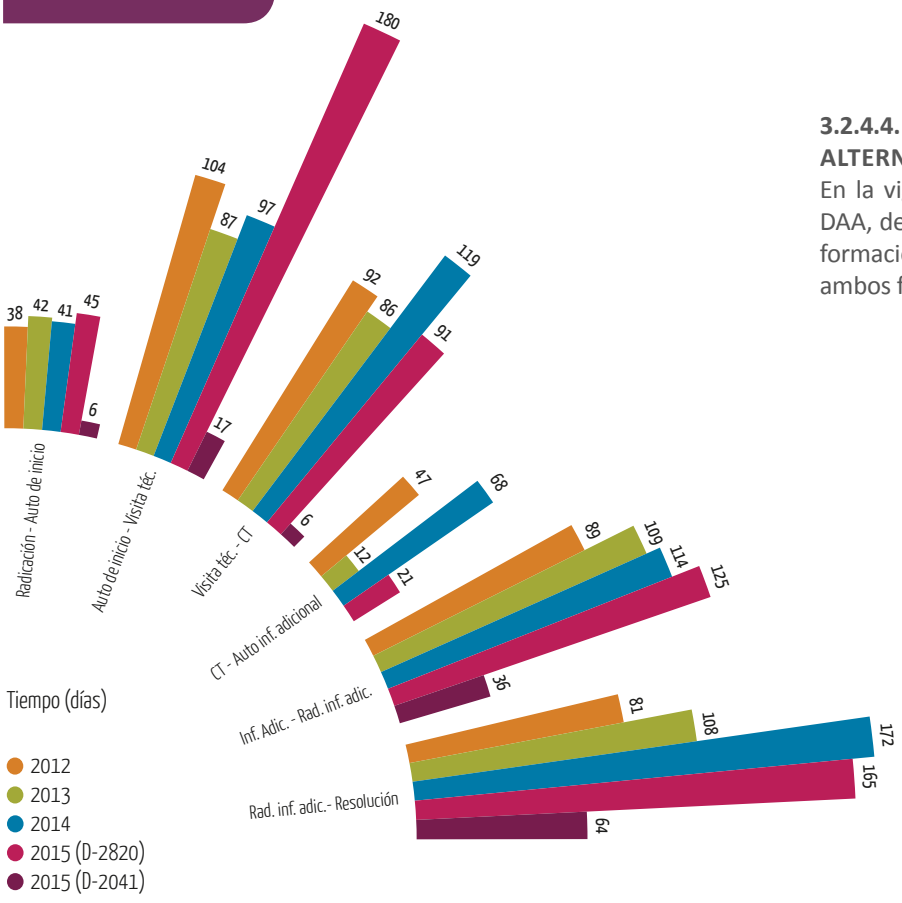


El valor del promedio total de tiempo de licenciamiento o de modificación (que es el promedio del total de los datos) no es equivalente a la suma de promedios de cada etapa de licenciamiento.



Gráfica 3.12. Tiempos internos de modificación de licencia en la Anla.

Gráfica 3.13. Comparación de los tiempos internos de la Anla para modificación de licencia.



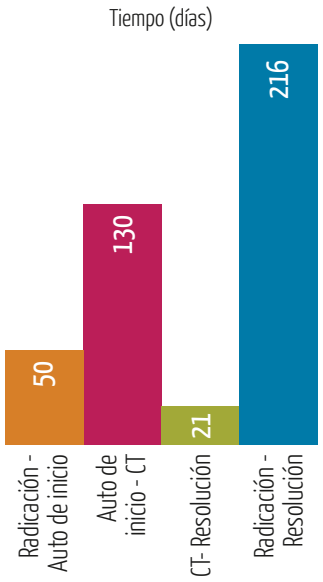
3.2.4.2. SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA.

En 2015, la mayoría de los tiempos internos que la Anla se toma en cada una de las etapas para realizar las evaluaciones, tanto de solicitudes nuevas como de modificaciones de licencia disminuyeron.

3.2.4.3. PLANES DE MANEJO AMBIENTAL (PMA).

Durante 2015 la Anla evaluó planes de manejo ambiental. Dicho proceso se demoró 216 días y a ninguno de los tres se les solicitó información adicional.

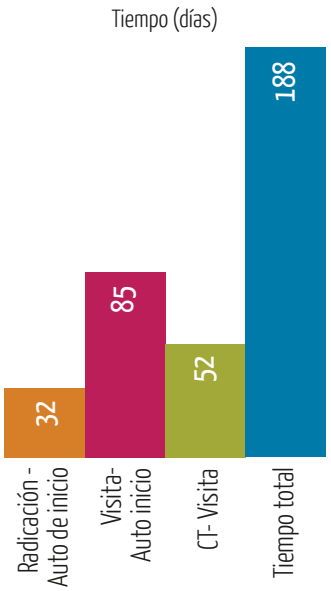
Gráfica 3.14. Tiempos totales de expedición de PMA.



3.2.4.4. DIAGNÓSTICO AMBIENTAL DE ALTERNATIVAS (DAA).

En la vigencia del año 2015 la Anla expidió 2 DAA, de los cuales 1 tuvo requerimiento de información adicional; el tiempo promedio para ambos fue de 408 días (13,6 meses).

Gráfica 3.15. Tiempos totales en la expedición de DAA.



3.2.4.5. SOLICITUD DE INFORMACIÓN ADICIONAL.

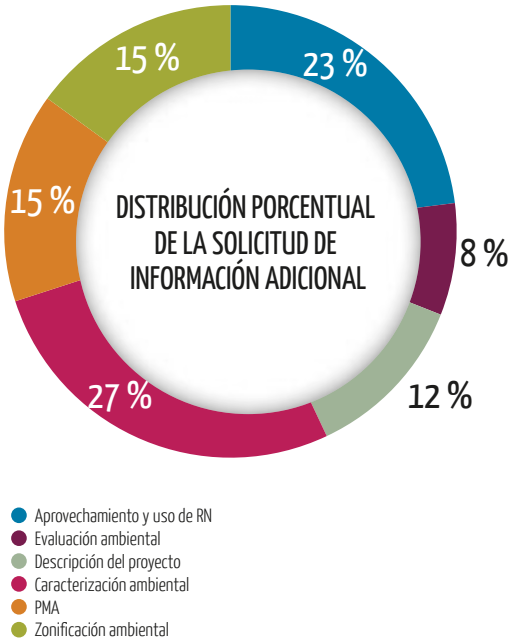
En la vigencia del año 2015 la Anla emitió 80 pronunciamientos sobre proyectos del sector, entre ellos: licencias ambientales, modificaciones de licencias, PMA y DAA; para estos trámites atendidos solicitó información adicional de 33 proyectos. De estos últimos se revisaron 26 actos administrativos (79 por ciento) para el análisis de requerimientos realizados por la Autoridad.

Las solicitudes de información adicional corresponden a:

Motivo	Totales	Porcentaje
Caracterización ambiental	7	27
Aprovechamiento y uso de RN	6	23
Zonificación ambiental	4	15
PMA	4	15
Descripción del proyecto	3	12
Evaluación ambiental	2	8
Total	**26**	**100**

Fuente: ACP

Tabla 3.5. Motivos de solicitud de información adicional.



Gráfica 3.16. Distribución porcentual de la solicitud de información adicional.

Año	Autos de información adicional	Porcentaje (%)
2013	5	15
2014	17	52
2015 (D 2820)	5	15
2015 (D 2041)	6 (actas)	18
Total	**33**	**100**

Fuente: ACP.

Tabla 3.6. Solicitud de información adicional por año en que se requirió.

Específicamente, los principales motivos de solicitud de información corresponden a: (i) las caracterizaciones abióticas (geología, geomorfología, hidrología); (ii) caracterización biótica (ecosistemas terrestres y acuáticos, flora y fauna); (iii) caracterización socioeconómica: participación, dimensión espacial y económica; (iv) aspectos de arqueología y, en menor proporción, (v) la definición, identificación y delimitación del área de influencia por cada componente (atmosférico, hidrológico, faunístico, demográfico, entre otros) o medio (biótico, abiótico o socioeconómico).

Nota: con el Decreto 2820 de 2010 se debía definir el área de influencia directa e indirecta. A partir de las mesas de trabajo entre la Anla y el sector petrolero se determinaron nuevos términos de referencia, que definen una sola área caracterizada por cada componente o medio.

Con respecto a los requerimientos del plan de manejo ambiental, se solicita que los indicadores sean medibles y permitan establecer el grado de cumplimiento de los logros planteados; a su vez, exige fichas que cumplan con los objetivos de prevenir, mitigar, controlar y compensar los impactos generados en el proyecto.

Sobre la descripción de este último, se solicita aclaración en lo relacionado con el detalle de las vías de acceso al proyecto, tanto nuevas como existentes, seguida de explicaciones sobre las facilidades de producción y líneas de flujo, así como información general cuando hay proyectos que se traslapan.

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

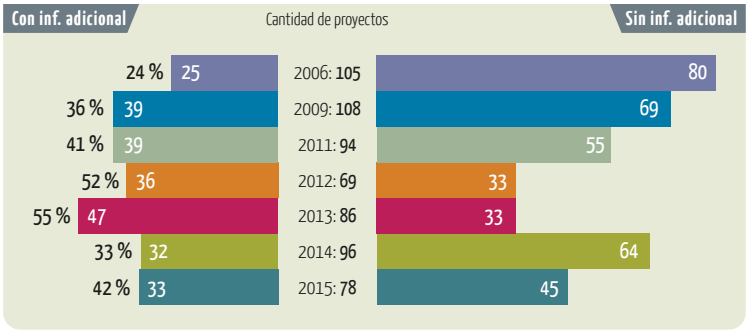
Para la zonificación ambiental se pide información de acuerdo con las áreas de influencia y la metodología utilizada, la calificación de la sensibilidad, y las áreas de exclusión de reserva. Esto según los Planes de Ordenamiento Territorial (POT), los Planes de Ordenamiento y Manejo de Cuencas (POMCA), los Esquemas de Ordenamiento Territorial (EOT), entre otros.

En la evaluación ambiental se solicitan ajustes según el área de influencia directa e indirecta, la evaluación con y sin proyecto, el examen cuantitativo, la metodología propuesta y, finalmente, en el componente social, la valoración con base en los lineamientos de participación.

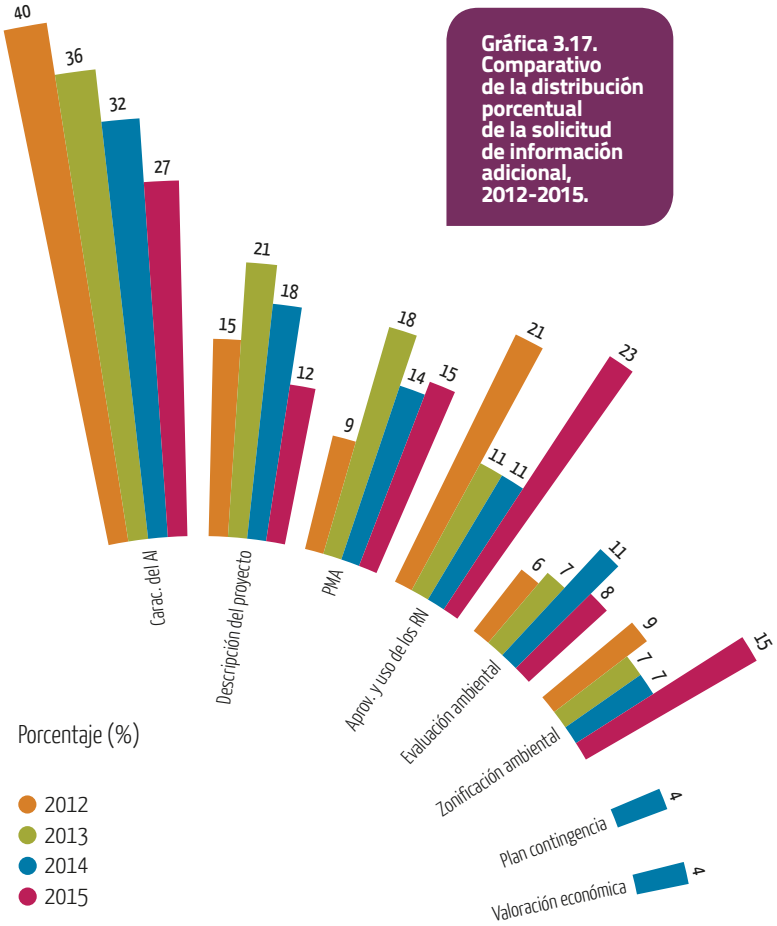
Se presenta un aumento en el porcentaje de trámites con solicitud de información adicional frente al año anterior; sin embargo, los requerimientos son más puntuales y concretos.

3.2.4.6. RECURSOS DE REPOSICIÓN.

Los recursos de reposición son interpuestos contra los actos administrativos emitidos por la Anla, cuando el usuario considera que los mismos no proceden. Para la vigencia de 2015 se solicitó este mecanismo para 43 de 111 actos administrativos emitidos (entre 78 resoluciones y 33 autos de requerimiento de información adicional); esta cifra representa el 39% del total de actos emitidos por la Autoridad. Los autos analizados fueron los emitidos en el 2015 (33 autos de información adicional).



Gráfica 3.18. Comparativo de la solicitud de información adicional, 2006–2015.



Gráfica 3.17. Comparativo de la distribución porcentual de la solicitud de información adicional, 2012-2015.

Nota: en 2015, en la Anla se emitieron 80 pronunciamientos definitivos en total. Para este informe se revisaron 78, teniendo en cuenta que 2 superaron el tiempo máximo establecido en la metodología para el análisis (750 días).

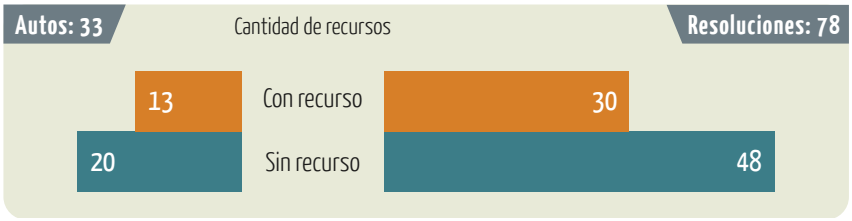
De estos 43 recursos, se les dio respuesta a 31 el mismo año, con un promedio de 86 días como tiempo de respuesta. Al terminar el 2015 había 12 pendientes del pronunciamiento por parte de la Autoridad.

Con respecto a las causas de estos recursos interpuestos, 30 corresponden a las resoluciones otorgadas o negadas para licencia, modificaciones y establecimientos de PMA (de un total de 78, esto corresponde al 36 %), y 13 son contra autos de solicitud de información adicional que se emitieron en el 2015 (de un total de 33, los que equivalen al 39 %).

EN SÍNTESIS

Es importante anotar el avance que se ha dado en cuanto a la reducción de los tiempos bajo las modalidades del Decreto 2041 del 2014. Sin embargo, aún está pendiente la expedición de los manuales de evaluación y seguimiento que permitirán una mayor claridad y objetividad con respecto a los requerimientos establecidos en las mismas licencias.

En relación con la información adicional, se mejorado en los tiempos de entrega. Cabe resaltar que los instrumentos de evaluación y seguimiento también facilitarán que las empresas conozcan con anterioridad los requerimientos de la Anla.



Gráfica 3.19. Distribución de los recursos de reposición interpuestos, 2015.



04 SEGUIMIENTO AMBIENTAL DE LOS PROYECTOS

Con fundamento en lo reportado en el informe de gestión de la Anla de 2015, se analiza la cantidad de seguimientos adelantados al sector de hidrocarburos. De igual manera, se examinan los resultados de las visitas realizadas en el marco de ese proceso, la cantidad de aperturas de investigación y las sanciones. Finalmente, se comparan estos datos con los registrados en años anteriores.

METODOLOGÍA

Los datos para la elaboración de este capítulo se extrajeron de los expedientes de proyectos del sector, suministrados por la Anla, a los que se les hizo seguimiento. Luego se procedió a la consulta física de los archivos en la entidad para verificar las iniciativas a las que se les realizó la visita técnica y a las que se les hizo seguimiento documental. Posteriormente, se llevó a cabo el análisis de los requerimientos. En esta revisión de los expedientes también se examinaron los autos de cobro por el servicio de seguimiento, para obtener un promedio de los costos que pagan las empresas operadoras por el seguimiento ambiental de sus proyectos.

Para el análisis de las sanciones y aperturas de investigación, se realizó una búsqueda detallada de tales actuaciones en la Gaceta Ambiental de la Anla, a través de la consulta de los actos administrativos (autos de apertura de investigación y resoluciones para las sanciones) de todos los sectores, incluido el de hidrocarburos. Esta revisión permitió analizar y definir el motivo de la apertura y de la sanción de los proyectos, así como comparar el resultado con el de los años anteriores, información que se encuentra en la ACP.

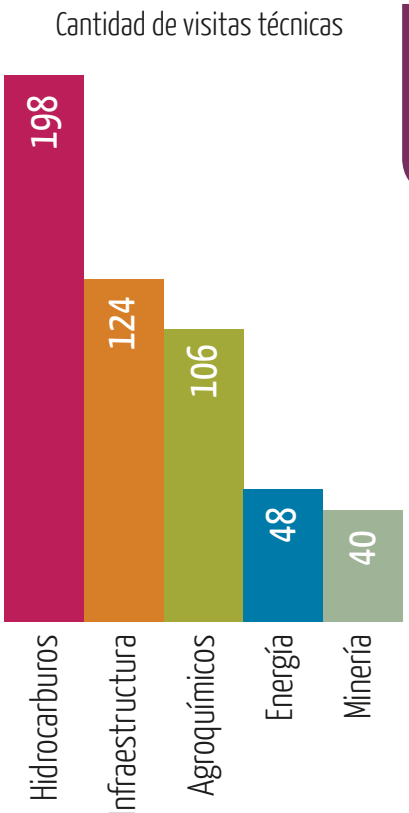
4.1. SEGUIMIENTOS POR SECTORES REALIZADOS POR LA ANLA DURANTE 2015.

4.1.1. VISITAS TÉCNICAS.

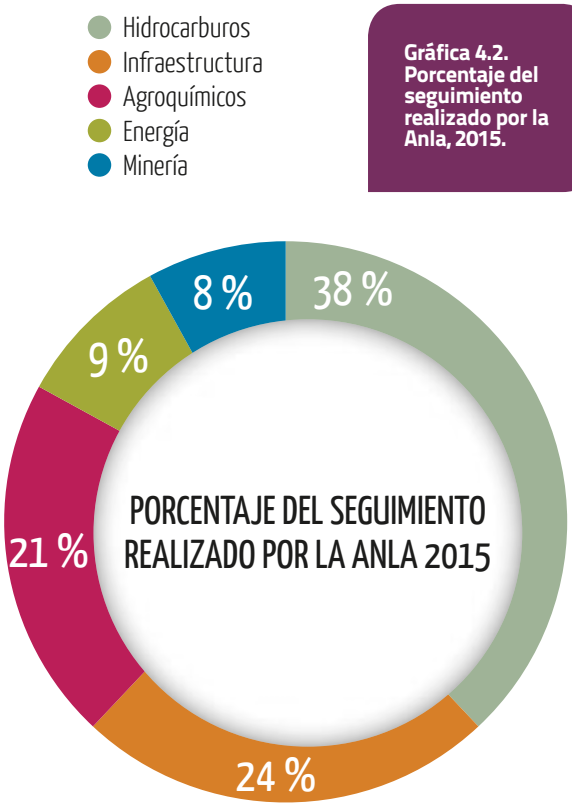
El informe de gestión de la Anla reportó que en el año 2015 se realizaron 516 visitas técnicas destinadas a seguimiento de proyectos. De estas, 198 corresponden al sector de hidrocarburos, 124 al de infraestructura, 48 al de energía, 40 al de minería y 106 al de agroquímicos.



Halcón *(Falco)*

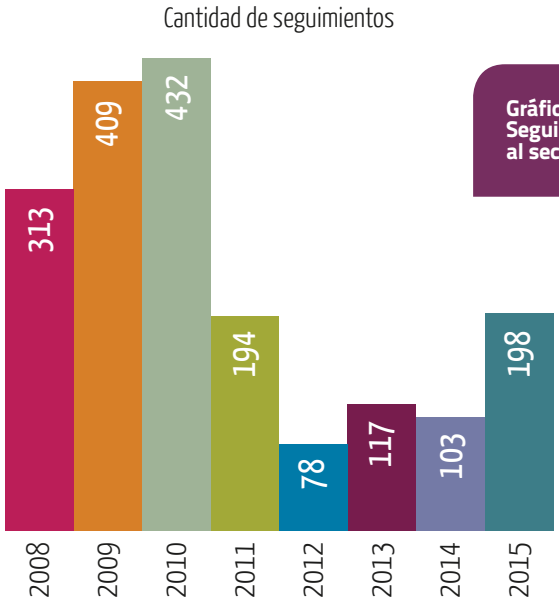


Gráfica 4.1. Visitas técnicas por sector realizadas por la Anla, 2015.



Gráfica 4.2. Porcentaje del seguimiento realizado por la Anla, 2015.

4.2. SEGUIMIENTOS AL SECTOR DE HIDROCARBUROS.



Gráfica 4.3. Seguimientos al sector por año.



Gráfica 4.4. Porcentaje de seguimientos en el sector de hidrocarburos.

Los seguimientos ambientales a la industria petrolera disminuyeron entre el periodo 2011–2014, sin embargo en 2015 incrementaron. Esto podría obedecer al hecho de que ese año se presentaron menos solicitudes de licencias ambientales, así que la autoridad tuvo mayor capacidad para monitorear los proyectos vigentes.

Nota: aproximadamente existen 1.000 expedientes abiertos con trámites del sector de hidrocarburos.

4.2.1. ANÁLISIS DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS DE SEGUIMIENTO.

En el sector de los hidrocarburos se emitieron 369 autos de seguimiento en la vigencia 2015.

Nota: es importante aclarar que de los 369 actos administrativos de seguimiento registrados en el año por la Anla, 179 se realizaron en la vigencia de 2015, mientras que 190 correspondieron a visitas realizadas en años anteriores.

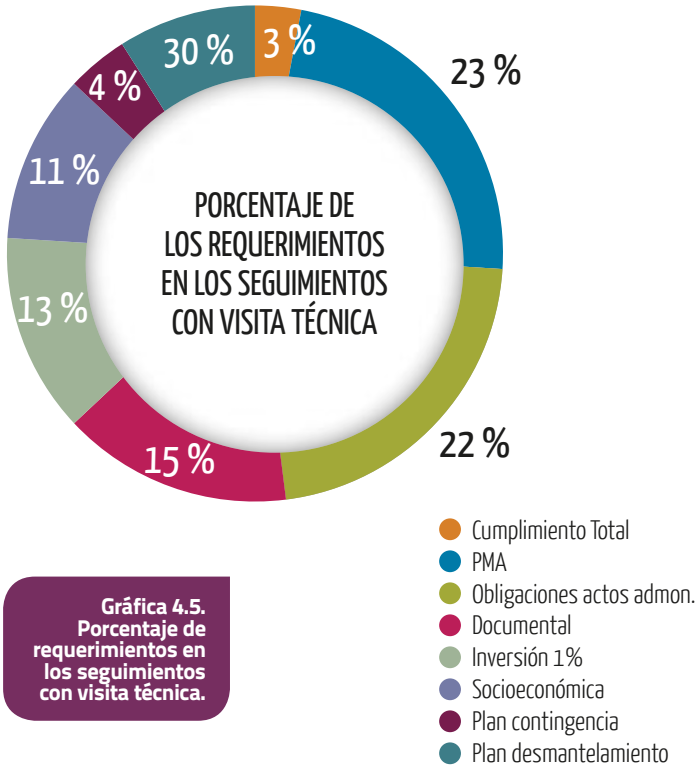
De tales 179, 112 fueron seguimientos de proyectos con visita técnica (62 por ciento), 7 de quejas (4 por ciento) y 6 visitas de contingencia (4 por ciento). El 30 por ciento restante se trataba de seguimiento documental de las obligaciones puntuales o de la inversión del 1 por ciento y de la compensación.

Nota: de los 112 actos administrativos para realización de visita técnica, 97 expedientes se revisaron por su disponibilidad en la Anla (correspondientes al 87 por ciento).

Tabla 4.1. Requerimientos en los seguimientos con visita técnica.

Motivo	Cantidad	Porcentaje
Cumplimiento total	3	3
PMA	22	23
Obligaciones actos administrativos	21	22
Documental	14	15
Inversión 1% y compensación	13	13
Plan de desmantelamiento y abandono	11	11
Socioeconómica	9	9
Plan contingencia	4	4
Total	**97**	**100%**

Fuente: Expedientes ANLA



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

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

En cuanto al aspecto documental, se hicieron exigencias sobre: (i) los soportes fotográficos de las actividades que se realizan en los proyectos; (ii) evidencias de los permisos de los terceros que adelantan los tratamientos de residuos líquidos o sólidos; (iii) registros de los permisos otorgados por las corporaciones autónomas regionales; (iv) soportes de los pagos de las tasas retributivas; (v) evidencias de los informes de las actividades llevadas a cabo, y (vi) registros de actas de reuniones.

En lo relacionado con el factor socioeconómico, se solicita: (i) el cumplimiento o el informe y monitoreo del plan de gestión social; (ii) soportes de la participación de la comunidad en los programas del PMA; (iii) evaluación del sistema de la empresa para la recepción de las solicitudes de información adicional, inquietudes, quejas y reclamos por parte de la comunidad; (iv) rediseño de estrategia de gestión y comunicación, y por último (v) manejo del patrimonio arqueológico.

En el plan de contingencia se requiere:(i) evaluación sobre los derrames y/o contingencias presentadas en los proyectos, (ii) soportes sobre la socialización del PDC (Plan de Contingencia), (iii) simulacros en el área de influencia de la iniciativa, (iv) actualización del PDC y (v) plan de gestión del riesgo.

Con respecto al plan de inversión y compensación del 1 por ciento, el principal requerimiento hace referencia al monto y los programas,así como a la necesidad de informes de avance sobre lo realizado con la inversión y sobre el cumplimiento de las obligaciones adquiridas (como capacitaciones, programas de reforestación, soportes de compras de predios, entre otros).

Acerca del plan de desmantelamiento y abandono, se requiere de la realización de obras y actividades cuando se cierra y/o termina la producción de un pozo.

4.3. COSTOS DE SEGUIMIENTO ANLA.

Para realizar las actividades de seguimiento ambiental a los proyectos activos, la Anla realiza un cobro por este servicio, de acuerdo con la resolución 324 del 17 de marzo de 2015. En este cobro se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

- Si es licencia ambiental global: cantidad de pozos, transporte y conducción de líneas (kilómetros transportados), y refinación.
- Costos de los profesionales (de acuerdo con la categoría y dedicación).
- Duración de la visita (días, viáticos).
- Costos de los tiquetes aéreos.
- Costos de administración.

De los expedientes evaluados, se encontraron autos de cobro por el servicio de seguimiento a 78 proyectos, con los siguientes costos promedio por servicio:

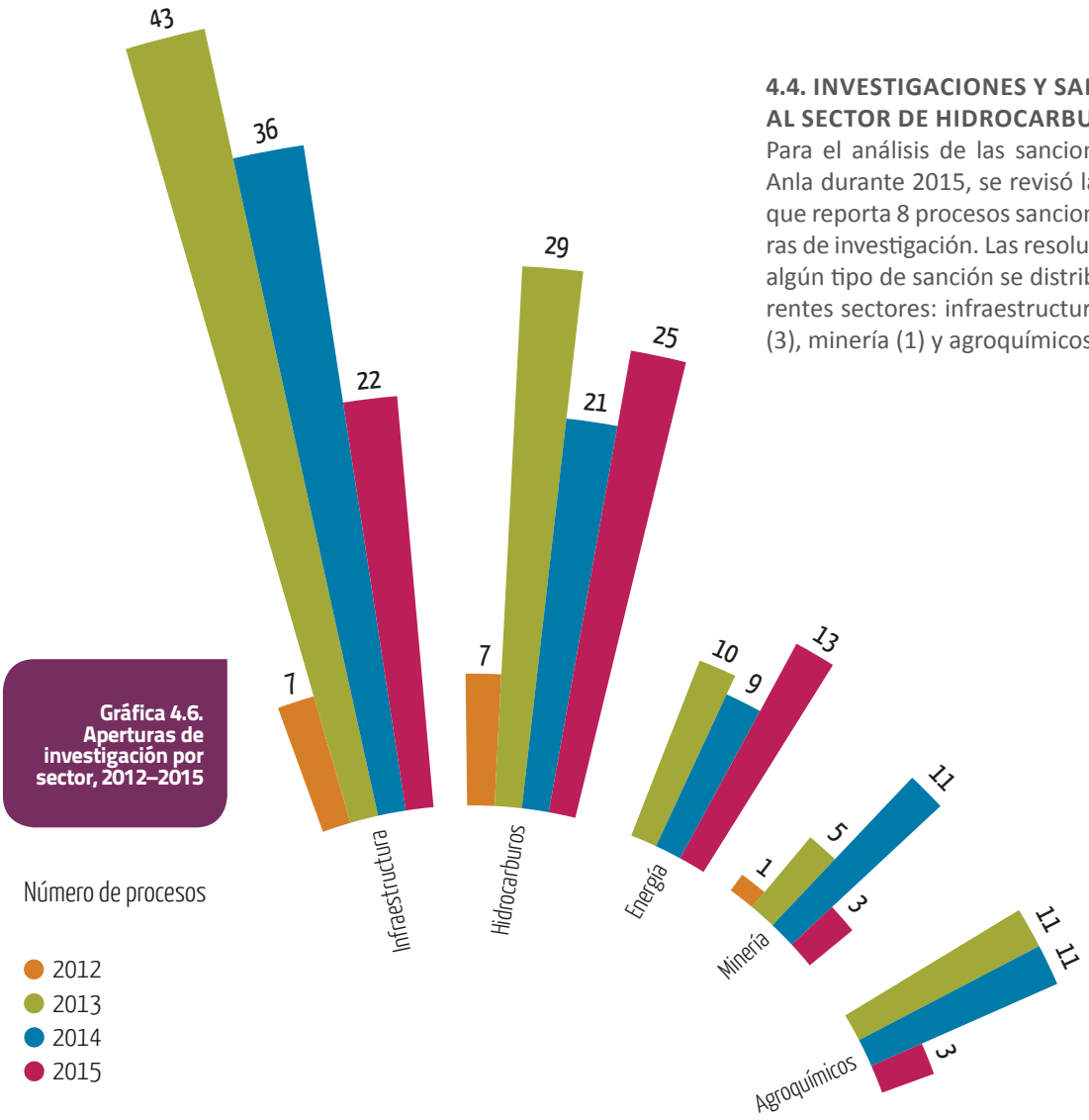
- *Offshore* con visita: $ 111.931.524
- *Onshore* con visita: $ 97.319.915
- Transporte con visita: $ 94.361.000
- Documental: $ 23.677.000

Nota: no se puede establecer una comparación de los costos por seguimiento de años anteriores, debido a que es la primera vez que se están analizando y por lo tanto no se tiene información.

4.4. INVESTIGACIONES Y SANCIONES AL SECTOR DE HIDROCARBUROS

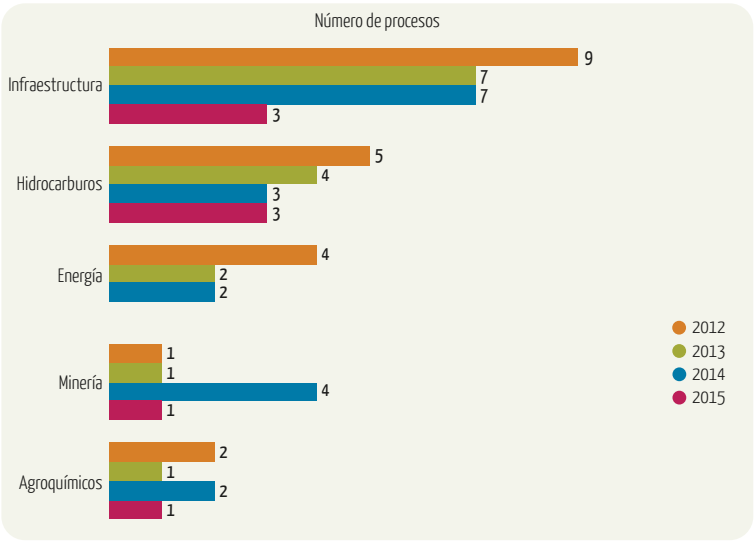
Para el análisis de las sanciones aplicadas por la Anla durante 2015, se revisó la Gaceta Ambiental, que reporta 8 procesos sancionatorios y 66 aperturas de investigación. Las resoluciones que imponen algún tipo de sanción se distribuyen entre los diferentes sectores: infraestructura (3), hidrocarburos (3), minería (1) y agroquímicos (1).

Gráfica 4.6. Aperturas de investigación por sector, 2012–2015



Por otra parte, los 66 autos de apertura de investigación fueron: 25 para el sector de infraestructura, 22 para el de hidrocarburos, 13 para energía, 3 para agroquímicos y 3 para minería.

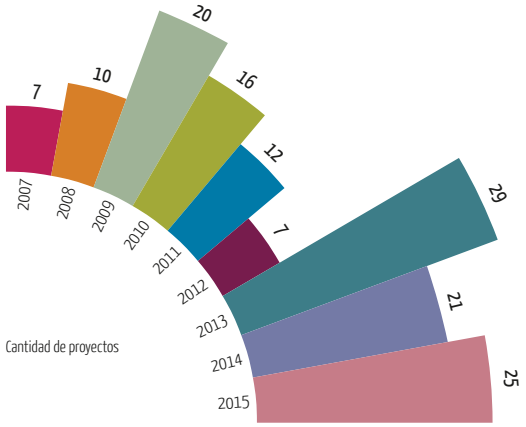
Gráfica 4.7. Sanciones por sector, 2012–2015.



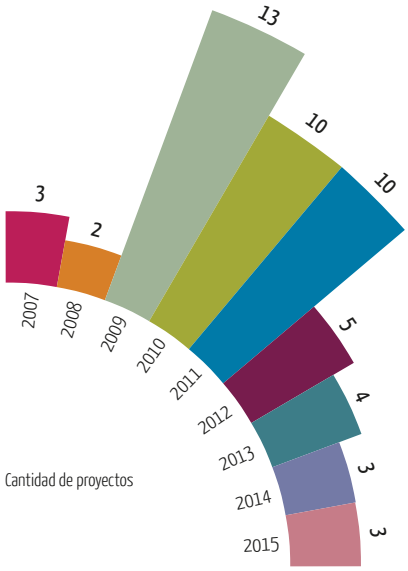
Los sectores de hidrocarburos e infraestructura son los que tienen el mayor número de seguimientos ambientales con visita técnica. Se debe tener en cuenta que el primero es el que tiene más proyectos activos con licencia ambiental.

Las aperturas de investigación al renglón de los hidrocarburos se generaron principalmente por iniciar obras o actividades sin solicitar el pronunciamiento de la autoridad y determinar, por ejemplo, si requiere o no: modificación; incumplimiento de los actos administrativos, de obligaciones en las resoluciones o de autos realizados por la Autoridad; afectación al recurso hídrico y/o suelo, por contingencia o inadecuado manejo de residuos líquidos, e incumplimiento de la inversión del 1 por ciento y la compensación forestal.

Gráfica 4.8.
Investigaciones a proyectos de hidrocarburos, 2007–2015.



Gráfica 4.9.
Sanciones para el sector de hidrocarburos, 2007 - 2015.



Gráfica 4.10.
Aperturas de investigación versus sanciones, 2015.



Sanciones: 3
Aperturas de investigación: 25

Gráfica 4.11.
Aperturas de investigación versus sanciones, 2007-2015.



Sanciones: 53
Aperturas de investigación: 147

Gráfica 4.12.
Porcentaje de sanciones y aperturas de investigación, 2007-2015.



Con cumplimiento
Aperturas de Investigación
Sanciones
Total seguimientos: 1.711

EN SÍNTESIS

El análisis y seguimiento realizados demuestran, por un lado, que se ha venido reduciendo el número de investigaciones y, por otro, que sigue siendo relativamente bajo el de sanciones por incumplimiento. También queda en evidencia que el sector de los hidrocarburos es uno de los más vigilados en Colombia; sus proyectos reciben periódicamente visitas técnicas de la Anla, que verifica el cumplimiento de las licencias ambientales.



05 INDICADORES SOBRE DERRAMES DE HIDROCARBUROS

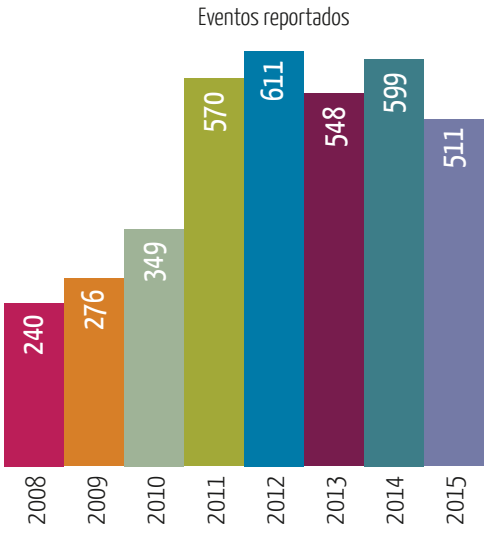
En este capítulo se analiza la cantidad de reportes de derrames de hidrocarburos registrados en 2015, el volumen, sus causas, los departamentos con mayor cantidad y la comparación de 2015 con los años anteriores.

METODOLOGÍA

En lo concerniente a derrames de hidrocarburos presentados en 2015, los datos fueron suministrados por la Anla. La base entregada se alimenta con la información que envían los usuarios ante la ocurrencia de derrames en los diferentes proyectos petroleros. Allí se reporta la sustancia derramada, las causas, el proyecto que origina el derrame, los departamentos donde sucede y la posible afectación ambiental, entre otra información.

Con fundamento en esta base de datos se realizó el análisis de los derrames ocasionados por terceros, los volcamientos, las fallas operativas, los sucesos naturales, los departamentos en donde ocurren estos derrames y el cálculo de otros indicadores para su posterior comparación con los datos que reportan organismos internacionales.

Gráfica 5.1.
Reportes de derrames por año.



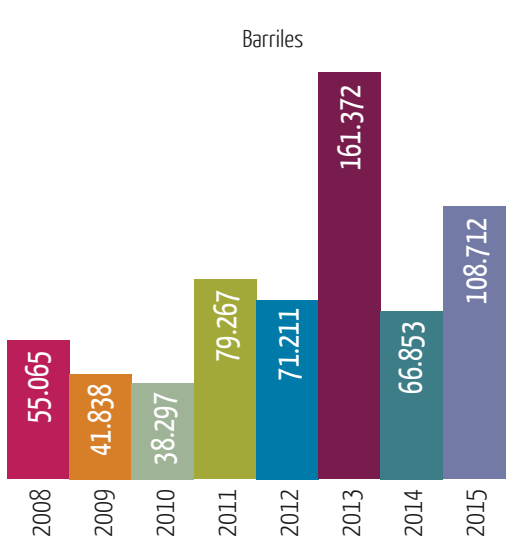
En el año 2015 se reportaron menos incidentes que los ocurridos durante 2014. Para este análisis se incluyeron los derrames que registró la Anla en



Transporte de hidrocarburos por oleoducto

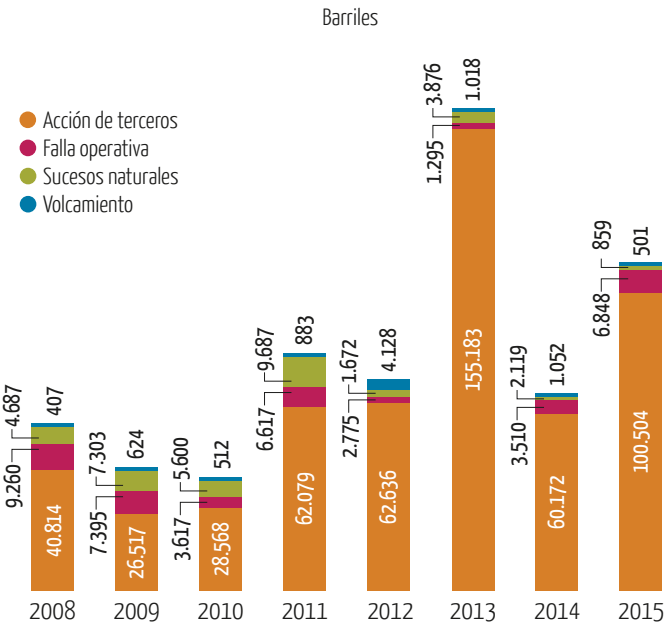
la ejecución de todas las actividades, desde la sísmica hasta la refinación, y que incluyen incidentes con crudo y mezclas de agua-crudo. Sin embargo, hubo un aumento en los barriles de crudo derramados en comparación con el año 2014, lo que indica que los eventos que han sido causa de los derrames han tenido mayor impacto, en especial en la duración de los mismos.

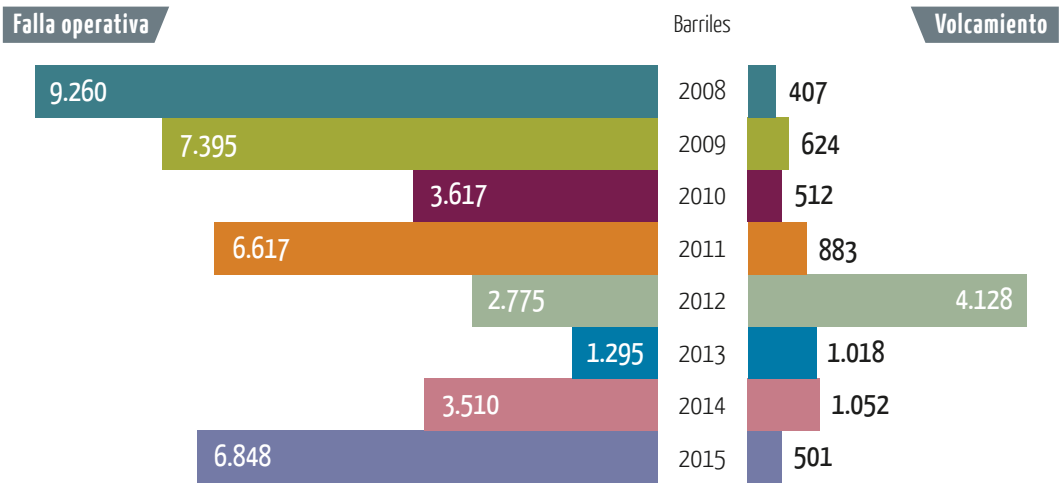
Gráfica 5.2.
Cantidad de crudo derramado.



Nota: los derrames más importantes se deben, principalmente a acción de terceros, es decir, atentados de grupos armados al margen de la ley.

Gráfica 5.3.
Causas y volumen derramado de crudo.





Gráfica 5.4. Volumen de crudo derramado por fallas y volcamientos.

En el año 2015, el volumen de crudo derramado por fallas operativas aumentó en comparación con los años anteriores; esto ocurrió por un único caso de rebose de agua-crudo en una piscina de inyección.

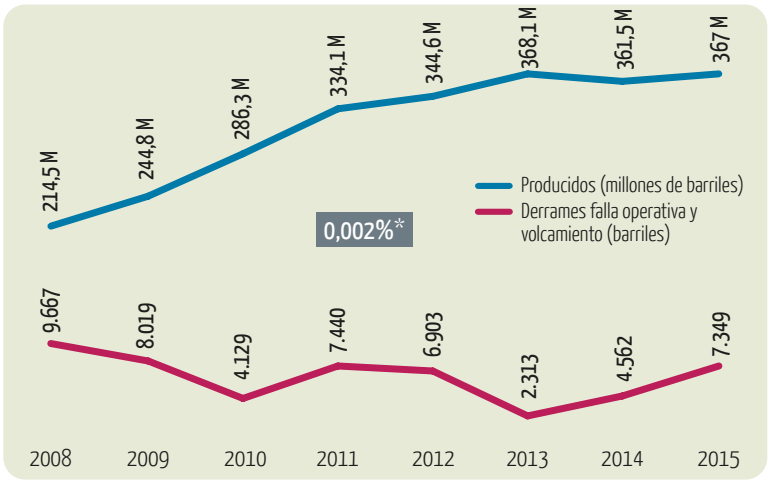
Las fallas denominadas "operativas" se deben principalmente al volcamiento de vehículos que transportan crudo y a fallas mecánicas o técnicas causadas en mayor medida por corrosión en las líneas y desgaste en la tubería.

Los departamentos en donde se registró la mayor cantidad de volúmenes de crudo derramado fueron Putumayo, Norte de Santander y Arauca. En estos casos, la causa principal fueron los atentados a los oleoductos.

5.1. INDICADOR DE DERRAMES.

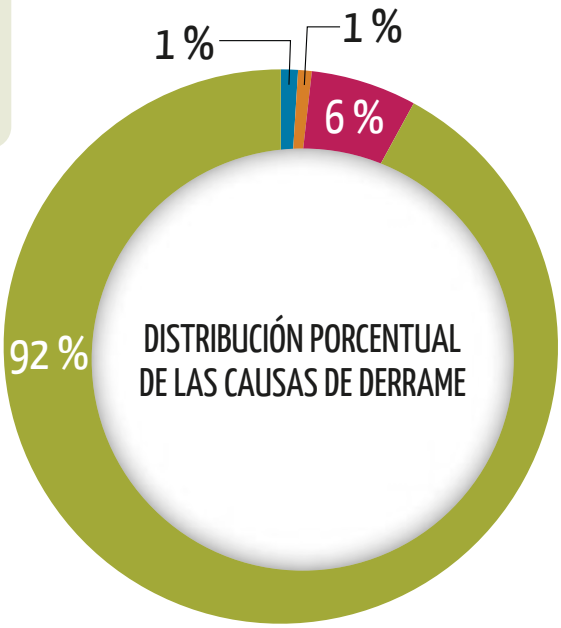
El indicador de derrames se realiza con base en la cantidad de petróleo derramado en el año y el total de barriles producidos. Para ello, se calculan dos indicadores: el primero corresponde al total derramado y el segundo, al derramado por causa de las empresas (fallas operativas y volcamiento).

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



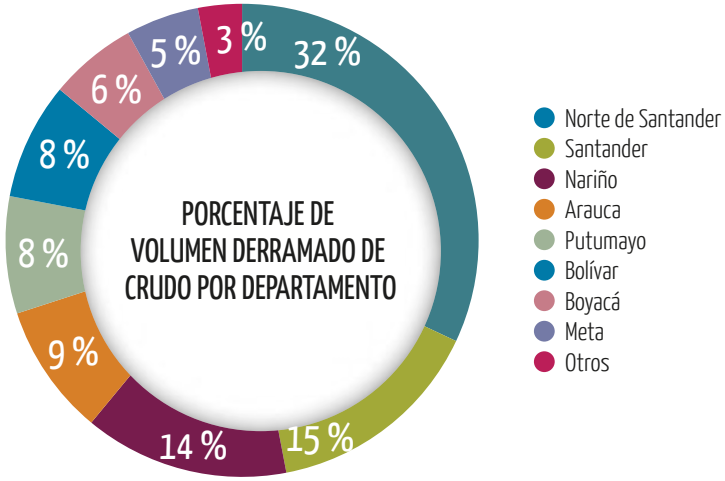
M = Millones
* Porcentaje de volumen derramado por falla operativa y volcamiento respecto al volumen total de barriles producidos.

Gráfica 5.6. Distribución porcentual de las causas de derrame.



Los derrames por causa de las empresas, en porcentaje, son bajos: menos del 10 por ciento en los últimos seis años, con respecto al total de barriles derramados.

Gráfica 5.7. Porcentaje de volumen derramado de crudo, por departamento.



Gráfica 5.8. Volumen de derrames por departamento, 2012–2015.

Indicador Total Derramado (I.T.D.)

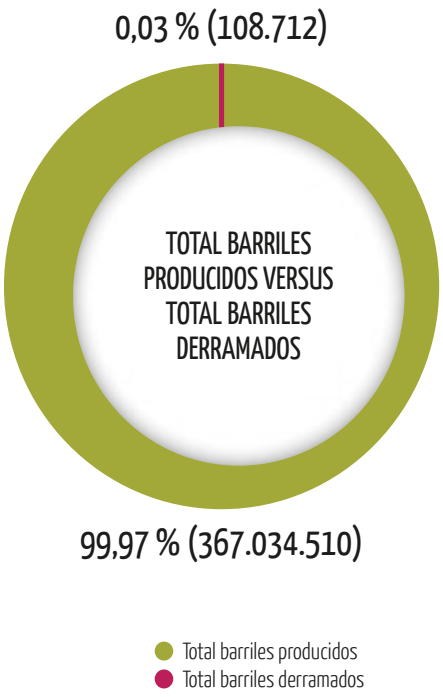
$$\text{I.T.D.} = \frac{\text{(Total de barriles derramados)}}{\text{(Total de barriles producidos)}} = \frac{108.712}{367.034.510} = 0{,}000296 \text{ barriles}$$

% barriles derramados / barriles producidos = 0,0296%

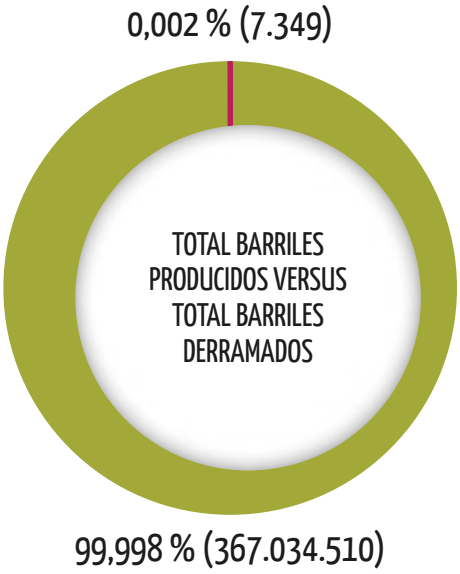
Indicador Total Derramado por causas de la empresa (I.T.D.O.)

$$\text{I.T.D.O.} = \frac{\text{(barriles derramados por falla operativa y volcamiento)}}{\text{(Total de barriles producidos)}} = \frac{7.349}{367.034.510} = 0{,}000020 \text{ barriles}$$

% barriles derramados / barriles producidos = 0,002%



Gráfica 5.9.
Total de barriles producidos versus total de barriles derramados.



Gráfica 5.10.
Total de barriles producidos versus total de barriles derramados por falla operacional.

Total barriles producido
Barriles derramados por falla organizacional

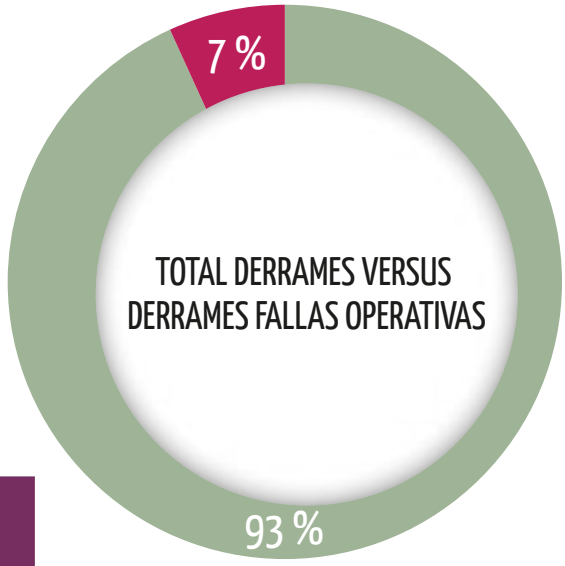
Parámetro/año	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Total producido en el año (millones de barriles)	214,5	244,8	286,8	334,1	344,6	368,1	361,5	367
Total de derrames (barriles)	55.065	41.838	38.297	79.267	71.211	161.372	66.853	108.712
Derrames por causa organización (barriles)	9.667	8.019	4.129	7.500	6.903	2.313	4.562	7.349
% de barriles derramados por causa organización/total derramados	17,5	19,2	10,8	9,5	9,7	1,5	6,8	6,8

Fuente: ACP

Tabla 5.1.
Producción total y cantidad de derrames.

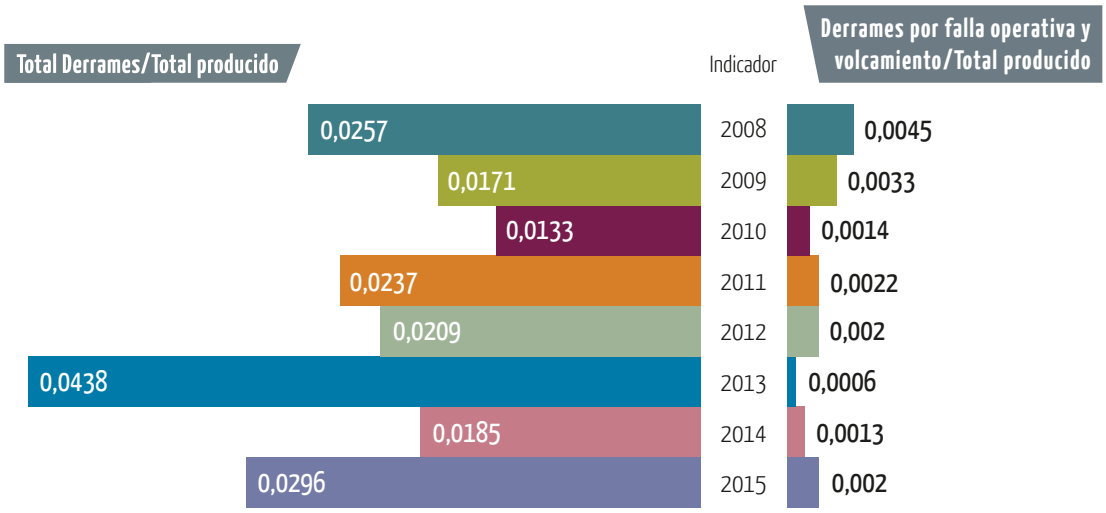
Gráfica 5.11.
Porcentaje de barriles derramados por fallas operativas versus total de barriles derramados.





Gráfica 5.12. Total de derrames versus derrames por fallas operativas.

Gráfica 5.13. Indicadores de derrame en porcentaje, 2008–2015.



EN SÍNTESIS

Si bien el número incidentes de derrames ha disminuido, el año 2015 se vio afectado por el mayor impacto de unos pocos incidentes. La expectativa es que con los acuerdos de paz con las Farc, y en particular si se dieran con el ELN, estos derrames se puedan reducir o eliminar, sobre todo teniendo en cuenta que la mayoría de estos es ocasionada por terceros, grupos armados principalmente. Las causas operativas han sido mínimas y deberán poder ser controladas aún más a futuro.



06 INDICADORES DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO

En este capítulo se analizan, para el año 2015, los indicadores de gestión de la seguridad y la salud en el trabajo para el sector hidrocarburos, relacionados con la accidentalidad y la severidad.

Para esta ocasión, los datos solo se procesaron y analizaron con base en los informes publicados por The International Association of Oil & Gas Producers (IOGP) como un referente internacional. Se incluye la comparación de los indicadores con respecto a los años 2011, 2012, 2013, 2014 y 2015.

METODOLOGÍA

Para la elaboración de este análisis se contó con la información del reporte de la IOGP para el año 2015. A partir de este se obtuvieron los datos de los diferentes índices de frecuencia, severidad y fatalidades a nivel mundial y por regiones del mundo. Se indagó específicamente sobre los correspondientes a Sur y Centroamérica, así como Colombia, en función de los informes que presentan las distintas operadoras a nivel global ante la IOGP.

Luego, se recolectaron datos de algunas empresas presentes en el país, a través de la consulta directa de las estadísticas de SST, así como de los reportes anuales que entregan ciertas compañías. Esta recolección permitió analizar para algunos años o indicadores el comportamiento a lo largo del tiempo del que existe información disponible.

6.1. INDICADORES DE ACCIDENTALIDAD

La IOGP recopila datos de 49 operadoras que tienen presencia en 108 países (incluida Colombia) sobre los incidentes de exploración y producción, tanto en *onshore* como en *offshore*, y asociados a personal propio, de contratistas y subcontratistas.

La información para el análisis se consolidó con los indicadores de fatalidades, tasa de fatalidad, índice de frecuencia, índice de lesiones registrables totales e índice de severidad, reportados por la IOGP en la publicación denominada *'Safety performance indicators data'*, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015.

No se incorporó la información de Fasecolda, ya que este no reporta por separado los datos del sector de hidrocarburos correspondientes a la severidad de los incidentes con lesión, sino que los incluye en otro sector económico denominado energía, por lo cual no se alcanza a obtener la suficiente precisión de los datos.



Operación llave de torsión en taladro de perforación

6.1.1. ÍNDICE DE FRECUENCIA (IF).

Se refiere a la relación entre el número de casos (accidentes, o incidentes) relacionados con el trabajo ocurridos durante un periodo de tiempo y las horas hombre trabajadas durante el mismo. De acuerdo con la información descrita en las publicaciones de la IOGP, el número de operadoras que reporta la información varía cada año. En 2015 fueron 10 empresas que tienen operación en Colombia.

$$I.F. = \frac{\text{Número de Incidentes}}{\text{HHT}} \times K$$

K= 1.000.000

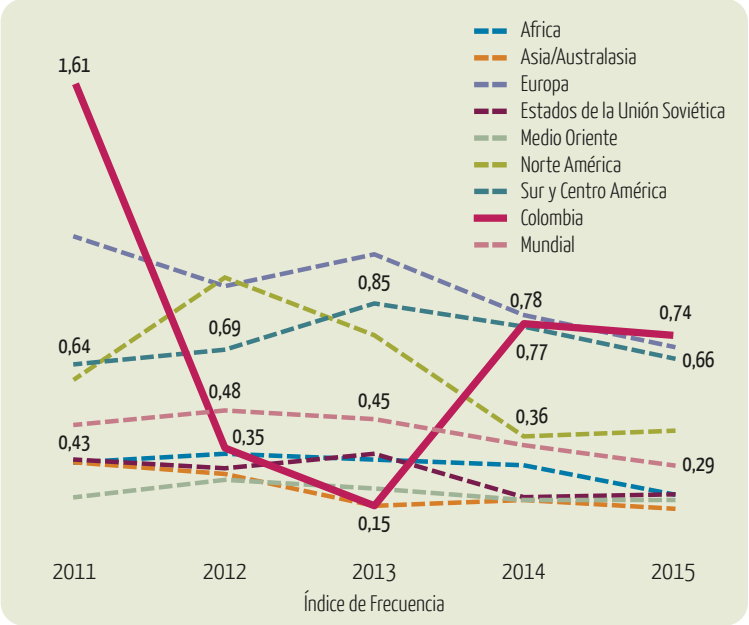
6.1.1.1. COMPARACIÓN IF MUNDIAL Y COLOMBIA.

A continuación se presentan los reportes para el IF a nivel mundial y para Colombia del año 2011 al año 2015:

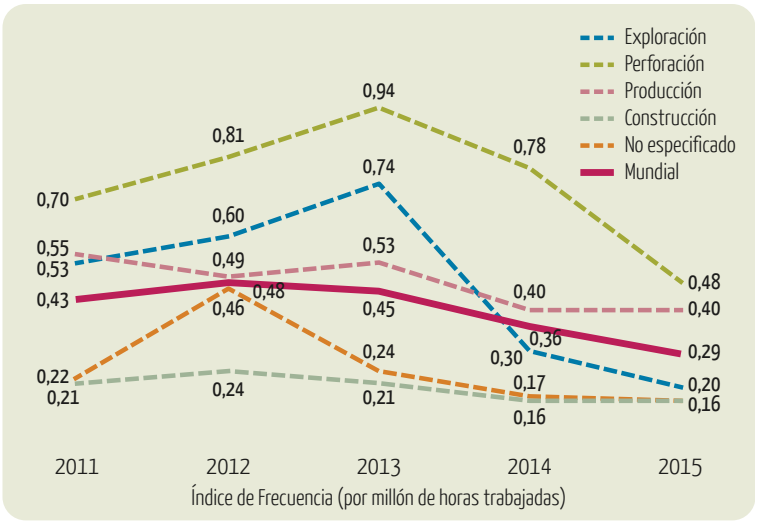
Tabla 6.1. IF mundial y para Colombia según IOGP.

AÑO	NIVEL MUNDIAL			COLOMBIA	
	Índice de Frecuencia(IF)	Horas trabajadas (HHT)	Número de casos con incapacidad	Índice de Frecuencia	Horas trabajadas (HHT)
2011	0.43	3.456.078.000	1415	1.61	8.691.000
2012	0.48	3.691.040.000	1699	0.35	8.533.000
2013	0.45	3.770.546.000	1627	0.15	6.737.000
2014	0.36	4.365.959.000	1518	0.78	8.992.000
2015	0.29	3.719.316.000	1032	0.74	5.384.000

Fuente: IOGP - Safety performance indicators data, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015



Gráfica 6.1.
Índice de Frecuencia por región según IOGP, 2011-2015.



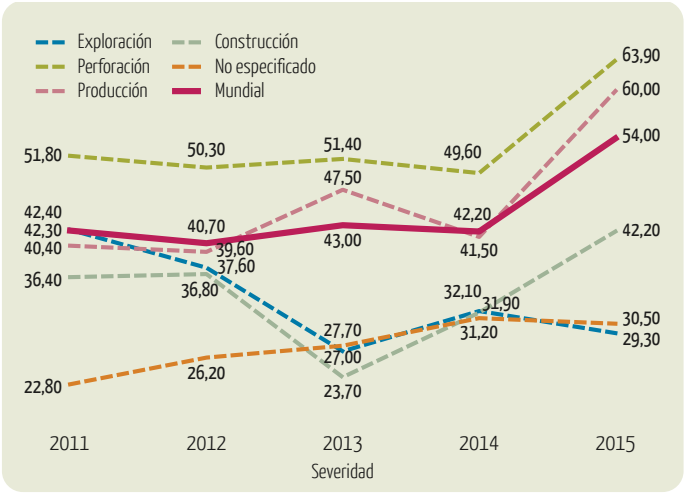
Gráfica 6.2.
Índice de Frecuencia por etapa según IOGP, 2011-2015.

Las etapas de perforación y producción presentan los mayores IF, lo que quiere decir que en estas fases se registran más incidentes que en otras. Incluso, desde el año 2011 el IF de estas etapas está por encima del promedio mundial. Sin embargo, desde 2013 se presenta una tendencia a la baja. El mayor número de casos con lesiones incapacitantes que se presentan en estas dos etapas, así como el mayor número de fatalidades, está acorde con el tipo de actividades de alto riesgo que en estas se realizan.

6.1.2. ÍNDICE DE SEVERIDAD (IS)

La IOGP define la severidad como el resultado de multiplicar los días perdidos por incapacidad y enfermedades laborales, y el número de casos con incapacidad sobre horas hombre trabajadas.

Gráfica 6.3.
Índice de Severidad por etapa según IOGP, 2011-2015.



Las etapas de perforación y producción también presentan mayor índice de severidad con respecto al promedio mundial. Este indicador mide la gravedad de los incidentes y los accidentes reportados. En 2015, en la etapa de perforación, el índice también tuvo un aumento de 22 por ciento con respecto a 2014 y el de producción creció 30 por ciento.

$$I.S. = \frac{\text{Número de casos con incapacidad o enfermedad laboral}}{\text{HHT}} \times K$$

K= 1.000.000

Tabla 6.2. Severidad a nivel mundial, según la IOGP.

Año	Horas totales trabajadas	% Horas analizadas de las totales	Horas para cálculo de severidad	Días perdidos por incapacidad por año	Número de casos con incapacidad	Severidad (S)
2011	3.456.078.000	79	2.728.496.000	42.172	1415	42.3
2012	3.691.040.000	78	2.876.391.000	53.325	1699	40.7
2013	3.770.546.000	70	2.625.298.000	45.772	1627	43
2014	4.365.959.000	74	3.213.000.000	45.527	1518	42.2
2015	3.719.316.000	73	2.728.000.000	36.913	1032	54.0

Fuente: IOGP - Safety performance indicators data, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015

EN SÍNTESIS

Los indicadores de seguridad industrial, tanto en cuanto a frecuencia como en severidad, particularmente en la fase de producción, están por encima del promedio anual mundial. Si bien los indicadores son bajos, es necesario seguir trabajando de manera efectiva para lograr reducirlos aún más.



Sistema de enfriamiento de tanques |



ANEXO FONDO DE ACEITES USADOS, FAU

El Fondo de Aceites Usados de la Asociación Colombiana del Petróleo es una iniciativa voluntaria conformada por los seis fabricantes principales de lubricantes del país y refleja la responsabilidad social de estas compañías.

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:** se generan condiciones de mercado mediante la facilitación de volúmenes de aceite usado a los operadores legalmente constituidos y que han sido "avalados por el FAU" de acuerdo con el procedimiento establecido.
- **Normativo:** se participa y acompaña a las autoridades ambientales en los principales proyectos normativos sobre el aceite usado.
- **Social:** se promueve el manejo adecuado del aceite usado con jornadas de capacitación y divulgación, a través de las diferentes compañías y de las autoridades ambientales, MADS y corporaciones autónomas regionales.

A continuación se encuentra un resumen de las principales actividades del FAU, desarrolladas durante 2015 en los tres escenarios considerados:

Operadores avalados por el FAU, 2015.

ZONA CENTRO BOGOTÁ
CI Esapetrol S.A.
Ecolcin Ltda.
Ecofuel S.A.
Reciproil Ltda.

ZONA SUR - CALI
Combustibles Juanchito

ZONA OCC MEDELLÍN
Fundación Corpaul
Ecotransa

ZONA NORIENTE
Crudesan S.A.

ZONA COSTA ATLÁNTICA
P&M del Norte (Barranquilla)
Orco S.A. (Cartagena)
Eco Green (Barranquilla)
Recitrac (Barranquilla)
Recitol (Barranquilla)

OTROS
(en proceso)
García Obregón
Neiva



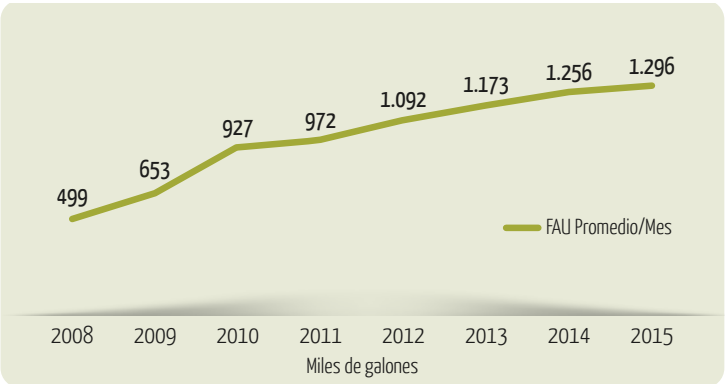
Planta de tratamiento de aceite usado

1. ESCENARIO OPERATIVO.

1.1. OPERADORES AVALADOS.

Al cierre del año 2015 se encontraban avalados 13 operadores de aceite usado y 2 estaban en proceso de completar el procedimiento. En la página web *www.acp.com.co/combustiblesylubricantes/FAU* puede consultar el listado general de los operadores avalados.

Gráfica Anexo 1.1.
Tendencia del promedio mensual por año de aceite usado, aprovechado y dispuesto adecuadamente.

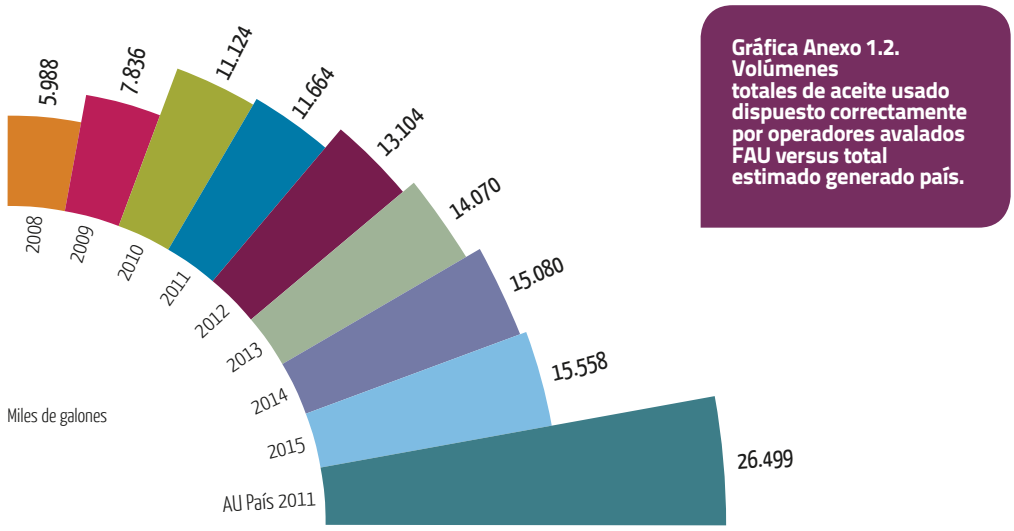


1.2. VOLÚMENES DE ACEITE USADO DISPUESTOS EN EL PAÍS.

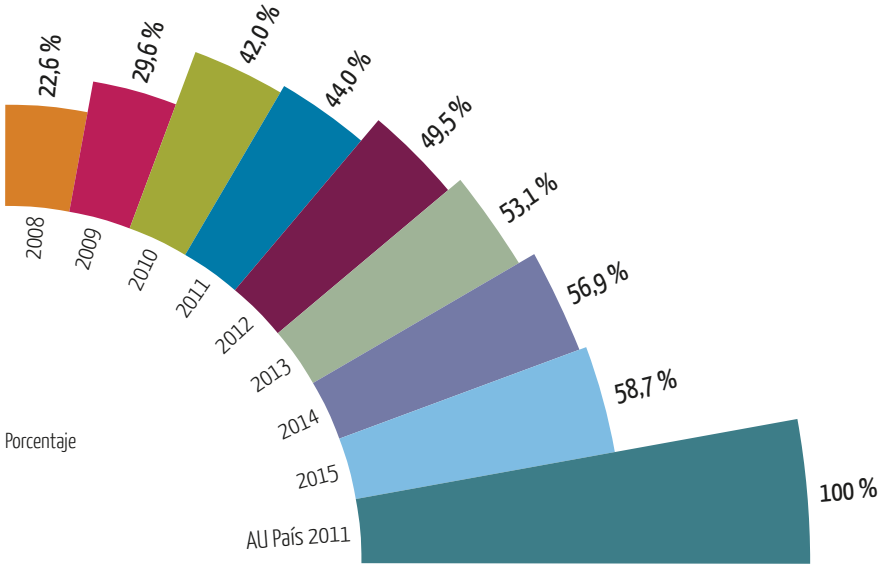
Para 2015, los operadores de aceite usado avalados por el FAU recolectaron y procesaron en sus respectivas plantas un volumen de aceite usado que alcanzó un cubrimiento del 59 por ciento, con respecto al volumen total de referencia de aceite usado generado en el país en 2011.

El promedio mensual por año del 2008 al 2015 logró una tasa anual promedio de crecimiento del orden del 15,4 por ciento durante los últimos siete años.

El volumen de aceite usado aprovechado y dispuesto correctamente por los operadores avalados por el FAU para 2015 presenta un aumento del 3 por ciento en comparación con el mismo periodo del año anterior.



Gráfica Anexo 1.2. Volúmenes totales de aceite usado dispuesto correctamente por operadores avalados FAU versus total estimado generado país.



Gráfica Anexo 1.3. Indicativo porcentual de cubrimiento en el manejo del aceite usado por operadores avalados FAU, con respecto al volumen de referencia generado en el país en el año 2011.

Nota: durante todos los años se marca una evolución en el volumen dispuesto y el porcentaje de cubrimiento.

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

El Fondo de Aceites Usados – FAU, de la ACP, continúa promoviendo el desarrollo de programas para la disposición de los envases plásticos provenientes de los aceites lubricantes. Busca que se obtenga la mejor alternativa ambiental, así como el aprovechamiento del material de dichos residuos sólidos.

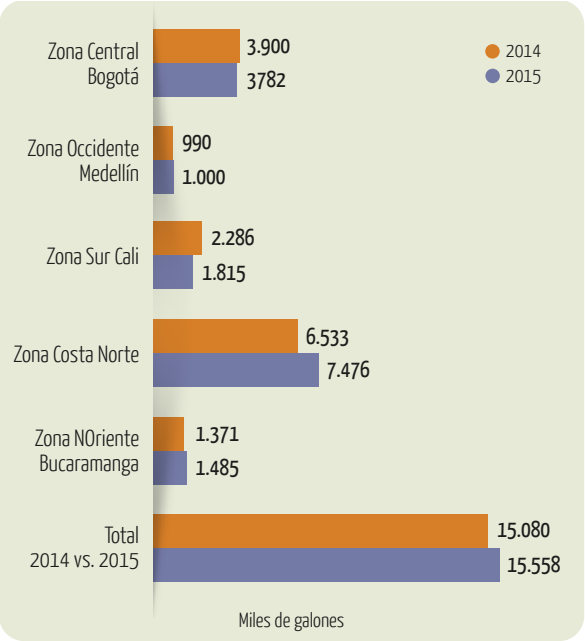
PROGRAMA EN EL VALLE DEL CAUCA Y EL EJE CAFETERO

Desde 2012, el operador 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 2015 se recolectó y dispuso correctamente un total de 16,8 toneladas de envases plásticos de cuarto de galón, que equivalen aproximadamente a 250.000 unidades.

PROGRAMA EN LA COSTA NORTE

Desde finales de 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 es realizada por vehículos del operador con cubrimiento en las zonas de la costa Atlántica, Córdoba, Cesar y Sucre. Durante 2015 recolectó un total de 6,5 toneladas, que equivalen aproximadamente a 100.000 envases de un cuarto de galón. Los residuos plásticos son recolectados y entregados a la empresa encargada de la disposición final: ECOSOL SAS, firma ubicada en la nueva zona franca de Barranquilla. Ecosol cuenta con las aprobaciones ISO 9001, ISO 14001 y OHSAS 18001, que garantizan sus óptimos procesos de disposición.

Gráfica Anexo 1.4. Disposición de aceites usados en Colombia.



PROGRAMA PILOTO EN BOGOTÁ Y LA ZONA CENTRAL

En la actualidad, mediante un programa piloto, el operador Recuperadora García Obregón inició la tarea de recolectar los envases plásticos de lubricantes, con el propósito de disponerlos correctamente aprovechando el residuo plástico. Durante el año 2015 se dispusieron correctamente aproximadamente 8 toneladas y se espera que para 2016 consiga un promedio de 2 toneladas mensuales. Igual que en casos anteriores, se imprimió un volante para anunciar a los diferentes generadores de Bogotá y la zona centro la nueva alternativa, para la disposición correcta de los envases plásticos.

PROGRAMAS CONJUNTOS CON EL COMITÉ CONTRA LA FALSIFICACIÓN DE LUBRICANTES DE LA ACP.

En coordinación con el Programa contra la falsificación e ilícitos de lubricantes de la ACP, se llevan a cabo dos programas conjuntos con el fin de incentivar las buenas prácticas para la disposición correcta de los envases plásticos. En primer lugar, se estableció un subsidio temporal para la recolección de los envases plásticos, que se paga al respectivo operador a partir de un volumen predeterminado. Actualmente, esta iniciativa está implementada con los operadores de Barranquilla, Cali y Bogotá. Además, se acordó desarrollar el plan para la instalación de los dispositivos de inutilización "in situ" de los envases plásticos, con una primera orden de 300 dispositivos que se instalarán en EDS y centros de aceite de las compañías participantes, inicialmente en la ciudad de Bogotá y en una segunda etapa en otras ciudades del país.

2.ESCENARIO NORMATIVO.

Con el Ministerio de Ambiente (MADS), el Departamento de Desarrollo Sostenible, se realizó la divulgación de la segunda edición digital 2014 del Manual Técnico para el manejo de los aceites lubricantes usados de origen automotor e industrial durante las Jornadas de Divulgación dictadas a través de las diferentes corporaciones autónomas regionales.

3. ESCENARIO SOCIAL.

Durante el año 2015, el FAU desarrolló:

• Con las compañías que lo conforman: campañas de divulgación y capacitación a través de presentaciones sobre aceite usado ante clientes, distribuidores y funcionarios.

• Con las autoridades ambientales: como el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y las corporaciones autónomas regionales (CAR) del país, Jornadas de Divulgación sobre el correcto manejo del aceite lubricante usado dirigidas a los generadores y acopiadores de aceite usado, que son convocadas por las CAR en las diferentes regiones. En total se realizaron 15 jornadas, se visitaron 11 CAR y hubo una asistencia estimada de 600 generadores. A continuación, algunos registros fotográficos de las mismas.







Oruga peluda o de zurrón
(Euproctis chrysorrhoea)

GLOSARIO

ÁREA DE INFLUENCIA: área en el 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 [14].

ÁREA DE INFLUENCIA DIRECTA: el área de influencia directa del proyecto es aquella donde se manifiestan los impactos generados por las actividades de construcción y operación; está relacionado con el sitio del proyecto y su infraestructura asociada [11].

ÁREA DE INFLUENCIA INDIRECTA: es aquella donde se producen alteraciones a los medios abiótico, biótico, socioeconómico y cultural, desencadenadas por los impactos indirectos, producidos por el proyecto, obra o actividad, en sus diferentes etapas [11].

ÁREA DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA: se refiere al polígono delimitado por el usuario para adelantar las diferentes actividades relacionadas con la perforación de pozos exploratorios, de acuerdo con la zonificación de manejo ambiental del mismo [2].

AGUAS DE PRODUCCIÓN: es un término usado en la industria petrolera para describir el agua que se produce junto con el petróleo y el gas. Los yacimientos de petróleo y gas tienen capas con agua natural (agua formada) que yace debajo de los hidrocarburos. Los yacimientos petrolíferos contienen generalmente grandes cantidades de agua, al contrario que los yacimientos de gas. Para lograr una máxima recuperación de petróleo en los pozos, se inyecta agua adicional dentro del pozo, lo que obliga al petróleo a salir a la superficie. Estas dos aguas, la producida y la inyectada, acaban saliendo a la superficie junto con el petróleo y, a medida que el pozo de petróleo se empobrece, la proporción de agua producida con el petróleo aumenta [24].

COMPONENTES: aspectos ambientales que constituyen un medio (abiótico, biótico o socioeconómico) como componente atmosférico, hidrológico, faunístico, demográfico, entre otros [12].

DEMANDA BIOQUÍMICA DE OXÍGENO (DBO): cantidad de oxígeno usado en la estabilización de la materia orgánica carbonácea y nitrogenada por acción de los microorganismos, en condiciones de tiempo y temperatura especificados (generalmente cinco días y 20ºC). Mide indirectamente el contenido de materia orgánica biodegradable [21].

DEMANDA QUÍMICA DE OXÍGENO (DQO): medida de la cantidad de oxígeno requerido para la oxidación química de la materia orgánica del agua residual, usando como oxidantes sales inorgánicas de permanganato o dicromato en un ambiente ácido y a altas temperaturas [21].

DIAGNÓSTICO 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 [17].

HORAS HOMBRE TRABAJADAS: es el número de horas por hombre trabajadas y 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].

IMPACTO AMBIENTAL: cualquier alteración en el medio ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, y que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad [17].

ÍNDICE DE FRECUENCIA: es la relación entre el número de casos (accidentes, primeros auxilios o incidentes relacionados con el trabajo) ocurridos durante un período de tiempo y las horas hombre trabajadas durante el mismo, referidos a 1.000.000 horas por hombre de exposición [10].

ÍNDICE DE SEVERIDAD: es la relación entre el número de días perdidos o cargados por lesiones y/o enfermedades laborales durante un periodo de tiempo y las horas hombre trabajadas durante el mismo, referidos a 1.000.000 horas hombre de exposición [10].

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 [17].

LODO: suspensión de un sólido en un líquido proveniente de tratamiento de aguas, residuos líquidos u otros similares [21].

MEDIDAS DE COMPENSACIÓN: son las acciones dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, regiones, localidades y el entorno natural los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos, mitigados o sustituidos [17].

MEDIO: división general que se realiza del ambiente para un mejor análisis y entendimiento del mismo. En el contexto de los estudios ambientales, corresponde al abiótico, biótico y socioeconómico [12].

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. El plan de manejo ambiental podrá hacer parte del estudio de impacto ambiental, o como instrumento de manejo y control, para proyectos, obras o actividades que se encuentran amparados por un régimen de transición [17].

RECOBRO MEJORADO: inyección de químicos o polímeros para mejorar u obtener un barrido más uniforme y lograr un mejor recobro [23].

RECURSOS NATURALES: aquellos elementos de la naturaleza y del medioambiente, 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, es decir 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 [17].

BIBLIOGRAFÍA

RESIDUO O DESECHO PELIGROSO: es aquel residuo o desecho que por sus características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables, infecciosas o radiactivas, puede causar riesgo o daño para la salud humana y el ambiente. Así mismo, se consideran residuos o desechos peligrosos los envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos [17].

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 la limpieza de áreas y vías públicas, corte de césped y poda de árboles [17].

RESTAURACIÓN ECOLÓGICA: proceso de asistir a la recuperación de un ecosistema que ha sido degradado, dañado o destruido[2].

VERTIMIENTO: descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido [17].

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 [17].

1 ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe de Gestión Ambiental. Bogotá. 2014.

2 ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe de Gestión Ambiental del sector de hidrocarburos 2014. Bogotá. 2015.

3 ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Informe Estadístico Petrolero. 2015. Bogotá. 2016.

4 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES - Oficina de Atención del Usuario. Expedientes de solicitud y modificación de Licencias Ambientales. Expedientes, años 2010-2015.

5 GACETA HISTORIAL | ANLA. www.anla.gov.co/gaceta/historial-gaceta. Con acceso, agosto de 2016.

6 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES - ANLA. Informe de Gestión Año 2015. Bogotá D.C., 2016.

7 BANCO MUNDIAL. Indicadores 2010. Disponible en Internet. www://datos.bancomundial.org/indicadores.com

8 COLOMBIA.ECOPETROL. REPORTE INTEGRADO DE GESTIÓN SOSTENIBLE año 2015. Bogotá. 2016.

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

10 INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS – OGP. Safety Performance Indicators- 2015 Data. 2016. Disponible en internet. www.iogp.org/data-series#2673468-safety-performance-indicators-2015-data/

11 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_%20tdr_explotacion_hidrocarburos.pdf

12 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. M-M INA-01. Bogotá, D.C.: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2014. Disponible en internet: <http://www.anla.gov.co/documentos/normativa/TdR%20exploracion%20HC%20VF%20Para%20adopci%C3%B3n%20sin%20CC.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 1076 (26, mayo, 2015). Por el cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible. Bogotá D. C. 2015.

18 Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales. Estudio Nacional del Agua ENA. Datos del 2012. Bogotá D.C. 2015.

19 INVENTARIO NACIONAL DE GASES EFECTO INVERNADERO - IDEAM. www.cambioclimatico.gov.co/inventario-nacional-de-gases-efecto-invernadero. Tercera Comunicación.

20 Asociación Regional de Empresas del sector Petróleo, Gas y Biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe ARPEL (2010).

21 COLOMBIA. PRESIDENCIA DE LA REPÚBLICA. DECRETO 3930 DE 2010. (Octubre 25). 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. Bogotá D. C. 2010.

22 COLOMBIA. MINISTERIO DE DESARROLLO ECONÓMICO. REGLAMENTO TÉCNICO DEL SECTOR DE AGUA POTABLE Y SANEAMIENTO BÁSICO RAS.Bogotá D. C. 2000.

23 Energía: Desarrollo en el siglo XXI. Raúl Vázquez Rodríguez, Amilkar Acosta. Universidad Javeriana. 1993.

24 Zainalet. al. “Review of technologies for oil and gas produced water treatment”. Universiti Putra Malaysia. 19 mayo. 2009



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 Latinoamérica y el Caribe
BPD	Barriles de Petróleo por Día
CCS	Consejo Colombiano de Seguridad
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
CT	Concepto Técnico
CORPORINOQUIA	Corporación Autónoma Regional de Orinoquía
CORMACARENA	Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial la Macarena
DAA	Diagnóstico Ambiental de Alternativas
DQO	Demanda Química de Oxígeno
DBO	Demanda Bioquímica de Oxígeno
dB	Decibeles
ENA	Estudio Nacional del Agua
EOT	Esquema de Ordenamiento Territorial
FASECOLDA	Federación de Aseguradores Colombianos
GEI	Gases Efecto Invernadero
HC	Hidrocarburos
HHT	Horas Hombre Trabajadas
HSE	Health Safety Environmental
HTP	Hidrocarburos Totales
ICA	Informe de Cumplimiento Ambiental
ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEP	Informe Estadístico Petrolero
IF	Índice de Frecuencia
IOGP	International Association Oil & Gas Producers
IS	Índice de Severidad
KBPD	Miles de Barriles de Petróleo Diarios
KPC	Miles de Pies Cúbicos
LA	Licencia Ambiental
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
Mm3	Millones de Metros Cúbicos
NDA	Necesidad de Diagnóstico Ambiental de Alternativas
NR	No Reporta
OSHA	Occupational Safety and Health Administration
PDC	Plan de Contingencia
PMA	Planes de Manejo Ambiental
POMCAH	Plan de Ordenación y Manejo Ambiental de Cuenca Hidrográfica
POT	Plan de Ordenamiento Territorial
RN	Recursos Naturales
SILA	Sistema de Información de Licencias Ambientales
SSED	Sólidos Sedimentables
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
SST	Sólidos Suspendidos Totales
Ton	Toneladas
UPME	Unidad de Planeación Minero-Energética



ecopetrol
CONVENIO ACP-ECOPETROL No. 5211777


acp