

Informe de **Desempeño Ambiental 2016 - 2019**

acp
Asociación Colombiana del Petróleo



Asociación Colombiana del Petróleo | acp

INFORME DE DESEMPEÑO AMBIENTAL 2016-2019
ASOCIACIÓN COLOMBIANA
DEL PETRÓLEO (ACP)

FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA
Presidente Ejecutivo

Dirección y edición

HENRY A. MARTÍNEZ C.
Coordinador de Operaciones y Asuntos Ambientales

Supervisión

RAFAEL HERZ
Vicepresidente de Operaciones y Sostenibilidad

ÁNGELA MUÑOZ PABÓN
Gerente de Sostenibilidad

Coordinación editorial y de diseño

CAROLINA ROJAS GÓMEZ
Vicepresidenta de Comunicaciones y Estrategia

SHARON HERNÁNDEZ
Coordinadora de Medios y Asuntos Externos

CAMILO ANDRÉS TRIANA Y SOTOMONTE
Coordinador TI y Estrategia Digital

Diseño y producción gráfica, Ilustración y gráficas

PUBLIK TOOLBOX S.A.S.
www.ptb.com.co

Fotografía
ARCHIVO ACP, ARCHIVO ECOPETROL,
ARCHIVO FOTOS JUAN ESTEBAN HINCAPIÉ POSADA

Bogotá, Colombia
Diciembre de 2020

Para cualquier reproducción total o parcial, debe darse el correspondiente crédito al Informe de Desempeño Ambiental 2016 - 2019, Asociación Colombiana del Petróleo (ACP)

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO.
Carrera 7 No. 73-47 piso 12.

Teléfono (+571) 212 5758
Fax (+571) 317 8626

www.acp.com.co
email: comunicaciones@acp.com.co
Distribución gratuita

ecopetrol

ACUERDO DE COOPERACIÓN NO. 1
(3029625) ECP-ACP DEL ACUERDO MARCO
SOCIOAMBIENTAL NO. 3027595





Informe de Desempeño Ambiental 2016 – 2019

Asociación Colombiana del Petróleo

ACUERDO DE COOPERACIÓN NO. 1 (3029625) ECP-ACP DEL ACUERDO MARCO SOCIOAMBIENTAL NO. 3027595

Afiliadas a la ACP.....Pg. 9
Presentación.....Pg. 11
Introducción.....Pg. 13
Metodología.....Pg. 15

Capítulo 1: Indicadores de desempeño ambiental del sector
de hidrocarburos en Colombia .....Pg. 16
1.1 Cantidades totales por etapa.....Pg. 16
1.1.1 Cantidades totales por etapa para el 2019.....Pg. 16
1.2 Indicadores para sísmica.....Pg. 17
1.2.1 Captación de agua, generación de vertimientos y residuos sólidos.....Pg. 17
1.3 Indicadores para perforación.....Pg. 18
1.3.1 Captación de agua, generación de vertimientos y residuos sólidos.....Pg. 18
1.4 Indicadores para producción.....Pg. 20
1.4.1 Captación de agua, generación de vertimientos.....Pg. 20
1.4.2 Generación y disposición de aguas de producción.....Pg. 21
1.4.2.1 Análisis de las aguas de producción.....Pg. 22
1.4.2.2 Destino de las aguas de producción.....Pg. 23
1.4.3 Generación de residuos sólidos.....Pg. 24
1.4.3.1 Gestión de los residuos no peligrosos y peligros.....Pg. 24
1.4.4 Emisiones atmosféricas.....Pg. 25
1.4.5 Ruido.....Pg. 27
1.4.6 Consumo de energía.....Pg. 27
1.5 Indicadores para transporte.....Pg. 27
1.5.1 Generación de emisiones atmosféricas.....Pg. 28
1.6 Indicadores para refinación.....Pg. 28
1.6.1 Captación de agua, generación de vertimientos y residuos sólidos.....Pg. 28
1.6.2 Generación de residuos en refinación.....Pg. 29
1.6.3 Generación de emisiones atmosféricas.....Pg. 30
1.7 Indicadores para distribución.....Pg. 31
1.7.1 Captación de agua, generación de vertimientos y residuos sólidos.....Pg. 32
1.7.2 Generación de emisiones atmosféricas.....Pg. 33
1.8 Captación de agua por todo el sector y por cada etapa productiva.....Pg. 33
1.9 Generación de residuos por todo el sector y por cada etapa productiva.....Pg. 36
1.9.1 Generación de residuos no peligrosos.....Pg. 36
1.9.1.1. Gestión de residuos no peligrosos.....Pg. 36
1.9.2 Generación de residuos peligrosos.....Pg. 37
1.9.2.1 Gestión de residuos peligrosos.....Pg. 37
1.9.3 Generación de emisiones atmosféricas en todo el sector
y por cada etapa productiva.....Pg. 37
1.9.3.1 Dióxido de Carbono equivalente anual y diario.....Pg. 38
1.9.3.2 Generación de emisiones GEI SCOPE I y SCOPE II
en todo el sector y por cada etapa productiva.....Pg. 39
1.10 Sector de hidrocarburos en la estrategia nacional de economía circular.....Pg. 39
1.11 Comparación de consumos y residuos generados por el sector
de hidrocarburos en 2019 con datos nacionales.....Pg. 40
1.11.1 Captación de agua y comparación con el uso total nacional.....Pg. 40
1.11.2 Generación de residuos sólidos no peligros y comparación
con la generación a nivel nacional.....Pg. 40
1.11.3 Generación de residuos sólidos peligrosos
y comparación con la generación a nivel nacional.....Pg. 41
1.11.4 Generación de emisiones a la atmosfera
y comparación con el total nacional.....Pg. 41
1.11.5 Generación de emisiones de GEI y comparación con el total nacional.....Pg. 42
1.11.6 Consumo de energía y comparación con el total nacional.....Pg. 42

Capítulo 2: Uso del agua por zona y subzona hidrográfica.....Pg. 44
2.1 Uso del agua por zona hidrográfica.....Pg. 44
2.2. Uso del agua por subzona hidrográfica.....Pg. 46

Capítulo 3: Proceso de licenciamiento ambiental.....Pg. 50
3.1 Solicitudes de trámites de licencia y modificación de licencia
del sector de hidrocarburos en comparación los demás sectores.....Pg. 50
3.2 Tiempos del trámite de las solicitudes de licencia ambiental.....Pg. 51
3.2.1 Tiempos del proceso de licenciamiento.....Pg. 53
3.2.2 Tiempos de modificación de licencia.....Pg. 53

CONTENIDO

3.2.2.1 Razones de modificación de licencia ambiental.....Pg. 54
3.2.3 Tiempos de modificación de planes de manejo.....Pg. 54
3.3 Permiso de levantamiento de veda.....Pg. 55
3.3.1 Tiempo promedio de trámite de permiso de levantamiento de veda.....Pg. 56
3.3.2 Requerimientos de información adicional
durante el trámite de levantamiento de veda.....Pg. 56
3.4 Sustracción de áreas de reserva.....Pg. 57
3.4.1 Requerimientos de información adicional
durante el trámite de sustracción de áreas de reserva.....Pg. 57
3.5 Autorizaciones de intervención arqueológica- ICANH.....Pg. 58
3.6 Recursos de reposición.....Pg. 60

Capítulo 4: Seguimiento ambiental a los proyectos.....Pg. 62
4.1 Seguimientos por sectores relacionados por la ANLA durante el año 2019.....Pg. 62
4.1.1 Visitas técnicas.....Pg. 62
4.2 Seguimientos al sector de hidrocarburos.....Pg. 63
4.2.1 Análisis de los actos administrativos de seguimiento.....Pg. 63
4.3 Costos de trámites por parte de la Anla.....Pg. 64
4.3.1 Costos por trámites de evaluación ambiental.....Pg. 64
4.3.2 Costos por seguimientos ambientales.....Pg. 64
4.4 Investigaciones y sanciones al sector de hidrocarburos.....Pg. 64

Capítulo 5: Indicadores de gestión ambiental sobre derrames de hidrocarburos....Pg. 68
5.1 Indicador de derrames.....Pg. 69
5.2 Etapas de la cadena productiva donde se presentaron los derrames.....Pg. 70
5.3 Indicador total derramado.....Pg. 71

Capítulo 6: Compensaciones e inversión del 1%.....Pg. 72
6.1 Análisis de resultados de la ejecución de compensaciones
del sector hidrocarburos.....Pg. 73
6.1.1 ¿Qué compensar?.....Pg. 74
6.1.2 ¿Cuánto compensar?.....Pg. 75
6.1.2.1 Ejecución de las compensaciones por departamento.....Pg. 76
6.1.3 ¿Dónde compensar?.....Pg. 76
6.1.4 ¿Cómo compensar?.....Pg. 78
6.1.5 Acciones de compensación.....Pg. 78
6.1.6 Análisis comparativo de la extensión de bloque asignado
vs. la obligación de compensación y la obligación implementada.....Pg. 80
6.1.7 Beneficios de la ejecución de programas de compensación.....Pg. 81
6.2 Inversión del 1%.....Pg. 82
6.2.1 Ejecución de los planes del 1%.....Pg. 82
6.2.2 Normatividad bajo la cual se ejecutaron los recursos del 1%.....Pg. 88
6.3 Aporte a la ejecución de metas de AICHI y Objetivos de Desarrollo Sostenible..Pg. 88

Capítulo 7: Proyectos innovadores.....Pg. 92
7.1 Parque solar Castilla.....Pg. 94
7.2 Proyecto vida silvestre.....Pg. 95
7.3 Autogeneración a base de gas “Gas to power”.....Pg. 96
7.4 Planificación socio-ecológica de las áreas operativas como aporte a la sostenibilidad.....Pg. 97
7.5 Iniciativa de biodiversidad y desarrollo por el Putumayo.....Pg. 97
7.6 Sembrando vida.....Pg. 98
7.7 Banco de hábitat.....Pg. 99
7.8 Naturamazonas.....Pg. 99
7.9 Museo Suruma.....Pg. 100
7.10 Iniciativa Chawar.....Pg. 101
7.11 Sistemas agroforestales para la recuperación de áreas degradadas
e investigación comunitaria para el monitoreo de fauna.....Pg. 101
7.12 Tortugas sabaneras, símbolo principal de la biodiversidad en el Casanare.....Pg. 102
7.13 Energía solar para las comunidades.....Pg. 102
7.14 Agua para todos.....Pg. 103
7.15 Aportes al conocimiento de la biodiversidad marina
en la región profunda del Caribe Colombiano.....Pg. 104
7.16 Reserva natural Campo Ocelote.....Pg. 105
Glosario.....Pg. 106
Bibliografía del glosario.....Pg. 109
Bibliografía.....Pg. 111
Siglas, acrónimos y abreviaturas.....Pg. 112



AFILIADAS A LA ACP

B

BIOMAX COMBUSTIBLES S.A.

BP LATIN AMERICA LLC - SUCURSAL COLOMBIA

C

CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A.

CEPSA COLOMBIA S.A.

CHEVRON PETROLEUM COMPANY.

CNOOC PETROLEUM COLOMBIA LIMITED.

COLOMBIA ENERGY DEVELOPMENT CO.

CONOCOPHILLIPS COLOMBIA VENTURES LTD.

D

DRUMMOND ENERGY LTD.

E

EMERALD ENERGY PLC. SUCURSAL COLOMBIA.

EXXONMOBIL EXPLORATION COLOMBIA LIMITED.

F

FRONTERA ENERGY.

G

GEOPARK COLOMBIA S.A.S.

GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LTD.

H

HOCOL S.A.

HUPECOL OPERATING CO, L.L.C.

I

IBEROAMERICANA DE HIDROCARBUROS CQ EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN S.A.S.

L

LA LUNA E&P S DE RL SUCURSAL COLOMBIA

LEWIS ENERGY COLOMBIA INC

M

MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTD.

MAUREL & PROM COLOMBIA B.V.

N

NOBLE ENERGY COLOMBIA LIMITED

O

OCCIDENTAL DE COLOMBIA INC.

ONGC VIDESH LIMITED SUCURSAL COLOMBIANA.

ORGANIZACIÓN TERPEL S.A.

P

PAREX RESOURCES COLOMBIA LTD.

PERENCO COLOMBIA LIMITED.

PETRÓLEOS SUD AMERICANOS SUCURSAL COLOMBIA.

PETROSANTANDER (COLOMBIA) INC.

PRIMAX COLOMBIA S.A.

PUMA ENERGY.

R

REPSOL EXPLORACIÓN COLOMBIA S.A.

S

SHELL COLOMBIA S.A.

STATOIL COLOMBIA SUCURSAL.

T

TABASCO OIL COMPANY LIC.

TECPETROL COLOMBIA S.A.S.

TOTAL E&P COLOMBIE SUCURSAL COLOMBIA.

TRAFIGURA PETROLEUM COLOMBIA S.A.S

V

VETRA EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN COLOMBIA S.A.

OBSERVADORAS

DENTONS CÁRDENAS & CÁRDENAS ABOGADOS S.A.S.

ERNST & YOUNG S.A.S.

HOLLAND & KNIGHT COLOMBIA S.A.S.

POSSE HERRERA

PRINCIPALES

MANUEL BUITRAGO
Presidente Consejo Directivo,
Presidente Gran Tierra Energy Colombia Ltd.

JUAN CARLOS UCRÓS
Primer Vicepresidente del Consejo Directivo,
Representante Legal de Occidental de Colombia, Inc.

FERNANDO SARRIA
Presidente Exxonmobil Exploration Colombia Limited.

GERMÁN RODRÍGUEZ CHARRY
Presidente Cepsa Colombia S.A.

RAFAEL GUZMÁN
Presidente de Hocol S.A.

CARLOS BENAVIDES
Vicepresidente Ejecutivo de Asuntos Corporativos
Mansarovar Energy Colombia Ltd.

SYLVIA ESCOVAR GÓMEZ
Presidente Organización Terpel S.A.

MAURICIO JIMÉNEZ PÉREZ
Director de Asuntos Corporativos Frontera Energy.

SUPLENTES

ALBERTO GARCÍA
Country Manager Drummond Energy LTD.

IAN GRAHAM GOLLOP
Ceo Petrosantander (Colombia) Inc.

ANA MARÍA DUQUE
Country Chair Colombia, Ecuador & CCA Shell Colombia S.A.

JOSÉ FERETTI
Representante Legal Tecpetrol Colombia S.A.S.

LUIS GARCÍA
Director de unidad de negocio Colombia Repsol

CHARLE GAMBA
Country Manager Canacol Energy Colombia S.A.

YURI ANTONIO PROAÑO
Segundo Vicepresidente del Consejo Directivo,
Presidente Primax Colombia S.A.

ZULMA WARD
Gerente General Noble Energy Colombia Limited.

MARCELA VACA
Directora General Geopark Colombia S.A.S.

ALEX MARTÍNEZ
Gerente General Conocophillips Colombia Ventures Ltd.



FRANCISCO JOSÉ LLOREDA MERA

PRESIDENTE EJECUTIVO DE LA ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO



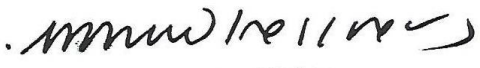
La Asociación Colombiana del Petróleo (ACP) presenta el cuarto Informe de Desempeño Ambiental del Sector Hidrocarburos, que recopila y analiza los principales indicadores en materia ambiental de la industria del petróleo y el gas, durante el periodo 2016–2019.

Este informe compara el cumplimiento de la responsabilidad ambiental de las compañías afiliadas a la ACP en conjunto con Ecopetrol, año tras año, con el objetivo de mejorar los estándares, fortalecer la gestión, el comportamiento frente al entorno en las zonas de operación, y contribuir así a los propósitos del país y nuestra sociedad de proteger nuestros recursos naturales y el medioambiente.

Al igual que en las ocasiones anteriores, para su realización se contó con el apoyo de estadísticas y publicaciones de diferentes autoridades y entidades gubernamentales de Colombia, así como de información de entidades internacionales.

Los capítulos del informe abordan las siguientes temáticas: el uso y gestión de los recursos naturales dentro de cada etapa de las operaciones; la oferta hídrica del país y su aprovechamiento; el licenciamiento ambiental y seguimiento a proyectos del sector; derrames de hidrocarburos, las causas que los ocasionan y la preparación de respuesta a emergencias; la identificación y cuantificación de las inversiones en compensaciones e implementación de proyectos financiados con el 1% ambiental; y finalmente, una recopilación de proyectos especiales, generados e implementados bajo estrategias de inversión adicionales a las obligaciones normativas. Estas iniciativas las resaltamos como una muestra de que el sector va más allá de lo obligatorio y está comprometido en hacer más por la protección ambiental que lo estipulado en las normas y leyes nacionales.

La ACP publica este informe para consulta de entidades nacionales e internacionales, gremios, industria y personas interesadas. Esperamos que este documento siga siendo una herramienta que contribuya a la toma de decisiones corporativas y de política pública, y sirva como punto de referencia para el análisis del desempeño del sector, su gestión y los retos que enfrenta en el marco de los desafíos ambientales de la actualidad.







INTRODUCCIÓN

El Informe de Desempeño Ambiental 2016–2019, es el resultado del trabajo de la ACP y sus compañías afiliadas, en conjunto con Ecopetrol, para generar datos actualizados del comportamiento,las prácticas y la gestión ambiental de la industria de Hidrocarburos en toda la cadena de valor.

Para la recopilación de la información a presentarse en este informe se realizaron análisis cualitativos y cuantitativos mediante la recolección de cifras en formatos prediseñados, tomando como base los indicadores que presentan las compañías operadoras en sus informes de sostenibilidad a nivel nacional e internacional. Esta información, a su vez, fue corroborada en entrevistas, reuniones con los líderes ambientales de las compañías y con datos oficiales recolectados de las gacetas, expedientes, informes e instrumentos de acceso a información de carácter pública generada por las entidades gubernamentales encargadas de hacer evaluación, control, seguimiento y autorización de las actividades operacionales de la cadena de valor del sector.

Esta información presentada en el Informe de Desempeño Ambiental 2016–2019 ha permitido llegar a nuevas conclusiones, conocer el estado actual del desempeño ambiental de la industria de hidrocarburos y generar datos históricos comparativos con los informes ambientales generados por la ACP desde 2013. El objetivo de mejorar la planeación ambiental de las compañías, enriquecer las discusiones con los grupos de interés y promover las discusiones con datos validados en la formulación de políticas públicas sobre las actividades del sector.


TK-1-3-010 CRUDO
CAP. 50.000 BLS.

Capítulo 1. Indicadores de desempeño ambiental del sector de hidrocarburos en Colombia

Con base en la información obtenida de las compañías afiliadas a la ACP y Ecopetrol, se proyectaron indicadores generales y factores de cálculo para cada aspecto ambiental analizado. Los indicadores se generaron a partir de la suma de todos los consumos de las operadoras que reportaron datos y el volumen de actividad de cada etapa, a partir de las cifras publicadas en el Informe Estadístico Petrolero (IEP 2019) elaborado por la ACP.

Para comparar los volúmenes, consumos y generación de efluentes por el sector de los hidrocarburos en el 2016-2019, con los de otros sectores de la economía, se utilizaron datos reportados por entidades oficiales encargadas de recopilar y presentar información del sector; entre ellas se destacan el Ideam, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y otros organismos nacionales. Los diferentes reportes oficiales que fueron tenidos en cuenta para el desarrollo de este informe de desempeño ambiental son los más recientes expedidos por las entidades gubernamentales correspondientes.

Capítulo 2. Uso del agua por zona y subzona hidrográfica

Se consideraron los volúmenes de uso y puntos de captación reportados por las operadoras; una vez identificados y ubicados geográficamente, se identificaron las zonas y subzonas hídricas de las cuales se utilizó el recurso, de acuerdo con la clasificación del Estudio Nacional del Agua (ENA 2018). Para el cálculo de los volúmenes captados por zona y subzona hidrográfica, se totalizaron los volúmenes reportados por cada compañía operadora. Para el cálculo del porcentaje captado por el sector en cada zona y subzona geográfica se consideraron las variables de oferta y demanda hídrica en año seco.

Capítulo 3. Proceso de licenciamiento ambiental

La recolección de información se logró con base en la consulta de información de los expedientes y las gacetas vigentes en las diferentes entidades que participan en el proceso de licenciamiento ambiental, así como el informe anual publicado por la Anla, consolidando los tiempos requeridos para obtener resoluciones definitivas por parte de la Anla, el MADS y el ICANH.

Capítulo 4. Seguimiento ambiental de los proyectos

Este capítulo analiza el seguimiento que realiza la Anla de los proyectos de hidrocarburos. Se consolidó la información con base en la consulta de la información en VITAL, donde se pudo revisar en detalle cada expediente, tomando la información relacionada con los diferentes seguimientos a los proyectos del sector y los autos de cobro por servicio de seguimiento, tanto documental como con visita. A su vez, se consultó la gaceta ambiental de la autoridad, con el fin de realizar la recopilación y análisis de los actos administrativos de apertura de investigación y procesos sancionatorios.

Capítulo 5. Indicadores sobre derrames de hidrocarburos

Hace referencia al total de incidentes que causaron derrames, diferenciando aquellos causados por fallas operativas de los que se dieron como consecuencia de acciones delincuenciales de terceros. Los datos presentados y procesados en el informe fueron suministrados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla) en sus bases de datos de reportes de incidentes que entregan las compañías operadoras.

En esta base de datos se reporta el tipo de sustancia derramada, las causas, el proyecto que origina el derrame, la localización del mismo y la posible afectación ambiental, entre otra información, permitiendo ubicar las zonas de Colombia donde más se presentan incidentes y el tipo de acto que lo causó.

Capítulo 6. Compensaciones e inversión del 1%

Se presenta un análisis detallado sobre la gestión en la ejecución de compensaciones e inversión de los recursos del 1 % durante el periodo comprendido entre los años 2016 y 2019. Los resultados se presentan de acuerdo con las normas establecidas para el licenciamiento ambiental contenidas en el decreto 1076 de 2015, la asignación de compensaciones y la inversión de recursos de no menos del 1 %.

La información utilizada para la estructuración del capítulo proviene de datos recopilados mediante entrevistas a los líderes ambientales de las compañías operadoras; así mismo, se hizo una revisión de los actos administrativos que contenían las obligaciones ambientales en la gaceta oficial de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla) para establecer un análisis comparativo de la información.

Capítulo 7. Proyectos ambientales innovadores

Consolida los proyectos de innovación ambiental clasificados en este informe como aquellos en los cuales su implementación no solamente sirvió como eje para la ejecución de obligaciones ambientales, sino que le apuntaron a generar un impacto positivo adicional en los ecosistemas y comunidades de las áreas donde se implementaron. También, el aporte al conocimiento del entorno, la generación de estrategias articuladoras entre varias compañías y la generación de acciones de protección y conservación. Estos proyectos recopilados son un paso adicional de avance por parte de la industria de hidrocarburos hacia la sostenibilidad con impacto positivo en territorio.



01 INDICADORES DE DESEMPEÑO AMBIENTAL DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

Este capítulo consolida y analiza la información reportada por las operadoras del sector hidrocarburos, para los años 2016, 2017, 2018 y 2019, con el fin de establecer los indicadores de desempeño ambiental para el sector en Colombia, asociados con los aspectos ambientales de captación de agua, generación de residuos sólidos y líquidos, generación de emisiones atmosféricas, consumo de energía y generación de ruido, para cada una de las etapas de la cadena productiva de los hidrocarburos (exploración sísmica, perforación exploratoria, producción, transporte, refinación y distribución).

1.1. CANTIDADES TOTALES POR ETAPA

1.1.1. CANTIDADES TOTALES POR ETAPA PARA EL AÑO 2019

Etapa	Unidad de reporte	Totales
Sísmica terrestre	Km de sísmica	2.154
Perforación de pozos	Pozos exploratorios	48
	Pozos de desarrollo	816
Producción	Barriles de petróleo equivalente por día [1]	1.163.879 [2]
Transporte	Barriles transportados/año	420.826.750
Refinación	Barriles refinados/año	136.382.250
Downstream	Galones distribuidos/Año	4.584.00.00

[1] Según la Ley 756 de 2002. Artículo 16. Parágrafo 1º, un (1) barril de petróleo equivale a cinco mil setecientos (5.700) pies cúbicos de gas.
[2] Esta cifra no tiene en cuenta la producción de los campos Chuchupa y Ballenas.

Tabla 1.1.
Cantidades por etapa según datos reportados por la ACP 2019



Etapa	Unidad de reporte	Cantidades totales reportadas por el IEP			
		2019	2018	2017	2016
Perforación exploratoria	Pozos exploratorios	48	48	49	21
Producción	Barriles de petróleo equivalente por día	1.163.879*	1.122.908	1.112.562	1.104.823
Transporte	Barriles transportados/año	420.826.750	4.050.004.000	398.397.500	402.636.600
Refinación	Barriles refinados/año	136.382.250	136.246.206	126.121.392	77.991.980
Downstream	Galones distribuidos/Año	4.584.000.000	4.407.000.000	4.242.000.000	4.293.000.000

* Esta cifra no tiene en cuenta la producción de los campos Chuchupa y Ballenas.

Tabla 1.2.
Cantidades por etapa para los años 2016 al 2019

Las cantidades de las diferentes etapas productivas del sector hidrocarburos aumentaron en el año 2019 con respecto al año 2018, exceptuando los pozos exploratorios que se mantuvieron en 48. Con el aumento en la producción, refinación, transporte y distribución, aumenta el consumo de recursos y la generación de vertimientos y residuos.

1.2. INDICADORES PARA SÍSMICA

1.2.1. CAPTACIÓN DE AGUA, GENERACIÓN DE VERTIMIENTOS Y RESIDUOS SÓLIDOS

El análisis de los indicadores de la actividad sísmica se generó a partir de los reportes presentados por las compañías operadoras que adelantaron esta actividad en el año 2019. Se calculó la captación de agua y la generación de residuos para la totalidad de kilómetros de sísmica realizada en el país.

Tabla 1.3.
Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos

INDICADOR	UNIDAD	VALOR AÑO 2019	TOTAL KM DE SÍSMICA 2019	TOTAL	UNIDAD
Captación de agua uso industrial	m³/km de sísmica	21,92	2.154	47.210,59	m³
Captación de agua uso doméstico		7,79		16.768,06	m³
Residuos sólidos no peligrosos	t/km de sísmica	0,12		259,30	t
Residuos peligrosos		0,012		24,85	t

1.3. INDICADORES PARA PERFORACIÓN
1.3.1. CAPTACIÓN DE AGUA, GENERACIÓN DE VERTIMIENTOS Y RESIDUOS SÓLIDOS

La etapa de perforación incluye la construcción[3] de pozos exploratorios y pozos de desarrollo. La cantidad presentada en el IEP para el 2019 incluye 48 pozos de exploración y los pozos en desarrollo que equivalen a 816.

[3] *Construcción: incluye conformación y/o adecuación de localizaciones nuevas o antiguas, adecuación de vías de acceso y perforación de los pozos.*

Tabla 1.4.
Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos en la etapa de perforación de pozos exploratorios para los años 2016 al 2019.

• Profundidad promedio ponderada de los pozos 9.080,62 pies, año 2019

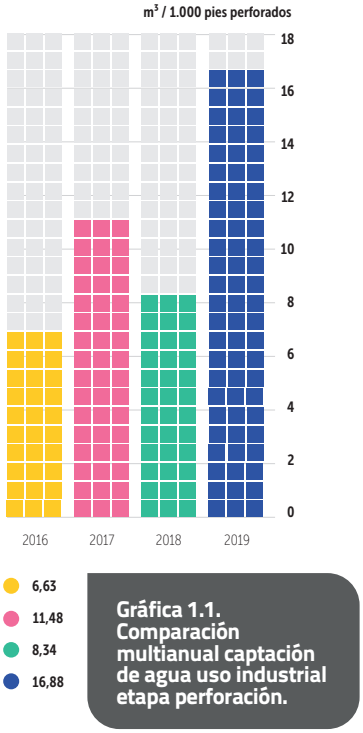
INDICADOR	UNIDAD	VALOR	CANTIDAD DE POZOS EXPLORATORIOS 2019	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Captación de agua uso industrial	m³/1000 pies perforación	16,88	48	6.425,92	m³	8,34	11,48	6,63
Captación de agua uso doméstico		4,43		1.687,96		6,92	8,55	7,83
Vertimientos industriales		5,69		2.166,24		1,57	N/R	0,31
Vertimientos domésticos		2,50		950,43		0,69	2,18	0,96
Residuos sólidos no peligrosos		85,6		32.593,84	t	47,51	45,80	72,00
Residuos peligrosos		0,47		178,73		0,03	0,22	0,01

NR: No reportan. ND: No disponible.

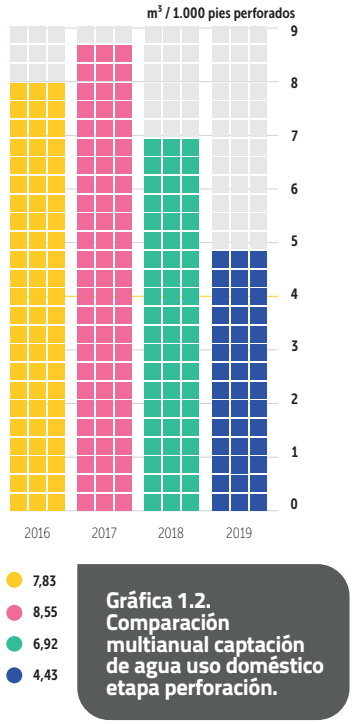
Tabla 1.5.
Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos en la etapa de perforación de pozos en desarrollo para los años 2016 al 2019.

• Profundidad promedio ponderada de los pozos 7.865,24 pies, año 2019

INDICADOR	UNIDAD	VALOR	CANTIDAD DE POZOS DE DESARROLLO 2019	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Captación de agua uso industrial	m³/1000 pies perforación	16,88	816	109.240,68	m³	8,34	11,48	6,63
Captación de agua uso doméstico		4,43		28.695,24		6,92	8,55	7,83
Vertimientos industriales		5,69		36.826,06		1,57	N/R	0,31
Vertimientos domésticos		2,50		16.157,36		0,69	2,18	0,96
Residuos sólidos no peligrosos		85,6		554.095,23	t	47,51	45,80	72,00
Residuos peligrosos		0,47		3.038,42		0,03	0,22	0,01

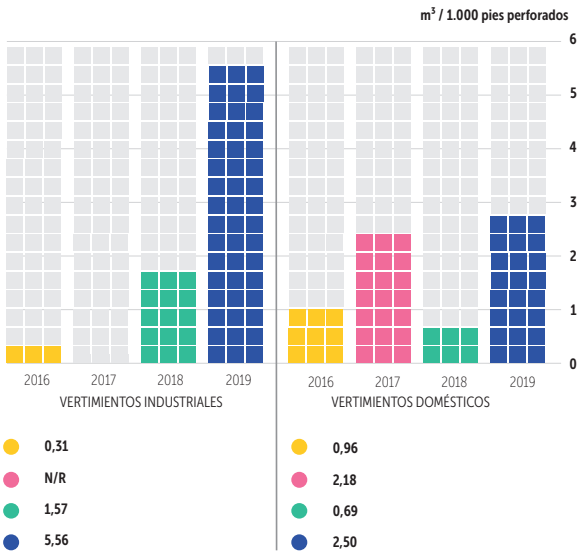


Gráfica 1.1.
Comparación multianual captación de agua uso industrial etapa perforación.



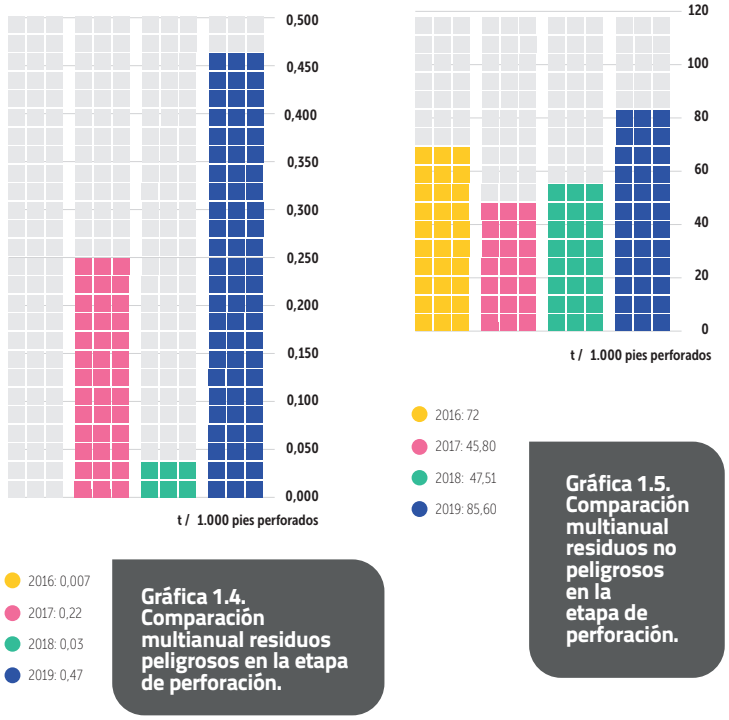
Gráfica 1.2.
Comparación multianual captación de agua uso doméstico etapa perforación.

Gráfica 1.3.
Comparación multianual vertimientos etapa perforación.



Los vertimientos industriales[4] y domésticos aumentaron con respecto a los últimos tres años en razón al aumento de la actividad en el sector en el periodo señalado.

[4] *Vertimientos industriales: Reportes no disponibles de perforación para el año 2017.*



Gráfica 1.4. Comparación multianual residuos peligrosos en la etapa de perforación.

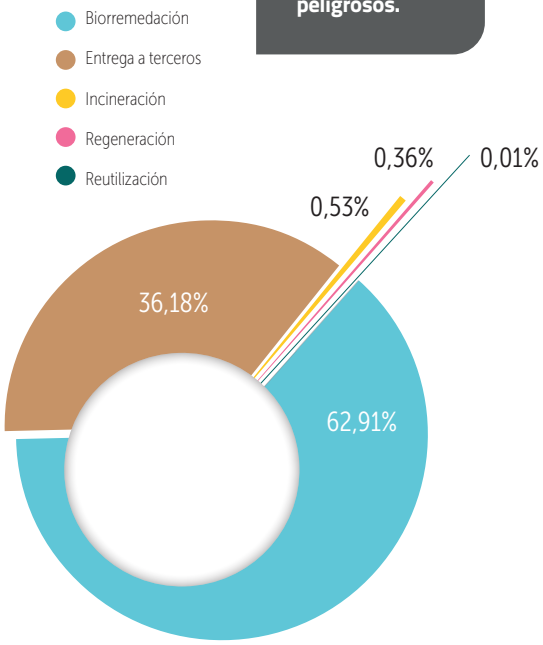
Gráfica 1.5. Comparación multianual residuos no peligrosos en la etapa de perforación.

De los residuos no peligrosos generados, 554.095 toneladas se generaron durante la perforación de los pozos en desarrollo representando el 94,44% del total de los residuos no peligrosos generados[5].

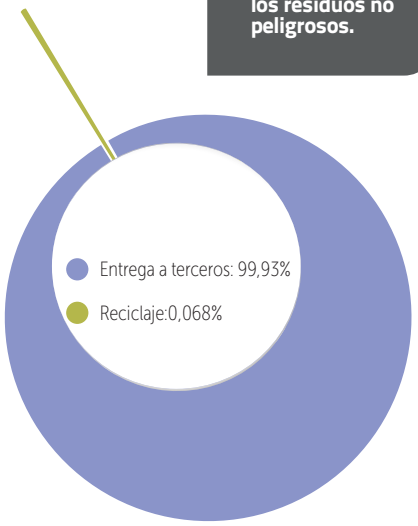
En relación con los residuos peligrosos[6], en 2019 se aumentó su generación, con un total de 3.217,15 toneladas de residuos peligrosos.

El incremento en la generación de residuos tanto no peligrosos como peligrosos, entre otras cosas, se atribuye al aumento en pozos de desarrollo, los cuales crecieron en un 17,07% frente al año 2019, pasando de 697 pozos en desarrollo en 2018 a 816 pozos en desarrollo en el año 2019.

Gráfica 1.6. Distribución porcentual de la gestión de los residuos peligrosos.



Gráfica 1.7. Distribución porcentual de la gestión de los residuos no peligrosos.



El 99,9% de los residuos no peligrosos que se generan en la etapa de perforación es entragdo a terceros con las autoizaciones ambientales vigentes.

[5] *Residuos no peligrosos: se presenta por el reinicio de actividades de perforación y la reactivación de proyectos que habian quedado en fase 3 de maduración desde 2016. Para el tema de residuos peligrosos no se reportó información del 2016 y 2017; la herramienta SIGAR, herramienta oficial de reporte de gestión de residuos, inició su proceso de implementación en 2015 y los años siguientes fueron años de estabilización y reconocimiento de los requerimientos de cargue para el área de perforación.*
El incremento en la generación de residuos no peligrosos se da también por lo reportado en 2019 que reporta (853,61 toneladas) y año 2018 (469,18 toneladas).

[6] *Residuos peligrosos: El indicador también se aumenta por lo reportado en el año 2019 reportó (2.006,98 t) y en el año 2018 (un total de 117,97).*

1.4. INDICADORES PARA PRODUCCIÓN
1.4.1. CAPTACIÓN DE AGUA Y GENERACIÓN DE VERTIMIENTOS

En la siguiente tabla se pueden visualizar los resultados de los indicadores para los años 2016 a 2019, relacionados con la captación de agua y la generación de vertimientos, a partir de información reportada directamente por las compañías.

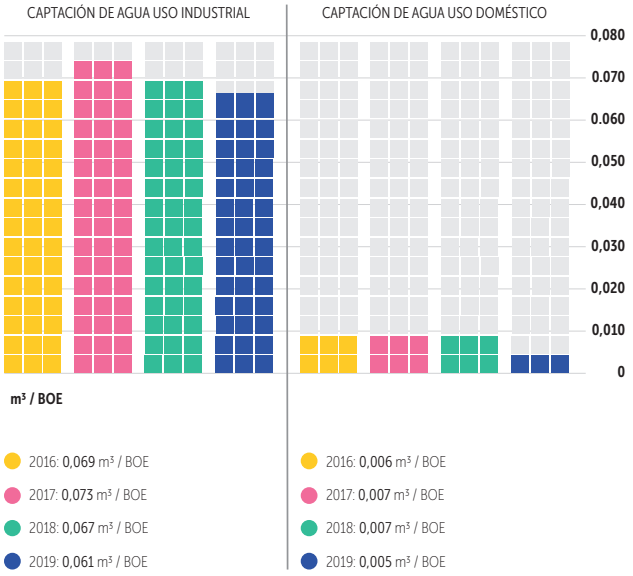
Tabla 1.6.
Indicadores de captación de agua y generación de vertimientos en la etapa de producción del año 2016 al 2019.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR 2019	BOE[7] AL AÑO 2019	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Captación de agua uso industrial	m³/BOE	0,061	424.815.835	25.808.793	m³	0,067	0,073	0,069
Captación de agua uso doméstico		0,005		2.187.352		0,007	0,007	0,006
Vertimientos industriales**		0,003		1.266.859		0,004	0,005	0,004
Vertimientos domésticos		0,006		2.510.510		0,006	0,006	0,003
Aguas de producción reinyectadas al proceso*		1,649		700.712.188		1,866	1,487	1,161
Aguas de producción vertidas		0,586		248.966.774		0,652	0,618	0,947

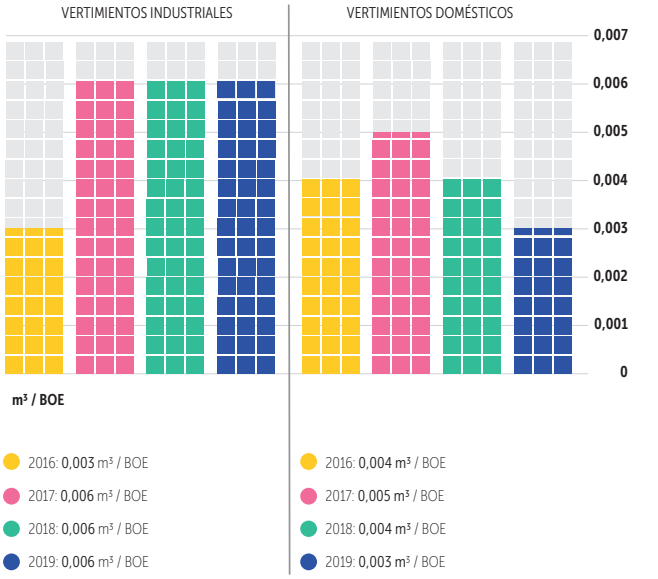
** Recobro y Disposal*
*** No incluye aguas de producción*

[7] *BOE: Barrel of Oil Equivalent (Barril de petróleo equivalente) Energía liberada en la combustión de un barril de petróleo. Como puede variar según la composición del crudo, se toma un valor aproximado de un (1) Barril Equivalente de Petróleo (1 BEP) que es igual a cinco coma setenta y tres gigajulios (5,73 GJ). En promedio, en Colombia, equivale energéticamente a cinco mil setecientos pies cúbicos (5.700 ft3) de Gas Natural o a 0,13878 toneladas equivalentes de Carbón (TEC) (Anexo 1. Acuerdo No.2 de 2017 de la ANH).*

Gráfica 1.8.
Comparación multianual de indicadores de captación de agua durante la etapa de producción.



Gráfica 1.9.
Comparación multianual de indicadores de vertimientos durante la etapa de producción.

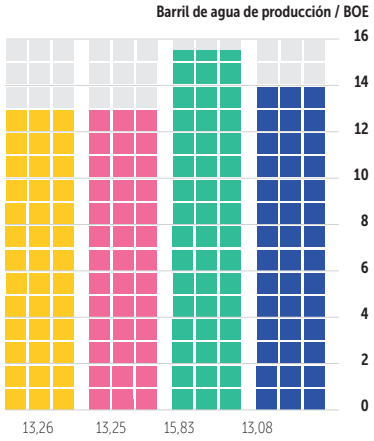


Los indicadores resultantes para el año 2019 no presentan diferencias importantes con respecto a los años anteriores. La captación de agua para uso doméstico y la generación de vertimientos domésticos disminuyó por cada barril producido en el 2019 en 0,001 m^3 por cada barril de petróleo equivalente; la captación de agua para uso industrial tuvo una leve disminución en el año 2019, así como los vertimientos industriales por cada barril de petróleo equivalente.

1.4.2. GENERACIÓN Y DISPOSICIÓN DE AGUAS DE PRODUCCIÓN

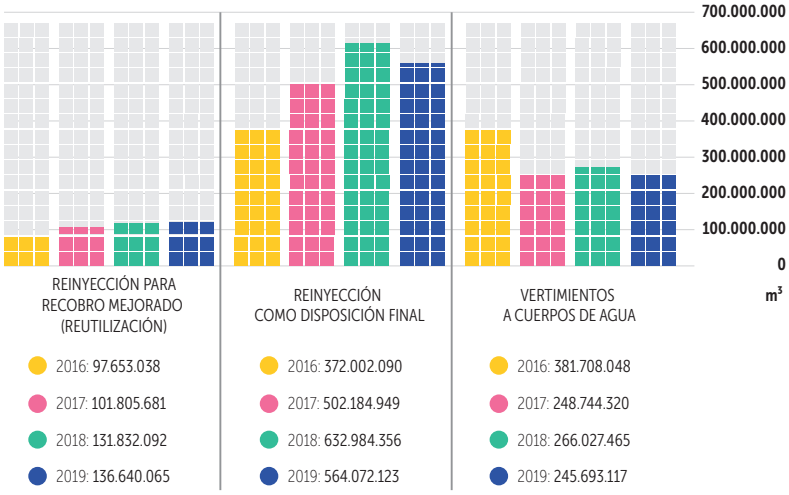
AGUAS DE PRODUCCIÓN					INDICADOR		
INDICADOR	VALOR	AGUAS DE PRODUCCIÓN	TOTAL	UNIDAD	2018	2017	2016
Reinyección para recobro mejorado	0,14	949.678.962	136.640.065	m^3	0,13	0,12	0,11
Inyección como disposición final	0,59		564.072.123		0,61	0,59	0,44
Vertimiento a cuerpos de agua	0,26		245.693.117		0,26	0,29	0,45
Vertimiento al suelo	0,0003		252.244		0,0003	0,0004	0,00094
Vertimiento entregado a gestores externos	0,0004		397.427		0,0003	0,0011	0,00008
Reúso (uso agrícola)	0,0016		1.514.367		0,0001	N/R	0,00017
Reutilización (p.e. prep. lodos perforación, SCI, generación energía, etc.)	0,0007		706.657		0,0003	0,0002	0,00014

Tabla 1.7. Indicadores de generación y disposición de aguas de producción



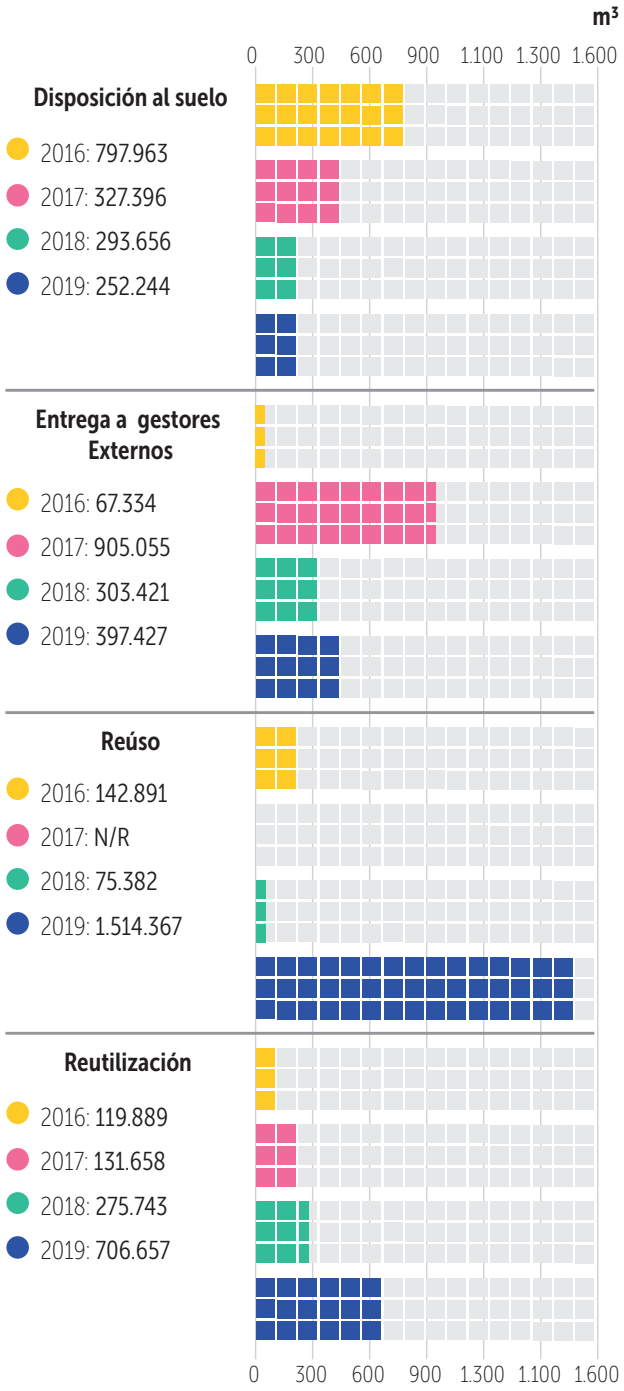
Gráfica 1.10. Comparación multianual indicador de barriles de agua de producción por barril de crudo producido.

Gráfica 1.11. Comparación multianual del destino de las aguas de producción.



Se presenta una tendencia de aumento de las aguas de producción generadas por el sector hidrocarburos del año 2016 al 2019, con excepción del año 2018. Esta situación se presenta porque en cada año aumenta la curva de declinación de los pozos de producción y en consecuencia aumenta el corte de agua, es decir el volumen de agua producida por barril de petróleo equivalente producido.

Para el año 2019, por cada barril de petróleo equivalente producido en promedio a nivel nacional se generan 14,1 barriles de agua de producción, para un corte de agua del 93,3%.



Gráfica 1.12.
Comparación multianual de otros destinos de las aguas de producción.

Las aguas de producción en su mayoría son reinyectadas como disposición final y esta no fue una excepción para el año 2019 en el cual se hizo reutilización del agua mediante recobro mejorado; así se establece una optimización del proceso y la disminución en la captación de aguas de fuentes superficiales y/o subterráneas.

En el año 2019 equivalen a 16,4 millones de barriles por día de agua de producción.

Las aguas de producción no solo se reinyectan como disposición final o recobro mejorado, también se disponen a cuerpos de agua superficial, al suelo, entregan a terceros, reusan para actividades agrícolas o se reutilizan para otras actividades dentro de la misma industria petrolera. En todos los casos mencionados, se realizan los tratamientos al agua para cumplir con la normatividad vigente antes de cualquier descarga.

Los vertimientos de agua de producción a cuerpos de agua disminuyeron en un 7,64% en el año 2019; así mismo, se presentó una disminución del 14,1% de disposición al suelo pasando de 293.656 m^3 en 2018 a 252.244 m^3 en el 2019. El reúso de aguas de producción también aumentó 19 veces más, pasando de 75.382 m^3 en 2018, a 1.514.367 m^3 en el año 2019; además, la reutilización del agua para generación de energía, sistema contra incendios, entre otros destinos, pasó de 275.743 m^3 en el año 2018 a 706.657 m^3 en el año 2019.

El aumento en el reúso, reutilización, reinyección de estas aguas de producción y la disminución de los vertimientos en el suelo, resaltan la gestión de la industria petrolera por minimizar los impactos ambientales negativos.

1.4.2.1. ANÁLISIS DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

Se presenta el análisis y la desagregación de los diferentes destinos de las aguas de producción generadas por el sector de los hidrocarburos en el año 2019.

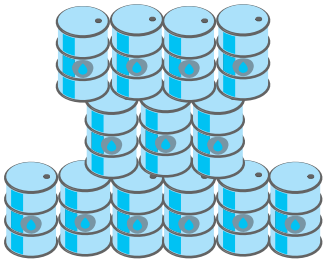
Las aguas de producción hacen referencia al volumen de agua producida que está asociada a la extracción de petróleo. Están contenidas en los yacimientos que tienen presencia de crudo y que por efectos del manejo de la presión se extraen junto con el hidrocarburo. Habitualmente, estas aguas no tienen características aprovechables, razón por la cual deben ser tratadas. En el caso de querer reusar se debe cumplir con lo estipulado en la resolución 1207 de 2014.

Al comparar los volúmenes de aguas de producción generados por cada barril de petróleo equivalente producido, se obtiene un indicador de 2,2 metros cúbicos de agua, lo que equivale, en otras unidades, a que por cada barril de crudo se generaron 13,08 barriles de estas aguas.



1 barril de crudo

2,2 metros cúbicos de agua



13,08 barriles de agua

Posterior a la obtención de los permisos necesarios, las medidas son: (1) reinyección para generar recobro mejorado o mantener la presión del yacimiento: (2) reinyección como disposición final; (3) realizar el vertimiento de estas aguas cumpliendo todos los parámetros normativos de calidad de agua para ser dispuestas en cuerpos de agua y en suelo; (4) reúso, y (5) reutilización en actividades propias del sector de hidrocarburos como los sistemas containcendio, entre otros.

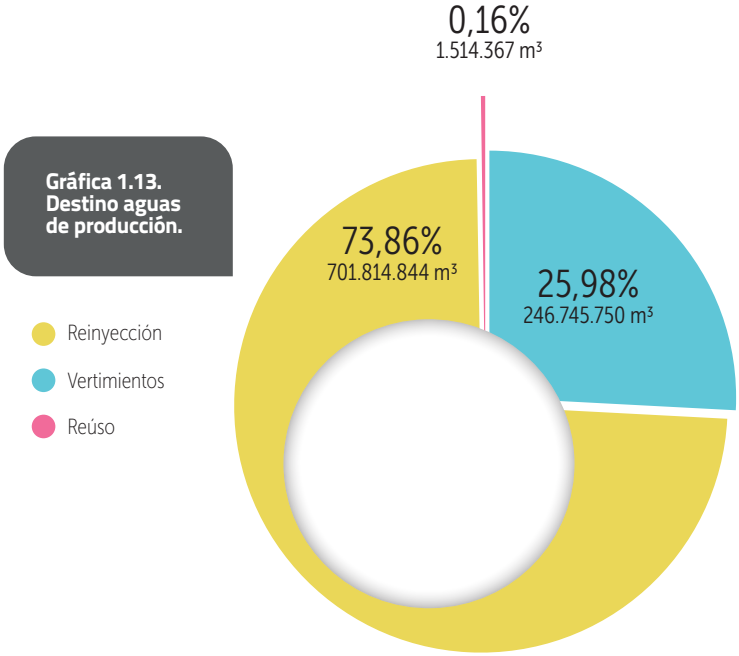
La reinyección para recobro mejorado es una alternativa de reutilización de agua.

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 geológica.

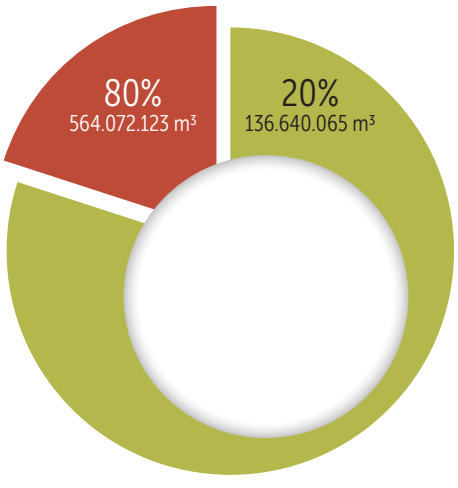
Una parte de las aguas de producción se dispone como vertimiento en cuerpos de agua superficial, esto mediante procedimientos autorizados por la autoridad ambiental y acordes con lo establecido en las normas vigentes.

1.4.2.2. DESTINO DE LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN

Gráfica 1.13. Destino aguas de producción.



Gráfica 1.14. Destino aguas de producción reinyectadas.



Del total de aguas de producción generadas, el 73% se reinyectan, de las cuales el 20% es para recobro mejorado, lo que se traduce en menos captaciones de agua y menores vertimientos y el 80% restante va como disposición final. Las que se reinyectan como disposición final se disponen en las formaciones de donde fueron extraídas.

Nota: Del balance de masas de las aguas de producción existen algunas pérdidas debido a los procesos de tratamiento, el transporte, los bombeos u otros, del que generan evaporación. Por lo tanto, el volumen que se dispone es menor al volumen que se produce. Esta situación ocurre en todos los procesos de tratamiento de aguas.

En la siguiente tabla se realiza una comparación de la producción de barriles de petróleo equivalente frente a las aguas de producción y su destino.

Tabla 1.8. Comparación producción vs aguas de producción.

	2016	2017	2018	2019
Producción (BOE)	404.365.218	406.085.130	409.861.420	424.815.835
Aguas de producción m^3	852.560.423	855.137.834	1.031.848.437	949.678.962
Barriles de agua / BOE	13,26	13,25	15,83	13,08
Aguas reinyectadas como disposición m^3	372.002.090	502.184.949	632.984.356	564.072.123
% aguas reinyectadas como disposición / total aguas de producción	43,6	58,7	61,34	59,4
Reutilización para recobro mejorado m^3	97.653.038	101.805.681	131.832.092	136.640.065
% Reutilización para recobro mejorado/- Total aguas de producción	11,4	11,9	12,7	14,4
% Aguas de producción vertidas / Total aguas de producción	44,9	29,3	25,9	25,9

1.4.3. GENERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS

Tabla 1.9. Indicadores de generación de residuos en la etapa de producción del año 2016 al 2019.

INDICADOR	UNIDAD	VALOR 2019	BOE AL AÑO 2019	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Residuos sólidos no peligrosos	m^3/BOE	0,00004	424.815.835	17.173	t	0,00005	0,00006	0,00009
Residuos peligrosos		0,00063		268.219		0,00044	0,00089	0,00033

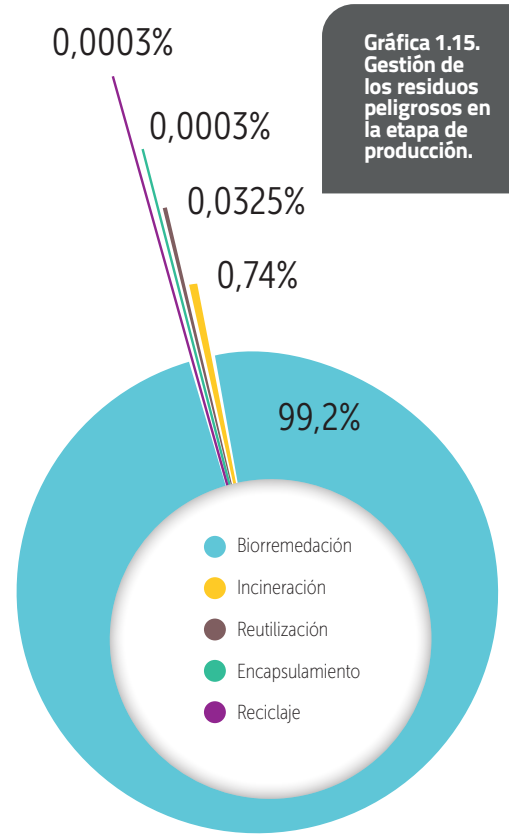
La generación de residuos no peligrosos disminuyó en el año 2019 con respecto a los tres últimos años. En el año 2019 se generaron 17.173 toneladas de residuos, 1.849 toneladas menos frente al año 2018.

1.4.3.1. GESTIÓN DE LOS RESIDUOS NO PELIGROSOS Y PELIGROSOS

Los residuos no peligrosos hacen referencia a escombros, residuos orgánicos, residuos vegetales, desechables, servilletas, plásticos, vidrio, papel, cartón y chatarra. El 51,81% del total de residuos no peligrosos se recicla, el 6,17% se incinera, el 1,6% se dispone como compostaje y el 40,33% se entrega a terceros para su disposición final.

Es de resaltar el alto porcentaje de residuos no peligrosos que se recicla, siendo más de la mitad del total que se genera durante la etapa de producción.

Gráfica 1.15. Gestión de los residuos peligrosos en la etapa de producción.



Entre los residuos peligrosos que genera la industria de hidrocarburos se encuentran los lodos aceitosos, que son definidas como una emulsión de varios hidrocarburos, agua, metales pesados y partículas sólidas. Estos se generan del mantenimiento de los tanques de almacenamiento de crudo y de los sistemas de tratamiento de crudo.

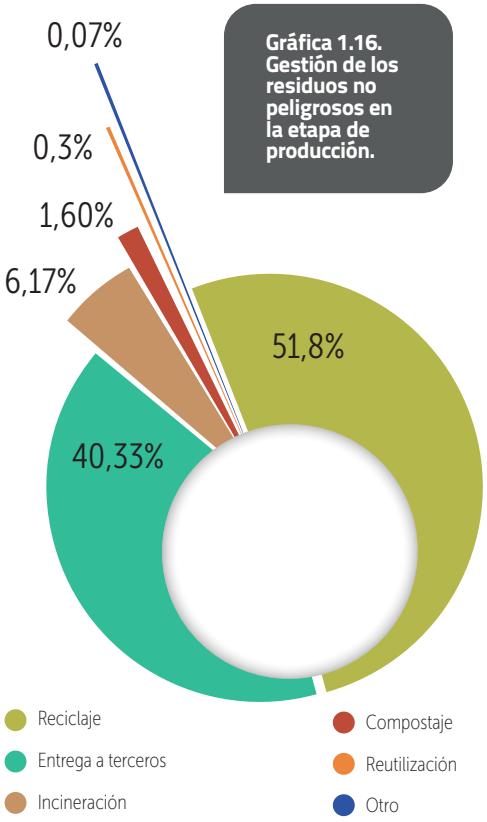
Otros residuos peligrosos que se generan en la etapa de producción están relacionados con todo aquello impregnado de hidrocarburo, grasas, químicos, baterías y pilas. El 99,2% del total de residuos peligrosos se trata con procesos de biorremediación.

1.4.4. EMISIONES ATMOSFÉRICAS

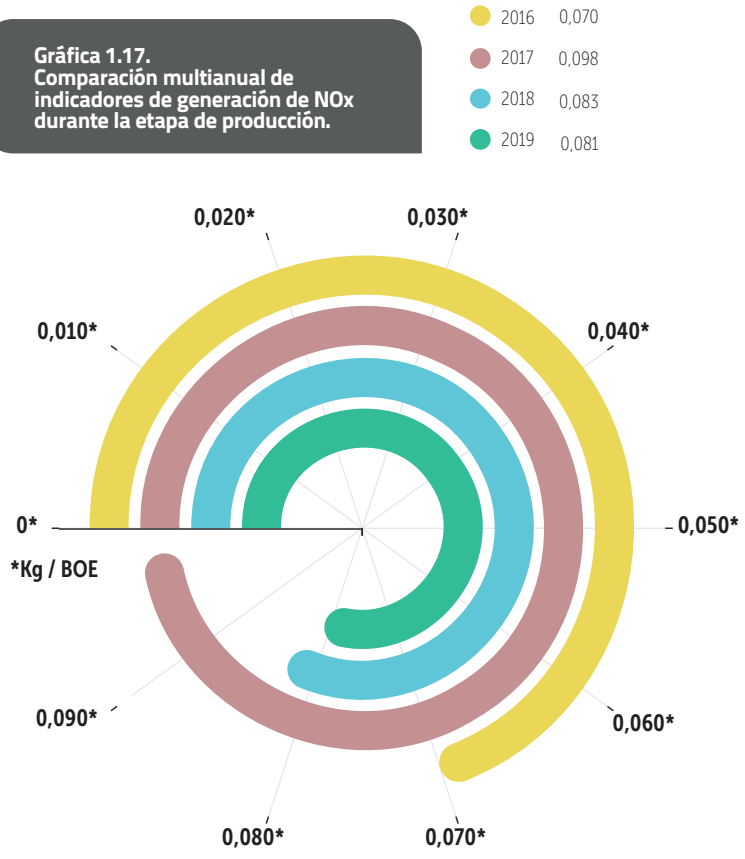
Tabla 1.10. Indicadores de generación de emisiones atmosféricas y de ruido en la etapa de producción de 2019.

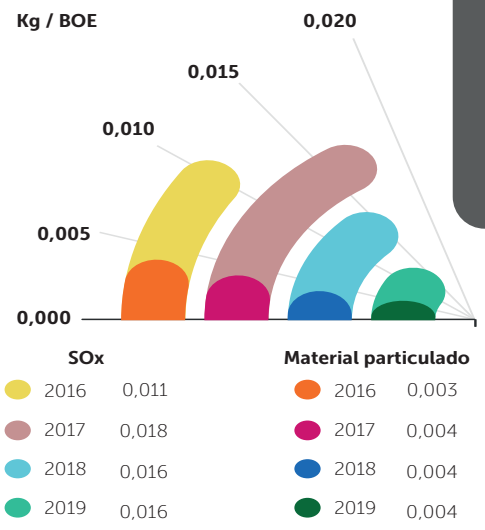
INDICADOR	UNIDAD	VALOR 2019	BOE AL AÑO 2019	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR 2018	2017	2016
Emisiones SOx	Kg /BOE	0,016	424.815.835	6.842.076	kg	0,016	0,018	0,011
Emisiones NOx		0,081		34.498.275		0,083	0,098	0,070
Emisiones CO2		22,16		9.414.229.614		21,781	24,061	24,059
Metano CH4		0,087		37.084.105		0,092	0,048	0,056
Material particulado		0,004		1.689.567		0,0041	0,004	0,003
Inmisión diurno	dB/ Proyecto	62		62	dB	61	59	57
Inmisión nocturno		63		63		59	62	55
Emisión diurno		66		66		69	61	62
Emisión nocturno		66		66		68	62	63

Gráfica 1.16. Gestión de los residuos no peligrosos en la etapa de producción.

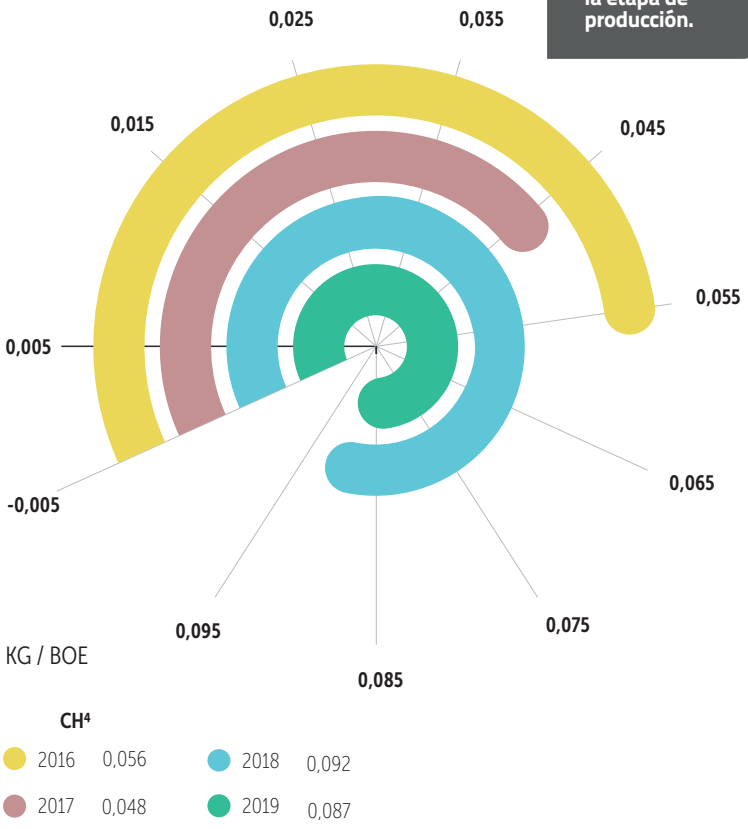


Gráfica 1.17. Comparación multianual de indicadores de generación de NOx durante la etapa de producción.





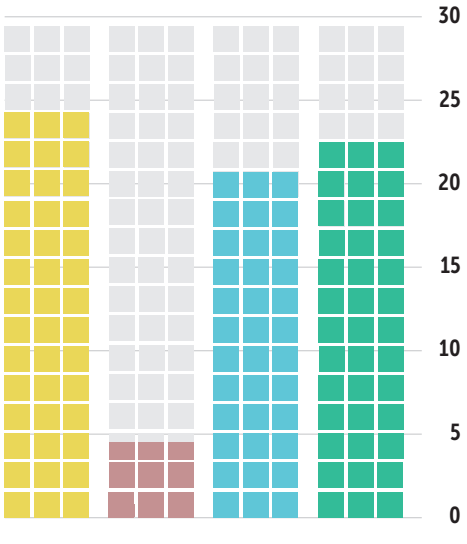
Gráfica 1.18. Comparación multianual de indicadores de generación de SOx y material particulado durante la etapa de producción.



Gráfica 1.19. Comparación multianual de indicadores de generación de CH4 durante la etapa de producción.

Los gases que se generan durante esta etapa son Metano (CH4), Oxidos de Nitrógeno NOX , Oxidos de Azufre (SOX) y Dioxido de Carbono CO2 los cuales presentan un aumento mínimo respecto al año 2018.

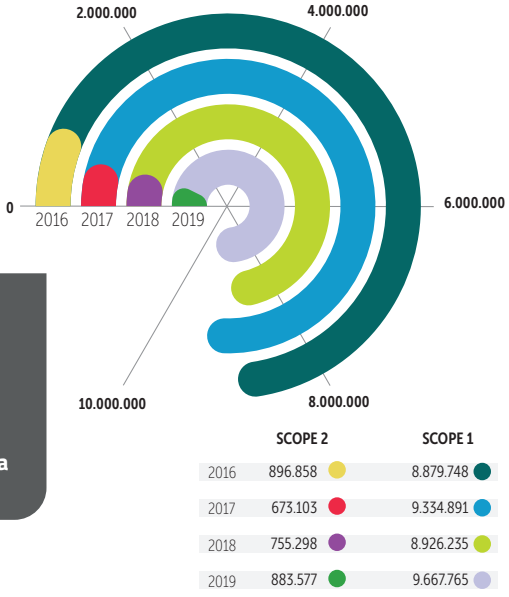
En el 2018 se emitieron 34.133 toneladas de NOx y en el año 2019 se emitieron 34.498 toneladas de NOx, 365 toneladas más. Respecto al metano este disminuyó 492 toneladas, pues en el año 2019 se emitieron 37.084 toneladas y en el 2018 37.576 toneladas.



Gráfica 1.20. Comparación multianual de indicadores de generación de CO2 durante la etapa de producción.

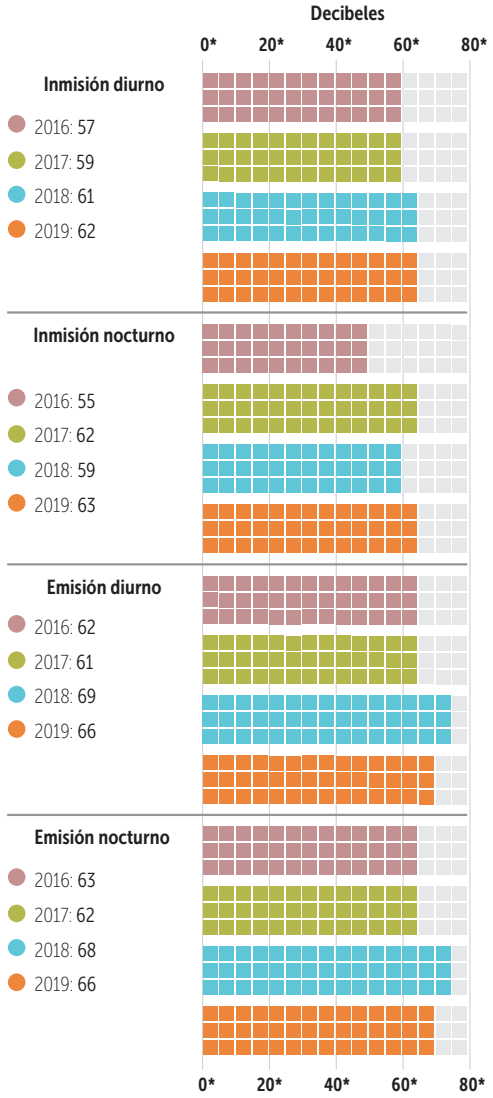
El dióxido de carbono (CO2) es el principal gas que se emite durante la etapa de producción del sector hidrocarburos. En el año 2019 se emitieron 9.414.229 toneladas, 487.116 toneladas más que en el año 2018.

Estas emisiones provienen principalmente de la quema y combustión de los motores, del funcionamiento de las plantas generadoras eléctricas y calderas, así como de procesos operativos de separación de productos. Estos aspectos vienen desarrollándose en programas de gestión frente al cambio climático y acciones de mitigación de gases de efecto invernadero, en conjunto con el Ministerio de Energía en la formulación del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector mineroenergético - PIGCCMe.



Gráfica 1.21. Comparación multianual de indicadores de generación de GEI directas e indirectas durante la etapa de producción.

1.4.5. RUIDO



Gráfica 1.22. Comparación multianual de indicadores de generación de ruido durante la etapa de producción.

La generación de ruido[9] durante los últimos cuatro años ha sido similar. La generación de ruido diurno se mantiene mayor con respecto al ruido nocturno con diferencias de 1 a 3 decibeles.

1.4.6. CONSUMO DE ENERGÍA

El consumo de energía total anual aumentó en la etapa de producción, pasando de 9.620.215.880 kWh en el año 2018 a 10.389.346.160 kWh.De los kW consumidos en el año 2019, 6.691.397.308 kWh fueron por autogeneración de energía eléctrica, representando el 64,4% del total de energía consumida.

Tabla 1.11. Indicadores de captación de agua y generación de vertimientos en la etapa de transporte

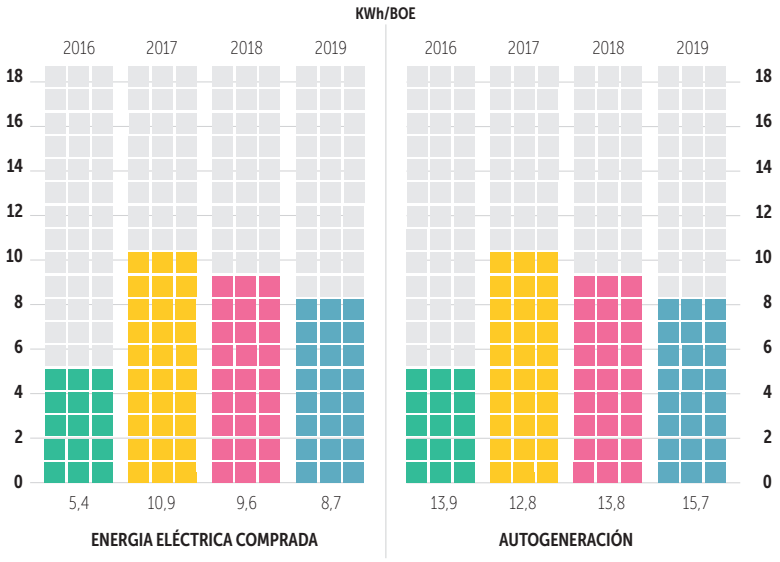
1.5. INDICADORES PARA TRANSPORTE

En el año 2019 se transportaron en Colombia en promedio 1.152.950 barriles por día, para un total anual de 420.826.750[8] barriles.

[8] *Incluye crudo y producto, no incluye el transporte por carrotanque.*

INDICADOR	UNIDAD	VALOR 2019	BOE TRANSPORTADOS	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR 2018	INDICADOR 2017	INDICADOR 2016
Captación de agua uso industrial	m³/BOE transportado	0,00019	420.826.750	80.133,59	m³	0,00028	0,00026	0,00035
Captación de agua para uso doméstico		0,00044		186.291,32		0,00045	0,00045	0,00046
Vertimientos industriales		0,00018		74.888,83		0,00019	0,00023	0,00022

Gráfica 1.23. Comparación multianual del indicador de consumo de energía eléctrica por barril de petróleo equivalente



En la etapa de transporte los valores generados anualmente son muy similares. Este tipo de actividad es altamente automatizada y estandarizada lo que permite un control constante de las variables ambientales en la operatividad de los proyectos.

La variación de los volúmenes totales dependerá del total de los barriles transportados anualmente y la capacidad instalada de los ductos.

[9] *La inmisión de ruido es el efecto que el emitido (emisión de ruido) por una fuente tiene en el ambiente y la gente una vez que se ha propagado a través del aire, el líquido y los sólidos (deposición). La intensidad de la inmisión de un ruido depende de la distancia desde la fuente de sonido.*

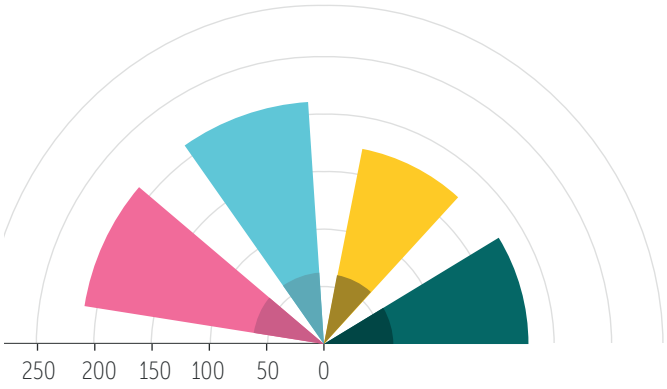
EMISIONES ATMOSFÉRICAS Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE								
INDICADOR	UNIDAD	VALOR 2019	BOE TRANSPORTADO AL AÑO 2019	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Emisiones SOx	Kg/ BOE transportado	0,00179	420.826.750	751.688,6	kg	0,0018	0,0020	0,0025
Emisiones NOx		0,00449		1.890.826,1		0,0047	0,0065	0,0075
Emisiones CO2		0,51798		217.981.923,9		0,5326	0,6415	0,7815
Metano CH4		0,00188		790.870,5		0,0017	0,0017	0,0024
Material particulado		0,00011		44.416,4		0,0001	0,0002	0,0002
Consumo de crudo	Barril consumido /BOE transportado	0,00033		137.463,1	Barriles	0,000308	0,000467	0,0005
Consumo de gas	KPC/ BOE transportado	0,0026		1.110.889,0	KPC	0,002603	0,002579	0,0026
Consumo biodiésel	Barril consumido /BOE transportado	0,00009		37.425,0	Barriles	0,000176	0,000190	0,0002

Tabla 1.12.
Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustibles para la etapa de transporte del año 2016 al 2019

1.5.1. GENERACIÓN DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS

La generación de dióxido de carbono CO2 y óxidos de nitrógeno NOx, es de los gases de mayor emisión en la etapa de transporte de hidrocarburos.

Gráfica 1.24.
Comparación multianual de indicadores de generación de GEI directas e indirectas durante la etapa de transporte.



SCOPE 1		SCOPE 2	
2016	211.081,2	2016	61.841,5
2017	2011.081,2	2017	6841,5
2018	172.395,9	2018	60.489,6
2019	178.187,1	2019	59.771,9

1.6. INDICADORES PARA REFINACIÓN

1.6.1. CAPTACIÓN DE AGUA, GENERACIÓN DE VERTIMIENTOS Y RESIDUOS SÓLIDOS

Se observa que la captación de agua para uso industrial tuvo una leve disminución con respecto a los últimos tres años. Se captaron en el 2019 un total de 29.282.663 m^3 en la etapa de refinación, 393.288 m^3 menos que en el año 2018, lo que representó una disminución del 1,3%.

Tabla 1.13.
Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos durante la etapa de refinación del 2016 al 2019

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR	BARRILES REFINADOS	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Captación de agua uso industrial	m^3 / Barril refinado	0,215	136.382.250	29.282.662,6	m^3	0,218	0,234	0,367
Captación de agua uso doméstico		0,012		1.668.014,3		0,011	0,012	0,018
Vertimientos industriales		0,136		18.512.243,2		0,132	0,130	0,215
Vertimientos domésticos		0,00093		126.400,0		0,00092	0,00094	0,00154
Residuos sólidos no peligrosos	t / Barril refinado	0,00135		184.658,5	t	0,00045	0,00052	0,00032
Residuos peligrosos		0,00010		13.818,2		0,00011	0,00013	0,00017

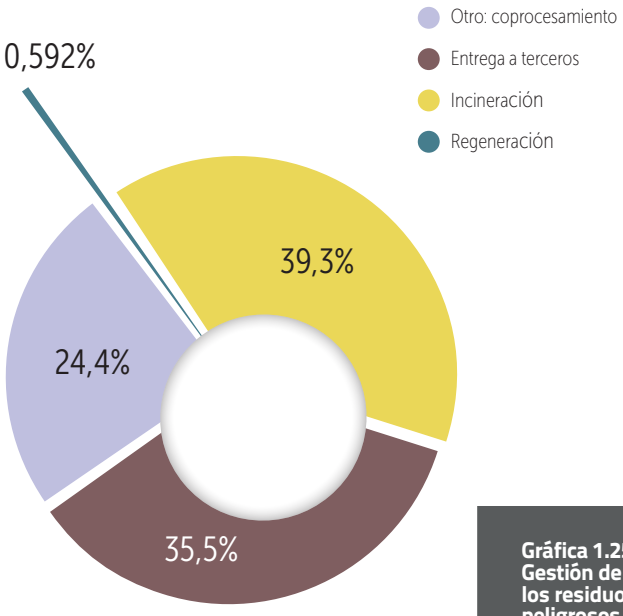
Los vertimientos industriales en el año 2019 se incrementaron en un 3% con referencia al año 2018 en m^3 por cada barril refinado. En el año 2016 se presentó un aumento en la captación de agua para uso industrial, debido a la finalización de la construcción y puesta en marcha de la Refinería de Cartagena.

1.6.2 GENERACIÓN DE RESIDUOS EN REFINACIÓN

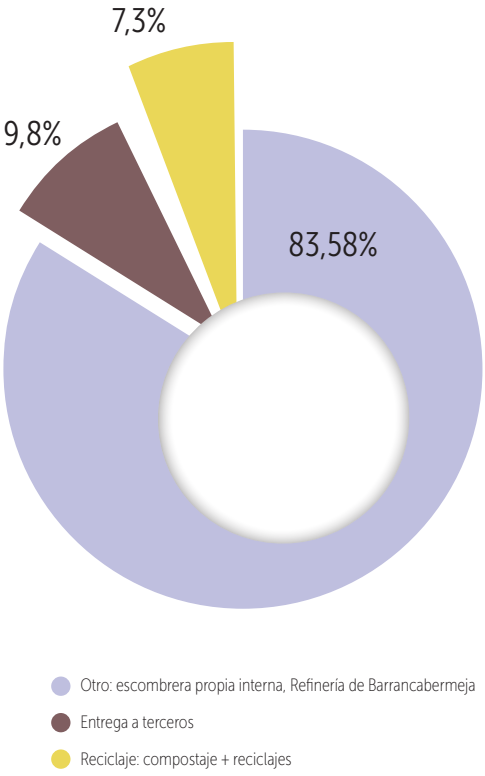
Se presentó una disminución en la generación de residuos peligrosos durante la etapa de refinación en un 9% en contraste con el año 2018 por barril producido.Sobre los residuos no peligrosos, estos aumentaron[11] en el 2019 dos veces en comparación con2018.

Dentro de la clasificación de residuos sólidos no peligrosos entran residuos orgánicos, residuos reciclados y residuos ordinarios e inertes; con respecto a la clasificación de los residuos ordinarios e inertes, los inertes en su mayoría hacen referencia a escombros. El aumento en el indicador para el año 2019 se debe a que en este año se generaron 163.096 t de escombros por la construcción de la PTAR de la refinería de Barrancabermeja. Los indicadores en los años 2017 y 2018 aumentaron debido a la construcción de nuevas plantas en la refinería de Cartagena.

[11] Residuos no peligrosos: el aumento se debe a la reactivación de proyectos de refinación con alta generación de escombros. Se inició la construcción de la planta PTAR en el marco de lo autorizado en el plan de reconversión a tecnologías limpias en gestión de vertimientos, en cumplimiento de la Resolución 631 de 2015; la planta tiene como plazo de entrada en funcionamiento el 01 de enero de 2021, las obras iniciaron en el año 2019. Así mismo, se realizaron paradas de planta, que tienen frecuencias entre tres y cinco años, actividades que generaron escombros.



Gráfica 1.25. Gestión de los residuos peligrosos en la etapa de refinación.



Gráfica 1.26. Gestión de los residuos no peligrosos en la etapa de refinación.

Los residuos no peligrosos generados en esta etapa son en su mayoría chatarra, escombros, residuos ordinarios, residuos vegetales y madera. De los residuos no peligrosos generados en esta etapa de la cadena productiva, el 83,58% es llevado a la escombrera propia interna de la refinería de Barrancabermeja , el 9,8% es reciclable y allí también se incluyó la cantidad de residuos que entraron a proceso de compostaje que en el año 2019 fueron 16.438 t y finalmente el 7,34% de los residuos fue entregado a terceros.[12]

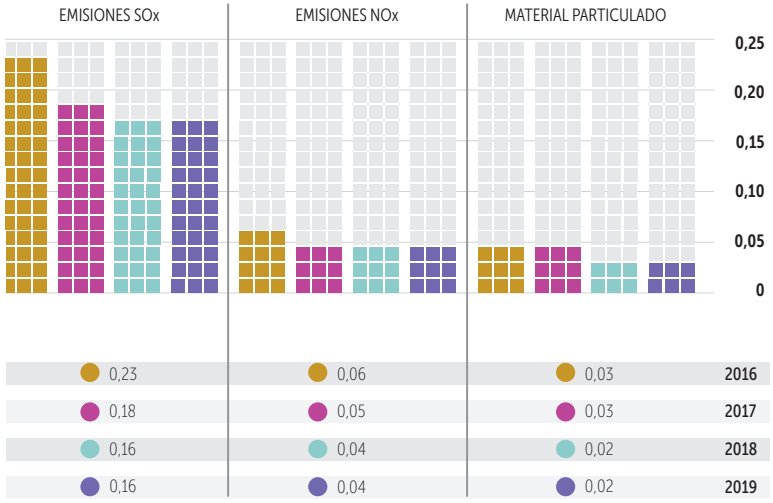
De acuerdo con los residuos peligrosos, el El 100% se entrega a terceros de los cuales 60% entra a celdas de seguridad y bioremediación, 40% incineración y coprocesamiento. Estos residuos resultan del mantenimiento de equipos y de las operaciones normales de las refinerías, los cuales se constituyen principalmente por lodos aceitosos, elementos y filtros de procesos sin partes metálicas impregnados con hidrocarburos.

[12] Los procesos de reciclaje,regeneración,compostaje,coprocesamiento e incineración los hacen gestores externos.

1.6.3. GENERACIÓN DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR	BARRILES REFINADOS	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR 2018	INDICADOR 2017	INDICADOR 2016
Emisiones NOx	Kg / Barril refinado	0,04	136.382.250	5.717.922	Kg	0,04	0,04	0,06
Emisiones SOx		0,16		21.551.299		0,16	0,16	0,23
Emisiones CO2		41,52		5.662.518.322		43,57	43,57	55,25
Emisiones CH4		0,06		8.180.310		0,06	0,06	0,08
Material particulado		0,02		3.051.445		0,02	0,02	0,03
PARÁMETRO	**UNIDAD**	**VALOR**	**BARRILES REFINADOS**	**TOTAL**	**UNIDAD**	**INDICADOR 2018**	**INDICADOR 2017**	**INDICADOR 2016**
Consumo de gas	Kg / Barril refinado	0,1	136.382.250	14.574.998,9	Kg	0,1	0,0496	0,0781
Gas quemado en tea		0,03		510.086,3		0,004	0,5015	0,8653

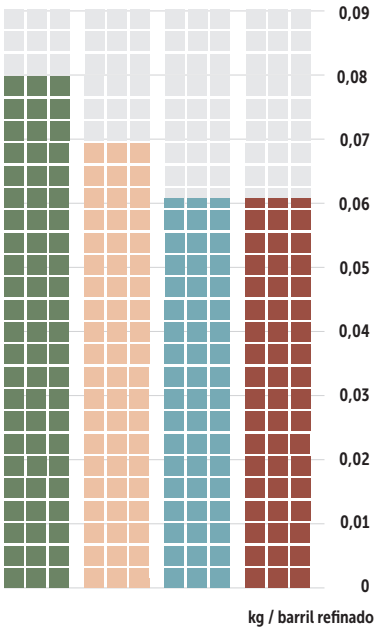
Tabla 1.14. Indicadores de emisiones atmosféricas y consumo de combustibles en la etapa de refinación del 2016 al 2019.



Gráfica 1.27. Comparación multianual de los indicadores de generación de SOx,NOx y material particulado durante la etapa de refinación

Con relación al metano, en el año 2019 se emitieron 303 toneladas menos que en el 2018 de este gas. La cantidad de óxidos de nitrógeno en el año 2019 tambien disminuyeron en un 5% referente a la cantidad emitida de este mismo gas en el año 2018.

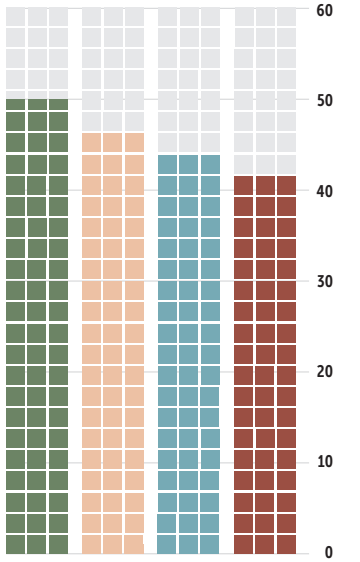
Las emisiones de SOx, CH4 y CO2 son las principales dentro de la etapa de refinación del sector hidrocarburos.



Gráfica 1.28. Comparación multianual de los indicadores de generación de CH4 durante la etapa de refinación

Emisiones CH_4

2016: 0,08
2017: 0,07
2018: 0,06
2019: 0,06

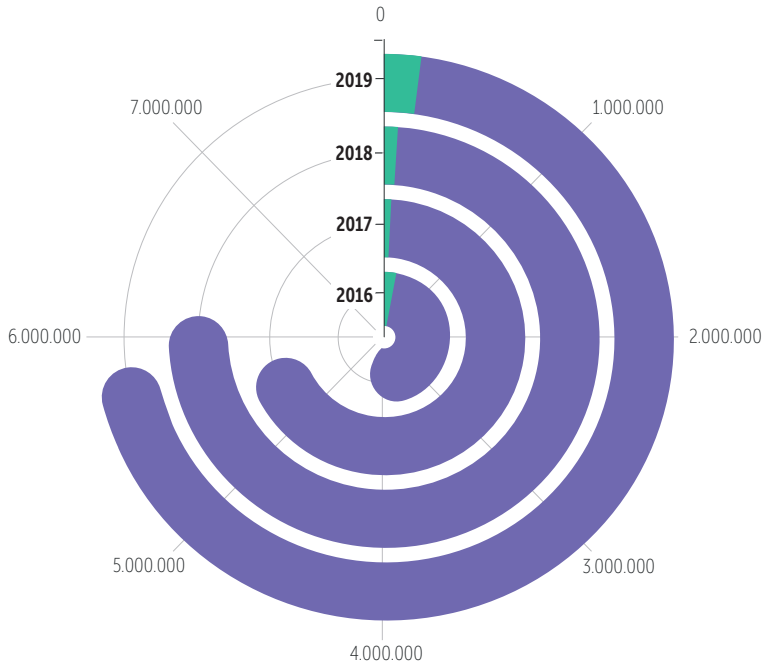


Gráfica 1.29. Comparación multianual de indicador de generación de CO2 en la etapa de refinación

CO_2

2016: 55,3
2017: 44,3
2018: 43,6
2019: 41,5

Las emisiones de dióxido de carbono en esta etapa productiva han tenido una tendencia a la baja, pues en el año 2018 se emitieron 5.936.289 toneladas de CO2 en comparación con el año 2019 cuando se emitieron 5.662.518 toneladas de este mismo gas, lo que quiere decir que la etapa de refinación dejó de emitir para el año 2019 un total de 273.771 toneladas de CO2.



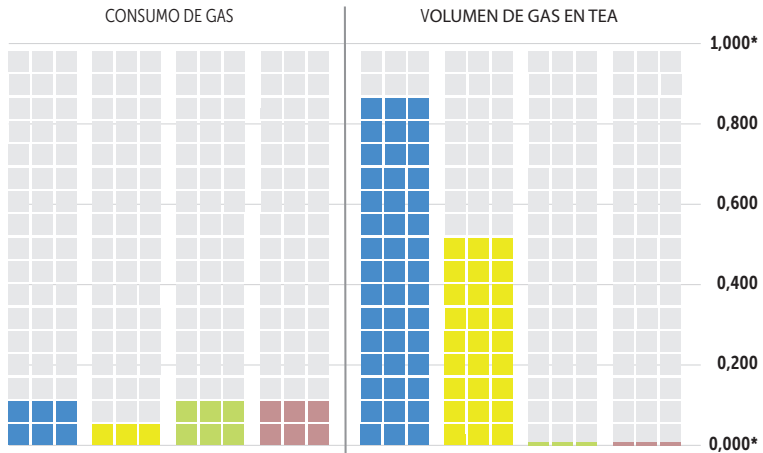
t de CO_2 equivalente / año

Gráfica 1.30. Comparación multianual de indicadores de GEI directas e indirectas durante la etapa de refinación.

SCOPE 1	
2016	4.483.779
2017	5.833.245
2018	6.161.272
2019	5.878.702

SCOPE 2	
2016	141
2017	52
2018	65
2019	604

Las emisiones directas se disminuyeron en un 4,5% en el 2019, en comparación con el año 2018. El segmento refinación consume energía autogenerada casi en su totalidad, es por esto que las emisiones reportadas son tan bajas; sin embargo, en 2019 en la Refinería de Barrancabermeja se tuvieron algunos eventos de indisponibilidad de generación energía eléctrica y vapor, que llevaron a realizar algunos consumos a la red nacional.



KPC / barril refinado		
0,078	0,865	2016
0,050	0,502	2017
0,105	0,005	2018
0,107	0,004	2019

Gráfica 1.31. Comparación multianual de indicadores de consumo de gas durante la etapa de refinación

El consumo de gas en tea presenta una disminución importante en relación con los tres últimos años, siendo 2019 el de menos consumo de gas en tea.

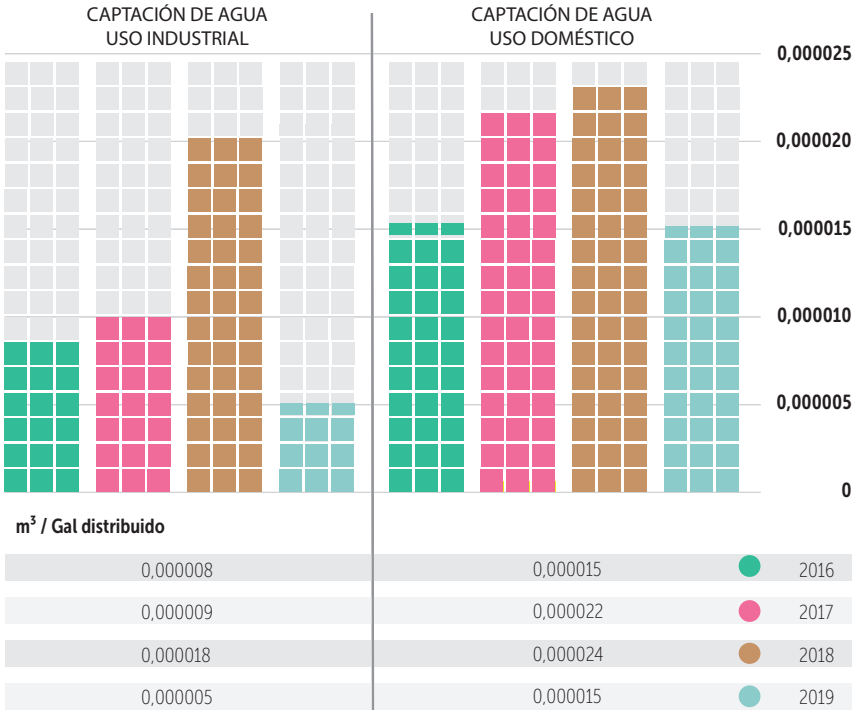
1.7. INDICADORES PARA DISTRIBUCIÓN

Los indicadores de distribución para el año 2019 se establecieron de acuerdo con los datos reportados por las compañías de distribución mayorista de combustibles en el país. Se resalta la distribución de 4.584 millones de galones entre gasolina, diésel y combustibles de aviación en el año 2019.

1.7.1. CAPTACIÓN DE AGUA, GENERACIÓN DE VERTIMIENTOS Y RESIDUOS SÓLIDOS

Tabla 1.15.
Indicadores de captación de agua, generación de vertimientos y residuos durante la etapa de distribución para los años 2016 al 2019

PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR 2019	GALONES DISTRIBUIDOS	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Captación de agua uso industrial	m³ / Barril refinado	0,000005	4.584.000.000	23.038,4	m³	0,0000184	0,000009	0,000008
Captación de agua uso doméstico		0,000015		70.616,9		0,0000238	0,000022	0,000015
Vertimientos industriales		0,000001		4.743,7		0,0000014	0,000002	N/R
Vertimientos domésticos		0,000005		20.941,9		0,0000039	0,000002	N/R
Residuos sólidos no peligrosos	t / Barril refinado	0,000011		52.633,02	t	0,0000168	0,000058	0,000013
Residuos peligrosos		0,000013		57.796,6		0,0000170	0,000042	0,000020



Gráfica 1.32.
Captación multianual de agua para uso doméstico

La etapa de distribución es la etapa productiva con menos consumo de recursos.

La captación de agua para uso doméstico en el año 2019 disminuyó, consumiéndose 34.175 m³ menos que en el año 2018, mientras que la captación para uso industrial disminuyó en 58.267 m3 con respecto al 2018.

Los vertimientos industriales disminuyeron en el año 2019 en un 22% frente al año 2018, pues pasó de 6.134 m³ a 4.744 m³; con respecto a los vertimientos domésticos, estos aumentaron en un 22%, pasando de 17.115 m³ a 20.942 m³.

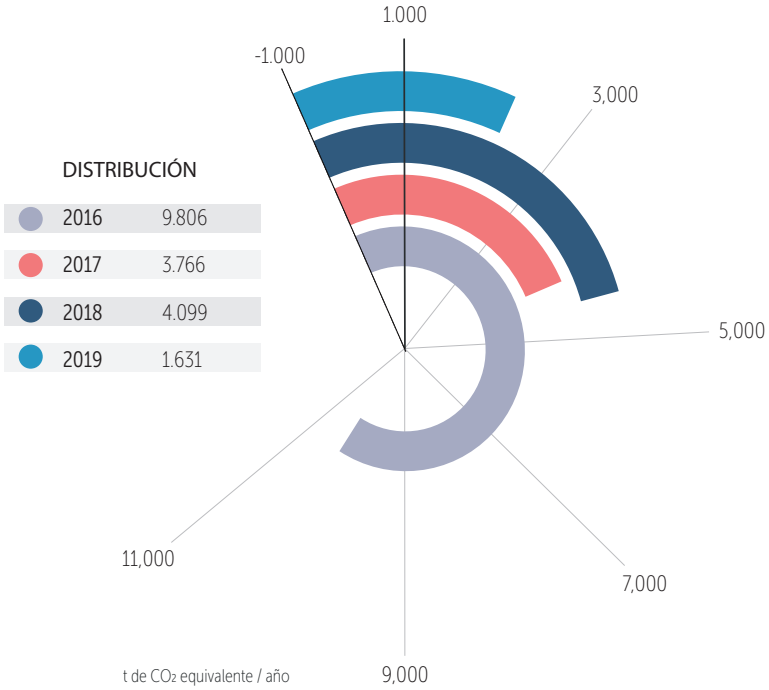
Tanto la generación de residuos no peligrosos como peligrosos disminuyó en el año 2019. Se generaron 52.633 toneladas de residuos no peligrosos mientras que en el año 2018 fueron 73.956 toneladas, una disminución del 28,8%.

Los residuos peligrosos también cayeron durante 2019, ya que se generaron 17.315 toneladas menos que en el año 2018. Estos residuos están relacionados principalmente con baterías base plomo, RAEES (Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos) y emulsiones de desechos de aceite y agua.

1.7.2. GENERACIÓN DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS

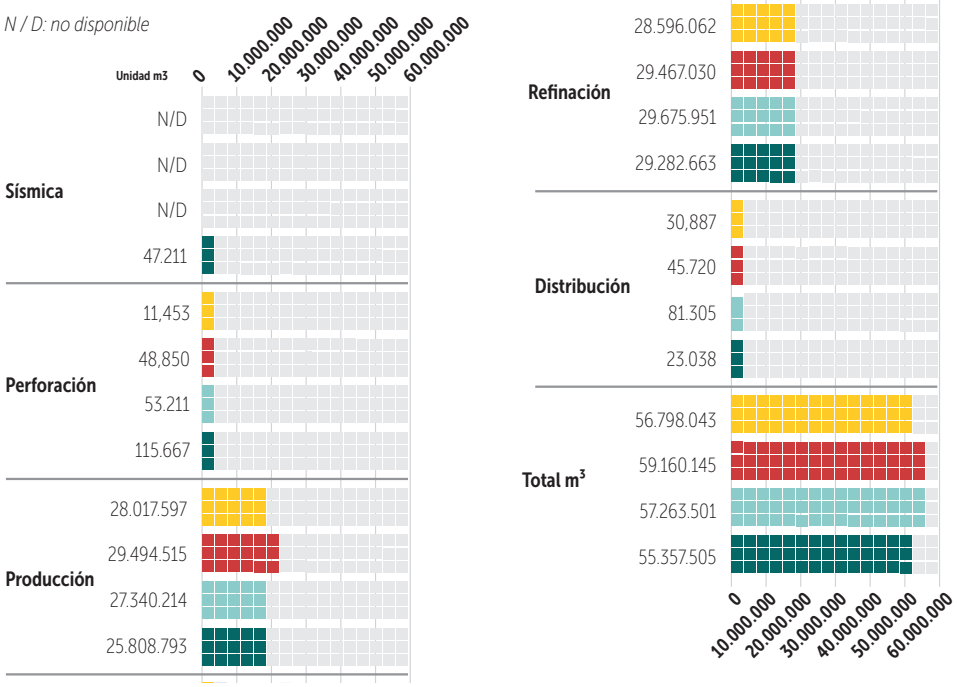
EMISIONES ATMOSFÉRICAS								
PARÁMETRO	UNIDAD	VALOR 2019	GALONES DISTRIBUIDOS	TOTAL	UNIDAD	INDICADOR		
						2018	2017	2016
Emisiones SOx	Kg/ Galón distribuido	0,0000000057	4.584.000.000	26,2	kg	0,000000002	0,0000000039	N/R
Emisiones CO2		0,00012		559365,3		0,0006	0,0010	0,0022

Tabla 1.16. Indicadores de emisiones atmosféricas durante la etapa de distribución del año 2016 al 2019



Gráfica 1.33. Comparación multianual de indicadores de GEI directas durante la etapa de distribución

1.8. CAPTACIÓN DE AGUA POR TODO EL SECTOR Y POR CADA ETAPA PRODUCTIVA



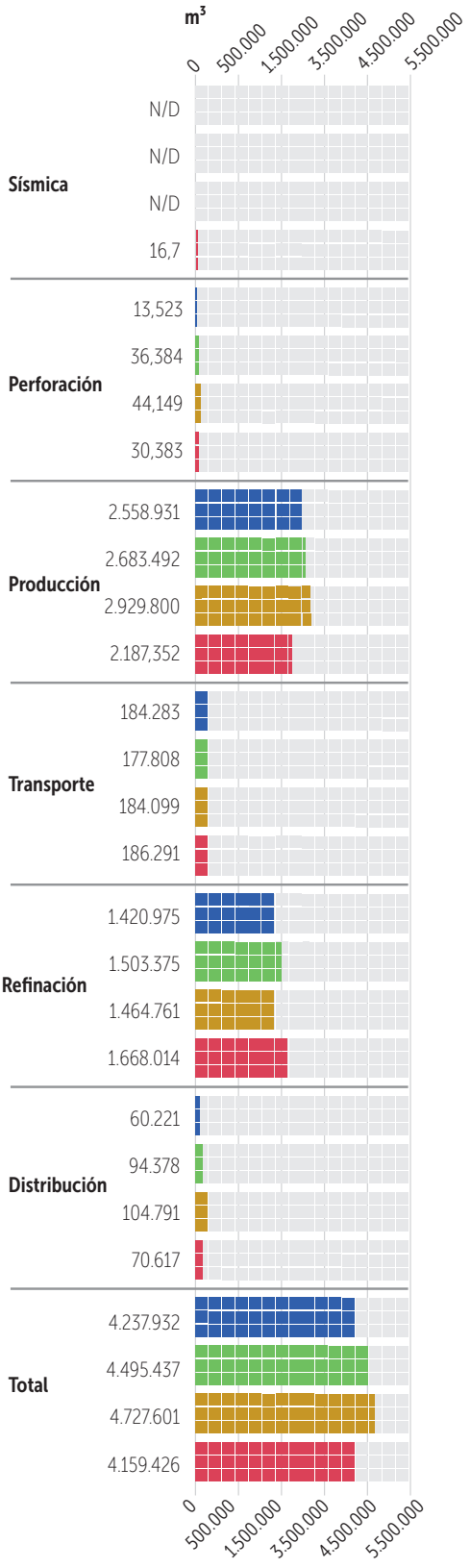
Gráfica 1.34. Captación de agua industrial multianual por etapas

2016
2017
2018
2019

N / D: no disponible

En el año 2019, en todo el sector captó 55.357.505 m³ de agua para uso industrial,1.905.996 m³ menos que en el año 2018, lo que representa un 3,32% de disminución.

La etapa productiva que capta más agua para uso industrial es la de refinación, seguida por la de producción. La mayor captación se presentó en el año 2018 en la etapa de refinación con 29.675.951 m³.



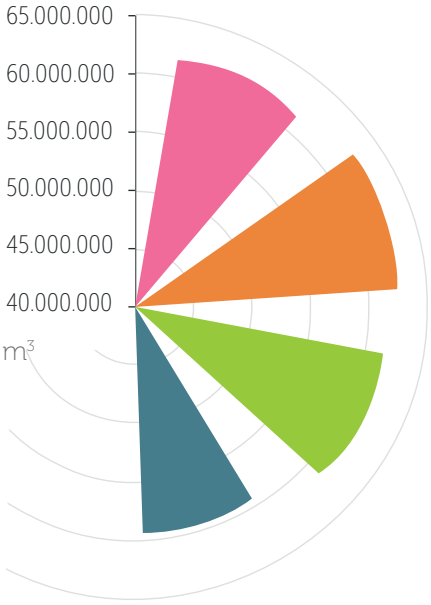
Gráfica 1.35. Captación de agua para uso doméstico multianual por etapas

2016
2017
2018
2019

N / D: no disponible

La etapa de producción es la que más capta agua para uso doméstico de toda la cadena productiva. La captación de agua para uso doméstico en total para el sector disminuyó, en el 2018 se usaron 4.727.601 m³, mientras que en el año 2019 se captaron 4.159.426 m³ de agua para uso doméstico, 568.175 m³ menos, lo que representa una reducción del 12%.

Gráfica 1.36. Captación total del sector en los años 2016 al 2019.

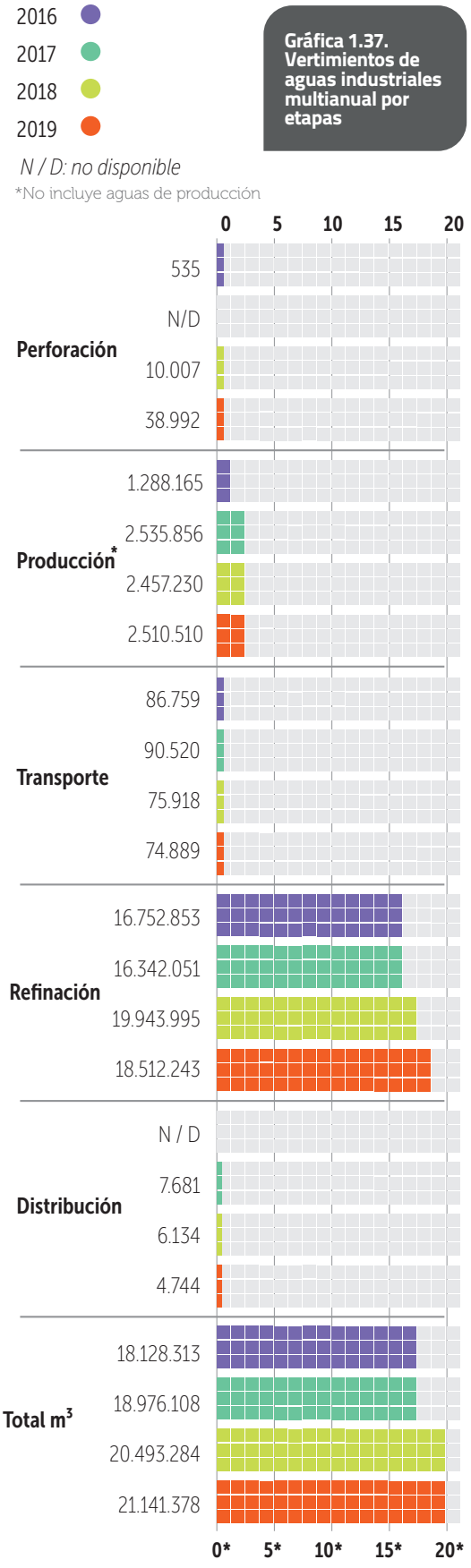


m³

2016	61.035.976
2017	63.655.582
2018	61.991.101
2019	59.516.931

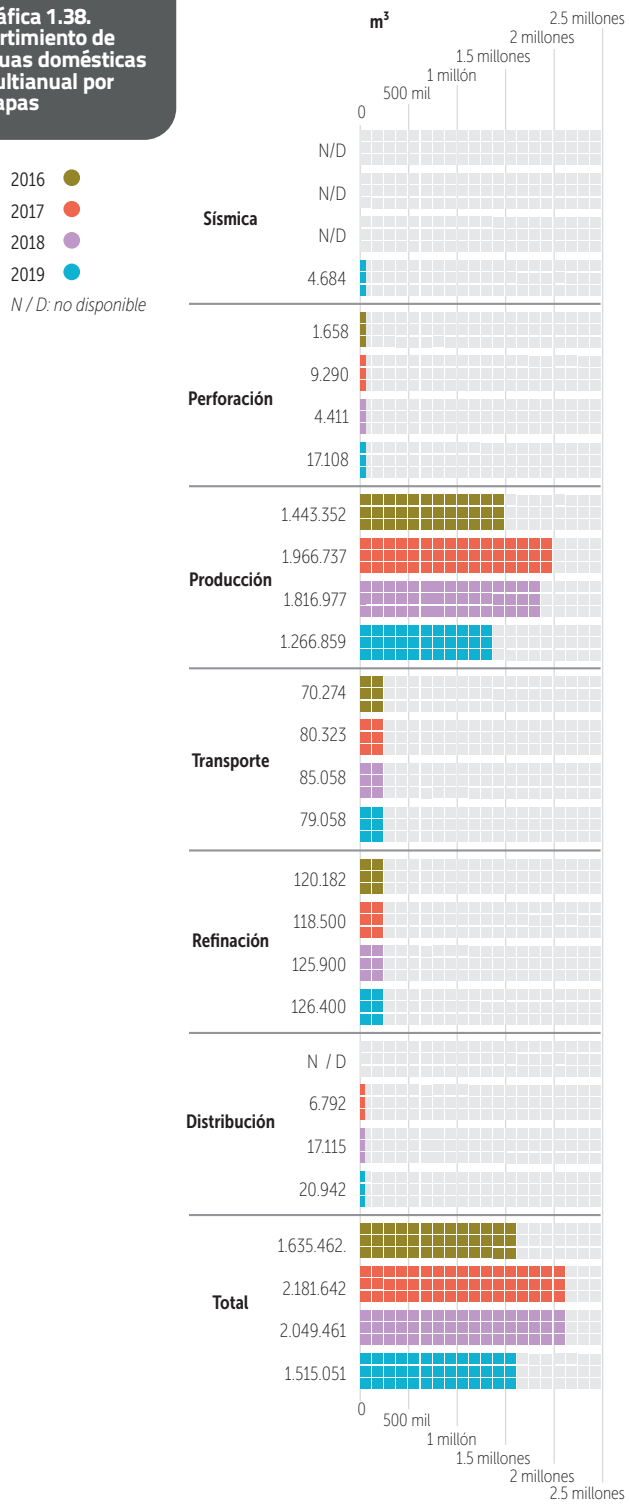
El sector hidrocarburos en el año 2019 captó en total 59,5 millones de m³, lo que representa una disminución del 4% frente al año 2018.

Gráfica 1.37. Vertimientos de aguas industriales multianual por etapas

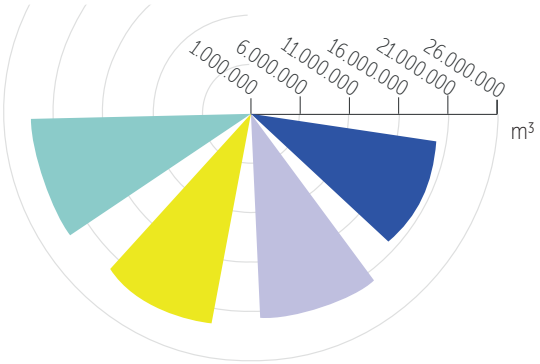


Así como la etapa de refinería del petróleo es la que consume más agua para uso industrial, es la que genera mayores vertimientos, seguida de la etapa de producción.

Gráfica 1.38. Vertimiento de aguas domésticas multianual por etapas



La etapa que genera más vertimientos de este tipo es la etapa de producción, seguida por las de refinería y transporte.



Gráfica 1.39. Vertimientos del sector años 2016 al 2019.

2016	19.763.779
2017	21.157.750
2018	22.542.745
2019	22.656.429

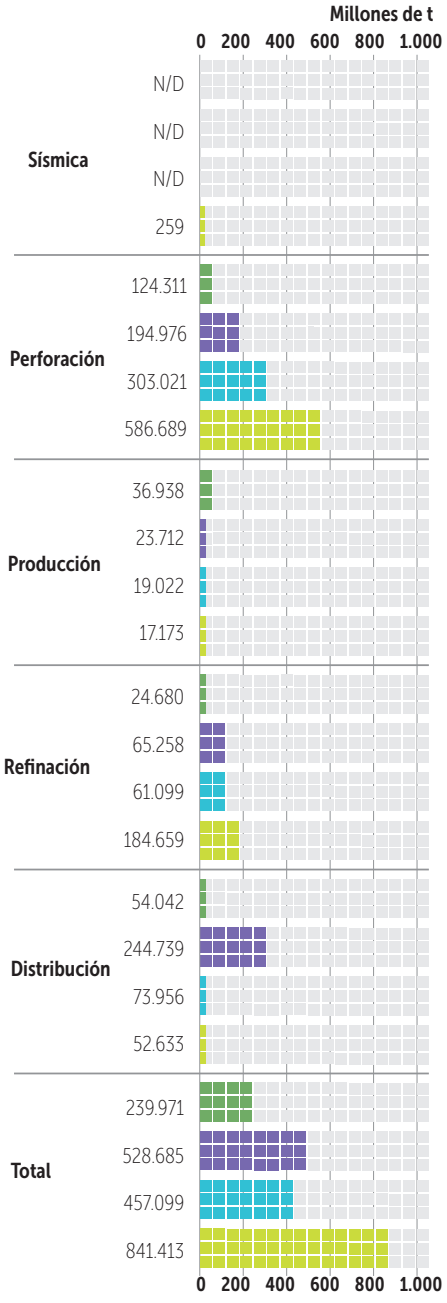
Nota: No incluye aguas de producción

1.9. GENERACIÓN DE RESIDUOS POR TODO EL SECTOR Y CADA ETAPA PRODUCTIVA

1.9.1. GENERACIÓN DE RESIDUOS NO PELIGROSOS

La generación de residuos sólidos no peligrosos aumentó en contraste con el año 2018 en 384.314 toneladas más que en el año 2019; este incremento del 2018 al 2019 fue del 84%. Los residuos inertes (escombros) son los que representan el mayor porcentaje seguido de los residuos orgánicos; así mismo, se clasifican como no peligrosos los residuos vegetales, papel, vidrio, plástico, servilletas y residuos ordinarios.

La etapa de perforación fue la que aportó la mayor cantidad de residuos solidos no peligrosos.

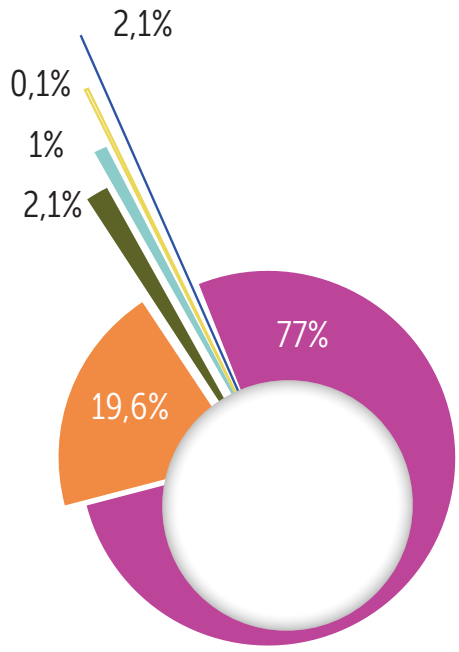


Gráfica 1.40. Generación de residuos no peligrosos por etapas multianual.

2016
2017
2018
2019

N / D: no disponible

1.9.1.1 GESTIÓN DE LOS RESIDUOS NO PELIGROSOS



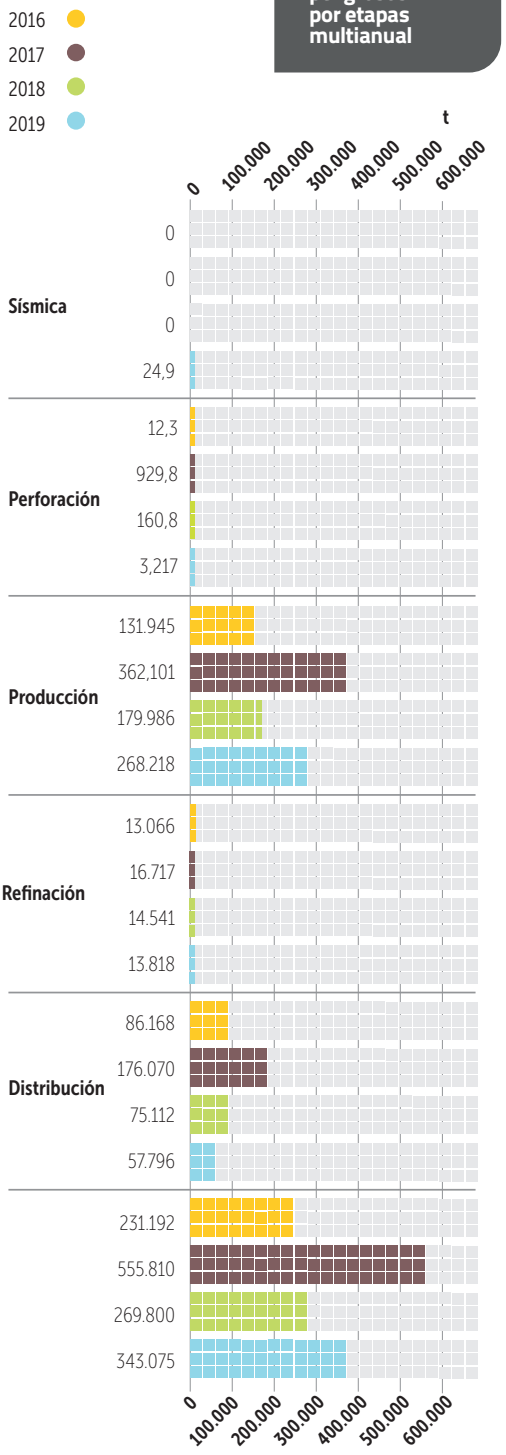
Gráfica 1.41. Gestión de los residuos no peligrosos generados por el sector

- Entrega a terceros
- Otro:lombricultura e inertes (escombrera de la refinería de Barrancabermeja)
- Compostaje
- Reciclaje
- Incineración
- Reutilización

La mayoría de los residuos no peligrosos que se generan en el sector se entrega a gestores terceros que se encargan de su adecuada disposición final.

1.9.2. GENERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS PELIGROSOS POR TODO EL SECTOR Y POR CADA ETAPA PRODUCTIVA

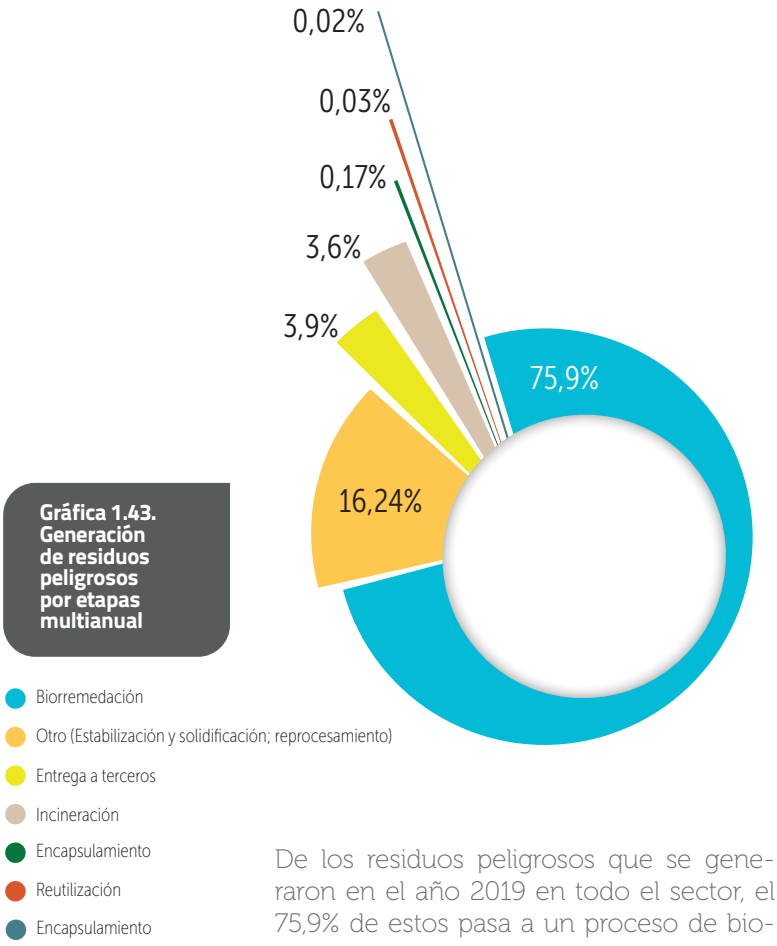
Gráfica 1.42. Generación de residuos peligrosos por etapas multianual



En la etapa de producción se genera la mayor cantidad de residuos peligrosos, seguido por refinería.

1.9.2.1 GESTIÓN DE RESIDUOS PELIGROSOS

Gráfica 1.43. Generación de residuos peligrosos por etapas multianual



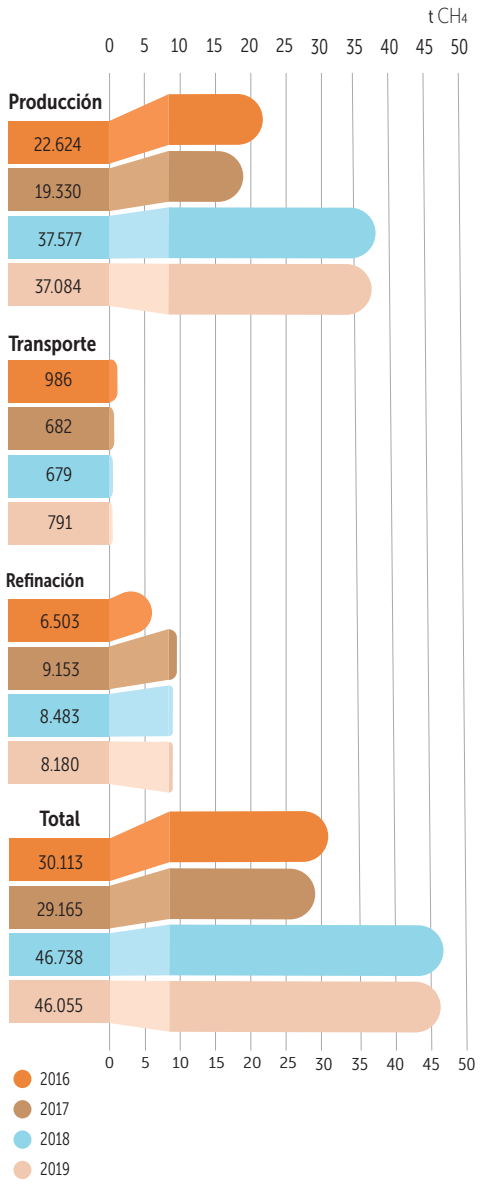
De los residuos peligrosos que se generaron en el año 2019 en todo el sector, el 75,9% de estos pasa a un proceso de biorremediación; el 16,24% que se clasifica como otros, entra a proceso de estabilización y solidificación, y en algunos casos por procesos de corprocesamiento; el 3,96% se entrega a terceros, y el 3,6% se incinera. El 0,025% se reutiliza y el 0,17% se encapsula.

1.9.3. GENERACIÓN DE EMISIONES ATMOSFÉRICAS EN TODO EL SECTOR

La etapa productiva que más cantidad de óxidos de nitrógeno emite a la atmósfera es producción, seguida de refinería y transporte. En el año 2019 se emitieron 42.107 toneladas, 106 más que en el año 2018, lo que representa un incremento del 0,25%.

En el año 2019 se emitieron 29.145 toneladas de SOx, la etapa que más aportó fue refinería, seguida de producción y transporte. Se aumentó en 260 toneladas, lo que representa un incremento del 0,9%.

En el 2019 se emitieron 15.295.289 toneladas de CO2, generadas en su mayoría durante la etapa de producción. El dióxido de carbono es el gas que más se produce a lo largo de todo el proceso productivo del



Gráfica 1.44. Generación de CH4 por etapa multianual

sector hidrocarburos y es un referente clave para el cálculo de Gases Efecto Invernadero y la huella de carbono.

La etapa de producción es la que mayor aporte de metano (CH4) genera. Comparando los resultados con el año 2018, estos disminuyeron; en el 2019 se tuvo un total de 46.055 toneladas de CH4, unas 683 menos que en el 2018, representando un 1,5% de disminución.

En 2019 hubo una disminución del 2,57% en las toneladas de material particulado emitidas a la atmósfera por parte de la industria petrolera con 4.785 toneladas. La etapa de refinería es la que más aportes hace de estas emisiones, seguida de la etapa de producción y transporte. No se reportan datos de este material para sísmica, perforación ni distribución.

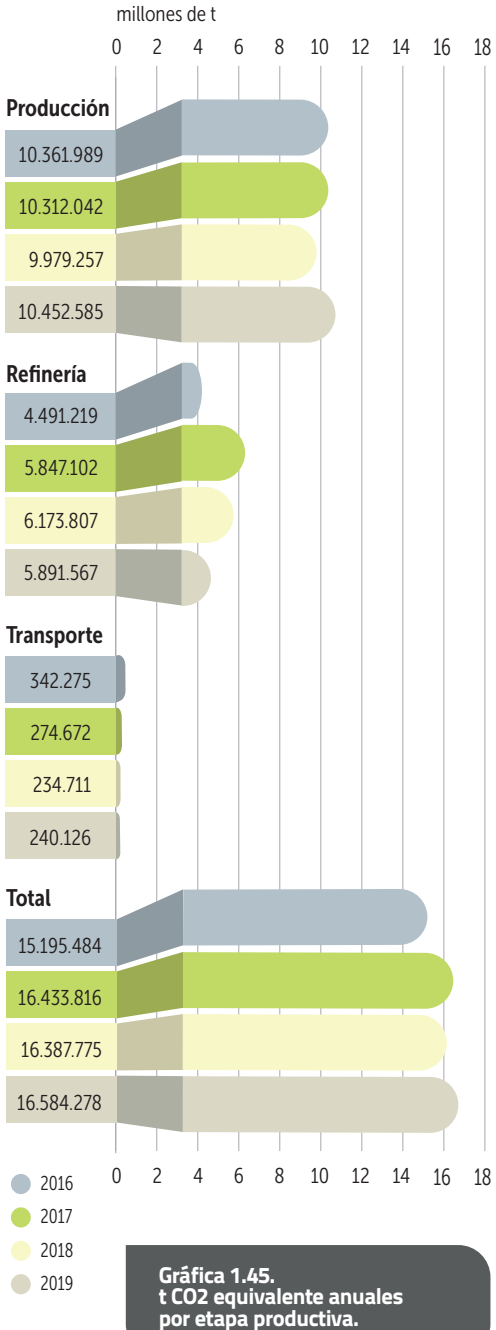
1.9.3.1. DIÓXIDO DE CARBONO EQUIVALENTE ANUAL

El cálculo del dióxido de carbono equivalente se realizó mediante la suma de CH4 equivalente según el potencial de calenta-

[13] IPCC, 2014 Fifth Assessment Report (AR5)

t CO2 equivalente anuales				
ETAPA	2016	2017	2018	2019
PRODUCCIÓN	10.361.989	10.312.042	9.979.257	10.452.585
REFINACIÓN	4.491.219	5.847.102	6.173.807	5.891.567
TRANSPORTE	342.275	274.672	234.711	240.126
TOTAL	15.195.484	16.433.816	16.387.775	16.584.278

Tabla 1.17. t CO2 equivalente anuales por etapa productiva.



Gráfica 1.45. t CO2 equivalente anuales por etapa productiva.

miento global (PCG) del quinto informe de evaluación del Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático, del año 2014,[13] y lo reportado por las compañías en CO2.

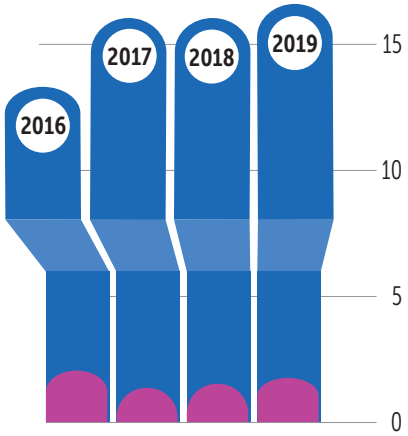
1.9.3.2. GENERACIÓN DE EMISIONES GEI SCOPE 1 Y SCOPE 2 EN TODO EL SECTOR

Las emisiones de gases efecto invernadero - GEI Directas (Scope 1) son las que provienen de fuentes que son propiedad de cada compañía y que están controladas por las mismas. Como las emisiones por combustión, fugitivas, teas, venteos y transporte.

Las emisiones de GEI directas emitidas por la etapa de distribución son atribuidas a vehículos propiedad de las compañías y plantas de generación eléctrica.

Las etapas que más aportes de GEI realizan son producción, refinación y transporte.

Las emisiones indirectas de GEI o Scope 2 son aquellas que se atribuyen a las emisiones derivadas de la generación de electricidad adquirida mediante la compra a terceros y la que es consumida por la misma compañía.



	Emisiones totales anuales de GEI INDIRECTA Scope 2	Emisiones anuales de GEI DIRECTA. Scope 1
2016	958.841	13.583.415
2017	734.996	15.382.985
2018	815.853	15.264.123
2019	943.953	15.726.287

Millones de t CO2 equivalente anual.

Gráfica 1.46. Emisiones GEI directas e Indirectas totales multianual

1.10. SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LA ESTRATEGIA NACIONAL DE ECONOMÍA CIRCULAR

En el año 2019, el sector de hidrocarburos fue el primero productivo en haberse unido a la Estrategia Nacional de Economía Circular[14]. Esta fue estructurada y lanzada en el año 2018 por el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, y el Ministerio de Comercio, Industria y Turismo (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible,2019).

La Estrategia es un sistema de producción y consumo que promueve la eficiencia en el uso de materiales, agua y energía, tenido en cuenta la capacidad de recuperación de los ecosistemas, así como el aprovechamientos de los recursos. Prima la reducción de los elementos, extendiendo su vida útil, minimizando producción y apostando por la reutilización de los elementos; también, reduciendo la huella hídrica y de carbono, apostando por un nuevo modelo de desarrollo económico (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y Ministerio de Comercio Industria y Turismo, 2019).

Esta estrategia surge como una respuesta a la demanda exponencial de materias primas y recursos naturales, al aumento en la generación de desperdicios de materiales como basura, y a la contaminación que estos producen en los ecosistemas.

El sector hidrocarburos se unió a esta iniciativa para contribuir a la gestión de iniciativas concernientes a la reutilización y el reúso de agua, eficiencia energética y aprovechamiento de residuos que contribuyan al desarrollo sostenible del país.

Entre las estrategias o iniciativas por parte del sector hidrocarburos se encuentra el reúso de aguas de producción debidamente tratadas en actividades agrícolas y pecuarias, que para el año 2019 tuvo un aumento, pues se pasó de reusar 75.382 m^3 de agua de producción en el 2018 a reusar 1.514.367 m^3 en el año 2019.

Se resalta la gestión en el uso eficiente del agua, la reducción de captaciones en fuentes naturales y el aumento en reutilización de aguas residuales y de producción.

Todo lo anterior en concordancia con la segunda tipología de innovación de iniciativas de los modelos circulares de la Estra-

[13] *Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climatico (IPCC)*
[14] *Estrategia Nacional de Economía Circular. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible & Ministerio de Comercio Industria y Turismo, 2019.*

tegia Nacional de Economía Circular, en la cual se procura la reutilización de productos y materiales para el cierre de su ciclo, en este caso del agua.

En el sector se impulsan iniciativas orientadas a promover el cierre del ciclo de estos materiales mediante el desarrollo de proyectos de disposición final de estos residuos con innovación tecnológica. El 75,9% de los residuos peligrosos generados por el sector hidrocarburos pasa por un proceso de biorremediación como disposición final, seguido de estabilización/solidificación con un 15,25%, el cual busca mejorar las características físicas de los residuos peligrosos y reducir la toxicidad de los mismos.

Las Emisiones Gases Efecto Invernadero (GEI Scope 1) lograron reducirse en la etapa de refinación en 282.570 toneladas de CO2 equivalente, además en etapas de refinación y distribución, dejando de emitir 273.771 t y 2.468 t de CO2 respectivamente. Esta se ha logrado mediante proyectos de aprovechamiento de gas, eficiencia de energía y vapor desarrollados en la refinería de Barrancabermeja.

En concordancia con esta Estrategia Nacional de Economía Circular, se adjudicó un contrato para la construcción del megaparque solar en el Meta, un gran proyecto de energía renovable. Se espera tenga capacidad de 59 megavatios (equivale a energizar un centro poblado de 65.000 habitantes) y sea el mayor centro de autogeneración de energía en Colombia y uno de los más modernos e innovadores de la región. El objetivo de este proyecto será autoabastecer parte de la demanda de energía de las operaciones en los Llanos Orientales.

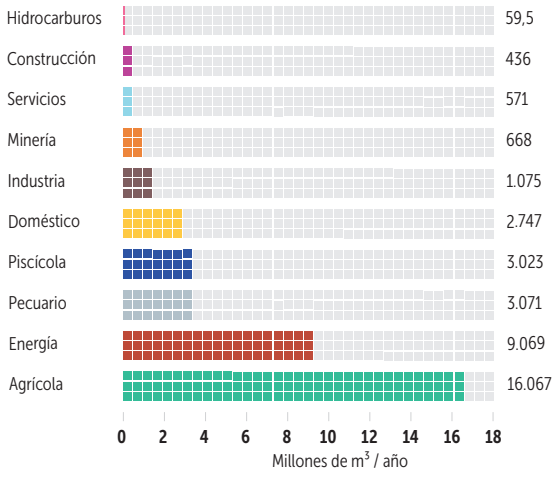
1.11. COMPARACIÓN DE USO DE AGUA Y RESIDUOS GENERADOS POR EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN 2019, CON DATOS NACIONALES

1.11.1. CAPTACIÓN DE AGUA Y COMPARACIÓN CON EL CONSUMO TOTAL NACIONAL

El Estudio Nacional del Agua (Ideam 2018[15]) presenta la estimación de la demanda de agua por sectores usuarios del recurso hídrico. Los cálculos de la ACP indican que la demanda de agua del sector de los hidrocarburos para el 2019 fue de 59.516.931 millones de metros cúbicos, sumando sus seis etapas de la cadena productiva: sísmica, perforación, producción, transporte, refinación y distribución.

Tabla 1.18. Comparación del consumo de agua del sector hidrocarburos con los demás sectores productivos y el consumo nacional

SECTOR	CAPTACIÓN DE AGUA O USO DE AGUA EN MILLONES DE m^3 (Mm^3)	% DEL TOTAL NACIONAL
Hidrocarburos 2019 Cálculos ACP	59,5	0,16
Agrícola	16.067	43,68
Energía	9.069	24,65
Pecuario	3.071	8,35
Piscícola	3.023	8,22
Doméstico	2.747	7,47
Industria	1.075	2,92
Minería	668	1,82
Servicios	571	1,55
Construcción	436	1,19
TOTAL Mm^3		36.787



Gráfica 1.47. Demanda de agua por sectores

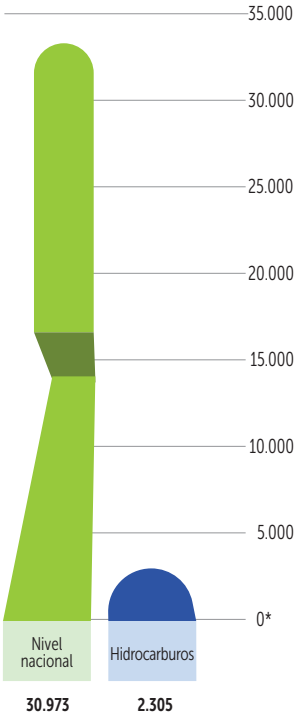
Corresponde sólo al 0,16% por ciento de la demanda del total de todos los sectores en Colombia. El sector agrícola utilizó 16.067 Mm^3, lo que equivale al 43,68% por ciento de la demanda nacional. La cantidad de agua utilizada por la industria de hidrocarburos se ha mantenido estable en los últimos cuatro años analizados.

1.11.2. GENERACIÓN DE LOS RESIDUOS SÓLIDOS NO PELIGROSOS Y COMPARACIÓN CON LA GENERACIÓN A NIVEL NACIONAL

El país generó, según la Superintendencia de Servicios Públicos, un total diario de 30.973 toneladas de residuos sólidos en el

[15] *Estudio Nacional del Agua 2018, Ideam.*

2018. De acuerdo con los resultados obtenidos en este estudio, durante el 2019 el sector de hidrocarburos generó diariamente 2.305 toneladas, una cantidad que representa el 7,44% del total de los residuos sólidos producidos en Colombia.



Gráfica 1.48. Comparación generación de residuos no peligrosos del sector frente al total nacional.

Fuente: Superintendencia de servicios públicos,2018
Nota: La comparación se realiza con datos del informe presentado por la Superintendencia de Servicios Públicos para el año 2018 ya que no se han producido nuevas versiones.

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, garantizando su gestión de manera segura y con el mayor aprovechamiento posible.

1.11.3. GENERACIÓN DE RESIDUOS SÓLIDOS PELIGROSOS Y COMPARACIÓN CON LA GENERACIÓN A NIVEL NACIONAL

Los residuos peligrosos generados en el sector hidrocarburos se clasifican, en su mayoría, según el proceso o la actividad en Y9*, que equivale a las mezclas y emulsiones de desechos de aceite y agua o de hidrocarburos y agua. Algunos desechos que genera el sector, como baterías base plomo, entrarían en la clasificación Y31**, que están relacionados con plomo y sus compuestos.

Según los resultados obtenidos en el último informe nacional de generación y manejo de residuos o desechos peligrosos en Colombia (Ideam 2018), la generación de residuos peligrosos en Colombia fue de 635.518 toneladas. Esa cifra, en comparación con la producción actual del sector, equivaldría aproximadamente al 53,9% con un total de 343.075 toneladas de residuos peligrosos del sector hidrocarburos. Estos son principalmente borras, lodos aceitosos, trapos, estopas y material impregnado con hidrocarburos, residuos aceitosos sobrantes en los equipos y tanques, cortes de perforación impregnados con base aceite, y baterías.

Es de resaltar que estos residuos peligrosos cuentan con su adecuado programa de gestión y tratamiento. Los tratamientos más utilizados son la biorremediación (75,9%) por medio de microorganismos capaces de disminuir los contaminantes que estos tipos de residuos presentan, como consecuencia de la actividad que genera el sector petrolero y el tratamiento fisicoquímico.

1.11.4. GENERACIÓN DE EMISIONES A LA ATMÓSFERA Y COMPARACIÓN CON EL TOTAL NACIONAL

De los datos reportados por las compañías 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 año 2019.

El sector de hidrocarburos tiene un aporte de gases de efecto invernadero más bajo que el resto de los evaluados, siendo los que mayor cantidad aportan los renglones forestal y agropecuario. Es preciso indicar que los totales de los demás fueron calculados en el año 2012 por el Ideam, pero presentados en el año 2016 en el informe Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático.

---

[16] *Informe Nacional de residuos o desechos peligrosos en Colombia 2018 realizado por el Ideam. Respel.*
**Y9: Mezclas de emulsiones de desechos de aceite y agua o de hidrocarburos y agua.*
*** Y31: Desechos que tengan como constituyentes plomo o compuestos de plomo.*
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 2018.

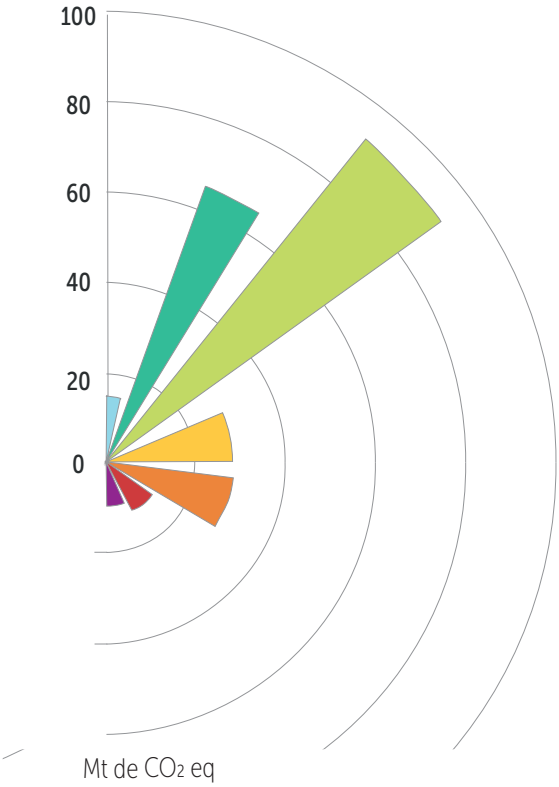
1.11.5. GENERACIÓN DE EMISIONES GEI Y COMPARACIÓN CON EL TOTAL NACIONAL

SECTOR	Mt CO2 eq	% del total Nacional
Hidrocarburos 2019 emisiones directas Scope 1	15,7	6,06%
Dato Ideam 2012	258,8	100%

Tabla 1.19.
Comparación de la emisión de GEI y el total nacional reportado por el Ideam

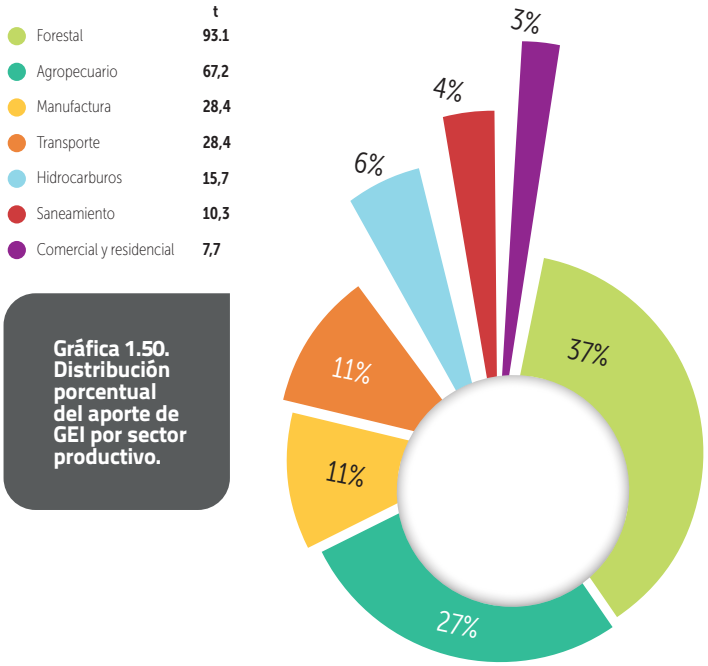
Fuente: Inventario Nacional y Departamental de Gases Efecto Invernadero-Colombia.

El aporte de gases efecto invernadero por parte de la industria petrolera solo es del 6,06% del total nacional que se reportó en el año 2016 en el Inventario Nacional y Departamental de Gases Efecto Invernadero, con datos del año 2012.



Gráfica 1.49.
Gases efecto invernadero por sectores.

	t
Hidrocarburos	15,7
Agropecuario	67,2
Forestal	93.1
Manufactura	28,4
Transporte	28,4
Saneamiento	10,3
Comercial y residencial	7,7



Gráfica 1.50.
Distribución porcentual del aporte de GEI por sector productivo.

El sector hidrocarburos es uno de los tres sectores que menos emisiones de GEI aporta al total de emisiones de Colombia.

1.11.6. CONSUMO DE ENERGÍA Y COMPARACIÓN CON EL TOTAL NACIONAL

Se presenta la comparación del consumo de energía eléctrica 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 XM para el año 2019.

SECTOR	GWh	% del total Nacional
Hidrocarburos 2019	4.316	6%
Consumo nacional de energía 2019	71.925	100%

Tabla 1.20.
Comparación del consumo de energía eléctrica del sector hidrocarburos en el 2019 con el consumo de energía eléctrica nacional.

El consumo de energía eléctrica del sector de hidrocarburos es bajo en relación con el consumo nacional, con un 6% de participación. Es importante mencionar que para esta comparación se tuvo en cuenta la cantidad de energía eléctrica demandada por el sector en sus seis etapas productivas (sísmica, perforación, producción, refinería y distribución).

En términos generales, el sector hidrocarburos ha logrado reducir o mantener estables los indicadores de la demanda de energía eléctrica, durante los cuatro últimos años.





02 USO DEL AGUA POR ZONA Y SUBZONA HIDROGRÁFICA

Este capítulo presenta los volúmenes de agua captados por las empresas del sector de hidrocarburos, durante cada una de las etapas de la cadena de valor en las regiones donde desarrollan sus actividades. Se realiza un análisis para cada una de las zonas y subzonas hidrográficas donde se hacen captaciones de agua para las etapas de sísmica, perforación, producción, transporte, refinación y distribución, y se compara con la oferta hídrica de cada zona y subzona hidrográfica de acuerdo con la clasificación del Estudio Nacional del Agua (ENA 2018).

La zonificación de cuencas hidrográficas en Colombia está jerarquizada en tres niveles: áreas hidrográficas, zonas 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 (Caribe, Magdalena-Cauca, Pacífico, Orinoco y Amazonas). Las segundas son aquellas que entregan sus aguas superficiales directamente a un área hidrográfica (41 zonas hidrográficas). Las terceras son las que entregan sus aguas a una zona hidrográfica (316 subzonas hidrográficas[19]).

2.1. USO DEL AGUA POR ZONA HIDROGRÁFICA

Teniendo en cuenta los volúmenes de agua captados por las operadoras y la oferta hídrica disponible por zona hidrográfica en año seco, reportada en el Anexo 1 "Valores por subzona hidrográfica de oferta y demanda hídrica, calidad de agua y zonas potencialmente inundables" del ENA (2018, p.57), se determinó el porcentaje captado por el sector en cada zona hidrográfica.

[19] *Estudio Nacional del Agua. 2018. Ideam.*
Nota: Esta comparación se hace con respecto a la oferta superficial disponible en año seco; sin embargo, la contabilización de las captaciones del sector hidrocarburos incluye también la oferta subterránea.

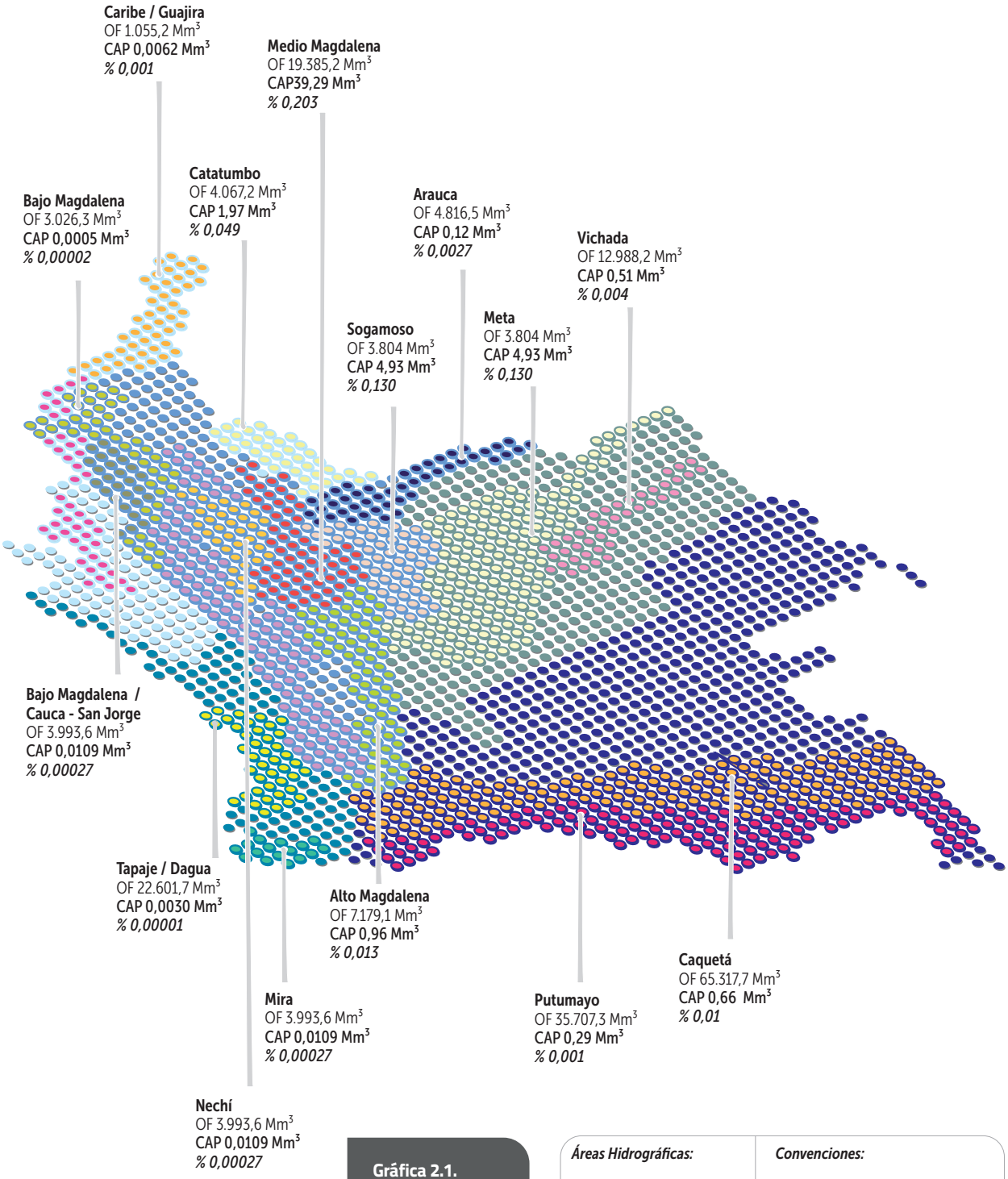


COD SZH	SUBZONA HIDROGRÁFICA	DATOS ENA 2018		DATOS PRESENTE ESTUDIO		
		OFERTA DE LA ZONA HÍDRICA EN MILLONES DE m³	DEMANDA HÍDRICA Mm³	CAPTACIÓN TOTAL DEL SECTOR EN MILLONES DE m³	% CAPTADO FRENTE A LA OFERTA DE LA ZONA HÍDRICA	% DEMANDA SECTOR HIDROCARBUROS FRENTE A LA DEMANDA TOTAL
12	Caribe Litoral	2.173,9	1.616,73	9,4385	0,434	0,58
15	Caribe-Guajira	1.055,2	587,82	0,0062	0,001	0,001
16	Catatumbo	4.067,2	1.002,14	1,9753	0,049	0,20
21	Alto Magdalena	7.179,1	7.365,96	0,9633	0,013	0,01
23	Medio Magdalena	19.385,2	3.577,43	39,2923	0,203	1,10
24	Sogamoso	3.804,0	2.860,77	4,9390	0,130	0,17
25	Bajo Magdalena -Cauca San Jorge-	4.708,9	1.041,34	0,0031	0,00007	0,0003
26	Cauca	12.571,2	4.514,20	0,0297	0,00024	0,0007
27	Nechí	5.651,9	1.321,39	0,0041	0,00007	0,0003
29	Bajo Magdalena	3.026,3	3.531,15	0,0005	0,00002	0,00001
33	Vichada	12.988,2	105,92	0,5103	0,004	0,48
35	Meta	38.842,3	3.373,85	1,2445	0,003	0,04
37	Arauca	4.816,5	293,38	0,1407	0,003	0,05
44	Caquetá	65.317,7	88,45	0,6646	0,001	0,75
47	Putumayo	35.707,3	71,89	0,2911	0,001	0,40
51	Mira	3.993,6	63,44	0,0109	0,00027	0,02
53	Tapaje -Dagua- Directos	22.601,7	189,29	0,0030	0,00001	0,002
TOTAL		**247.890,2**	**31.605,1**	**59,517**	**0,024**	**0,19**
Datos Captación ENA 2018 para para el sector de hidrocarburos				**581,3**		

Tabla 2.1.
Oferta disponible por zona hidrográfica vs captaciones del sector

Fuente. Compañías Operadoras. ENA.2018.

El sector capta específicamente el 0,02% del total de la oferta hídrica las 17 zonas hidrográficas donde se realizan captaciones, y representa el 0,19% de la demanda total de estas zonas hidrográficas.



Gráfica 2.1. Zonas hidrográficas donde el sector hidrocarburos realiza captaciones

2.2. USO DEL AGUA POR SUBZONA HIDROGRÁFICA

Teniendo en cuenta los volúmenes de agua captados por las operadoras y la oferta hídrica disponible por subzona hidrográfica en año seco, reportada en el Anexo 1 "Valores por subzona hidrográfica de oferta y demanda hídrica, calidad de agua y zonas potencialmente inundables" del ENA (2018)[20], se determinó el porcentaje captado por el sector en cada subzona hidrográfica.

[20] *Estudio Nacional del Agua 2018, Ideam.*

El sector capta específicamente el 0,09% de la oferta hídrica de las 53 subzonas hidrográficas en las que se desarrollan las diferentes fases del proceso petrolero; Río Opón y Arroyos Directos al Caribe de agua de acuerdo con la oferta hídrica de cada subzona; así mismo representa el 0,42% de la demanda total de estas subzonas hidrográficas.

Gráfica 2.2. Subzonas hidrográficas donde el sector hidrocarburos realiza captaciones

1. Río Piedras Rio Manzanares y otros directos al Caribe
OF 149,30 Mm^3
CAP 0,006 Mm^3
% 0,0042

2. Arroyos Directos al Caribe
OF 100,40 Mm^3
CAP 9,43 Mm^3

3. Río Socuavo del Norte y Sur
OF 526Mm^3
CAP 1,727 Mm^3
%0,3283

4. Bajo Catatumbo
OF 790,60 Mm^3
CAP 0,049 Mm^3
%0,0062

5. Río Nuevo Presidente
OF 721,5 Mm^3
CAP 0,196 Mm^3
%0,0272

6. Río Pamplonita
OF 119,8 Mm^3
CAP 0,004 Mm^3
% 0,003

7. Río Cimitarra
OF 1.829,80 Mm^3
CAP 5,869 Mm^3
% 0,3208

8. Ciénaga Mallorquin
OF 11,09 Mm^3
CAP 0,0005 Mm^3
%0,0042

9. Río Porce
OF 1.672,55 Mm^3
CAP 0,004 Mm^3
% 0,0002

10. Río Guatiquia
OF 987,73 Mm^3
CAP 0,213 Mm^3
% 0,0216

11. Quebrada el Carmen
OF 491,7 Mm^3
CAP 0,0003 Mm^3
%0,0007

12. Río Banadia
OF 1.090 Mm^3
CAP 0,026 Mm^3
% 0,0023

13.Directo, Magdalena Medio Entre Río Miel y Nare
OF 607,22 Mm^3
CAP 0,376 Mm^3
% 0,0620

14. Directos caribe Golfo de Morrosquillo
OF 429,9 Mm^3
CAP 0,004 Mm^3
% 0,0009

15. Río Nare
OF 3.122,15 Mm^3
CAP 0,003 Mm^3
% 0,0001

16. Río Sogamoso
OF 673,10 Mm^3
CAP 4,93 Mm^3
%0,733

17. Río Cobugón / Río Cobaría
OF 1.708,13 Mm^3
CAP 0,113 Mm^3
% 0,0063

18. Río Lebrija
OF 2.114,53 Mm^3
CAP 1,383 Mm^3
% 0,0654

19. Río Negro
OF 87,60 Mm^3
CAP 2,873 Mm^3
%0,3277

20. Río Otún
OF 364,90 Mm^3
CAP 0,0004 Mm^3
%0,0001

21. Bajo Magdalena - Cauca San Jorge
OF 4.708,9 Mm^3
CAP 0,0028 Mm^3
% 0001

22. Río Suarez
OF 1.438,54 Mm^3
CAP 0,00003 Mm^3
% 0,00002

23. Río Chitaga
OF 411.04 Mm^3
CAP 0,002 Mm^3
%0,0004

24. Río Cusiana
OF 3.245,67 Mm^3
CAP 0,283 Mm^3
%0,0087

25. Río Manacacias
OF 3.849,98 Mm^3
CAP 0,020 Mm^3
%0,0005

26. Río Las Cañas / Los Micos y Obando
OF 55,94 Mm^3
CAP 0,004 Mm^3
%0,0074

27. Río Cravo Sur
OF 1.735,18 Mm^3
CAP 0,037 Mm^3
%0,0021

28. Río Opón
OF 1.474,60 Mm^3
CAP 28.74 Mm^3
% 1,94

29. Río Metica
OF 2.287,52 Mm^3
CAP 0,129 Mm^3
%0,0057

30.Río Guarrojo
OF 1.584,05 Mm^3
CAP 0,005 Mm^3
%0,0003

31. Río Alto Vichada
OF 3.300,64 Mm^3
CAP 0,505 Mm^3
%0,0153

32. Río Muco
OF 1941,23 Mm^3
CAP 0,0003 Mm^3
%0,00002

33. Río Mira
OF 2.710,56 Mm^3
CAP 0.011 Mm^3
%0,0004

34. Río Carare
OF 2.458,67 Mm^3
CAP 0,008 Mm^3
%0,0003

35. Río Dagua
OF 1.174,17 Mm^3
CAP 0,003 Mm^3
% 0,0003

36. Río Coello
OF 325,08 Mm^3
CAP 0,007 Mm^3
%0,0022

37. Río Bache
OF 1.184,9 Mm^3
CAP 0,223 Mm^3
%0,1205

38. Río Bogotá
OF 189,70Mm^3
CAP 0,026 Mm^3
%0,0135

39. Río Chinchina
OF 116,07 Mm^3
CAP O 0005 Mm^3
% 0,0005

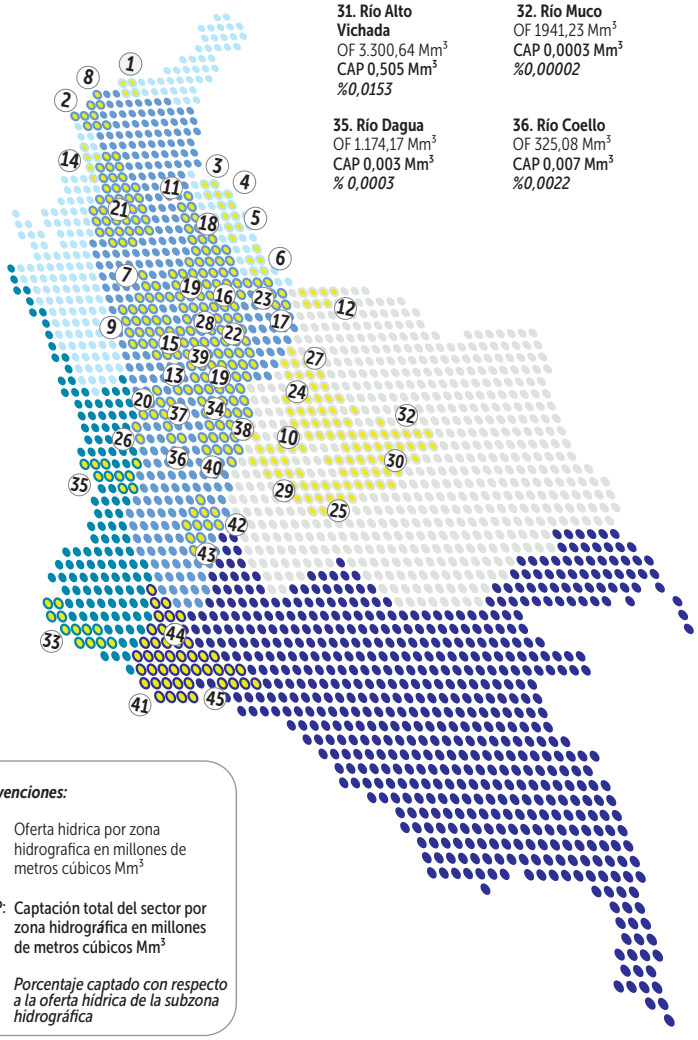
40. Río Sumapaz
OF 291,20 Mm^3
CAP 0,057 Mm^3
%0,0196

41. Río Mecaya
OF 2.076,10 Mm^3
CAP 0,170 Mm^3
%0,0082

42. Río Fortalecillas y Otros
OF 152,90 Mm^3
CAP 0,064 Mm^3
%0,0418

43. Alto Caquetá
OF 2.747,04 Mm^3
CAP 0,495 Mm^3
% 0,018

44. Alto Río Putumayo
OF 7.235,93 Mm^3
CAP 0,287 Mm^3
% 0,0040



Áreas Hidrográficas:

- Amazonas
- Caribe
- Magdalena / Cauca
- Orinoco
- Pacífico
- Subzona hidrográfica

Convenciones:

OF: Oferta hidrica por zona hidrografica en millones de metros cúbicos Mm^3

CAP: Captación total del sector por zona hidrográfica en millones de metros cúbicos Mm^3

%: Porcentaje captado con respecto a la oferta hídrica de la subzona hidrográfica

El total demandado por el sector petrolero equivale aproximadamente a 59,5 Mm^3 de agua, y la oferta nacional hídrica total aproximada es de 2.023.113 Mm^3 de agua según el ENA, (2018)[20], por lo cual el sector hidrocarburos en Colombia capta el 0,0029% de la oferta del agua nacional.

[20] *Estudio nacional del agua. 2018. Ideam.*

El sector de hidrocarburos sigue siendo uno de los de menor captación de agua en el país y su impacto en la oferta hídrica de Colombia viene a la baja, ya que cada vez más se reutilizan aguas de producción de la industria, disminuyendo así los volúmenes de captación de agua de fuentes hídricas superficiales o subterráneas.

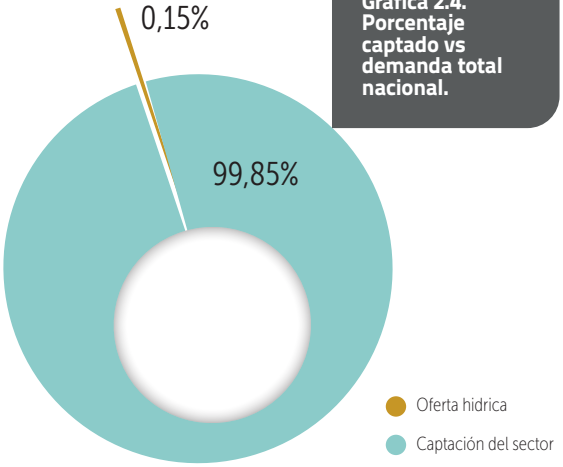
Gráfica 2.3. Porcentaje captado vs Oferta Hídrica Nacional



La demanda total del agua de todos los sectores económicos en Colombia según ENA, 2018 es de 37.308 Mm^3, representando el sector hidrocarburos tan solo el 0,15%.

Año a año las compañias buscan minimizar el uso de agua fresca para el desarrollo de sus operaciones mediante estrategias de reutilización de agua y eficiencia de los procesos; evidenciando reducciones en la captación y en los vertimientos en el marco de la economía circular.

Gráfica 2.4. Porcentaje captado vs demanda total nacional.









03 PROCESO DE LICENCIAMIENTO AMBIENTAL

En este capítulo se presenta el análisis del proceso de licenciamiento ambiental que se realizó para los proyectos del sector de hidrocarburos durante los años 2016, 2017, 2018 y 2019. El proceso de licenciamiento ambiental está reglamentado por el Decreto 1076 de 2015 expedido por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Este decreto establece el proceso del trámite de la evaluación de los estudios ambientales, la obtención de la licencia ambiental, la modificación de la licencia ambiental y los tiempos en días calendario para el pronunciamiento de la autoridad ambiental competente. Este decreto tuvo como objetivo compilar y buscar la efectividad del sistema legal de carácter reglamentario que rige el sector ambiental en Colombia.

3.1. SOLICITUDES DE TRÁMITES DE LICENCIA DEL SECTOR HIDROCARBUROS EN COMPARACIÓN CON LOS DEMÁS SECTORES

En el año 2019 ingresaron a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (Anla)[21] 422 solicitudes, dentro de las cuales 328 correspondieron a nuevas y 94 a modificaciones de trámites ya realizados (licencias ambientales, PMA y DTA). Están discriminadas por sector como se muestra en la tabla a continuación.

Tabla 3.1. Solicitudes de evaluación radicadas por Sector vigencia 2019.

SECTOR	PRONUNCIAMIENTOS NUEVOS	MODIFICACIONES	TOTAL
Hidrocarburos	14	17	31
Infraestructura	10	26	36
Energía	21	9	30
Minería	3	7	10
Agroquímicos	279	34	313
Proyectos especiales	1	1	2
TOTAL	328	94	**422**

[21] *Informe de Gestión. 2019, Anla.*



El sector hidrocarburos realizó 31 solicitudes de evaluación que representaron un 7,34% del total. 14 fueron para pronunciamientos nuevos y 17 para modificaciones. De dichas 31 radicaciones, el mismo año se resolvieron 14 (cuatro licencias ambientales, ocho modificaciones de licencias y dos modificaciones a planes de manejo). Quedaron pendientes por resolver 17 (diez sobre pronunciamientos nuevos y siete sobre modificaciones).

En el año 2019 se resolvió el 45% de las solicitudes que se radicaron ese mismo año, que tenían que ver con nuevos pronunciamientos y modificaciones. En el año 2018 se finalizó el 28% de los trámites radicados. En el año 2016 se resolvió el 38% de los trámites solicitados.

Para el año 2017 no se dispone de este dato en los informes de gestión de la Anla.

3.2. TIEMPOS DEL TRÁMITE DE LAS SOLICITUDES DE LICENCIA AMBIENTAL

3.2.1. TIEMPOS DEL PROCESO DE LICENCIAMIENTO

En la vigencia de 2019, la Anla se pronunció sobre 35 trámites del sector hidrocarburos, de los cuales 17 corresponden a solicitudes de licencia ambiental, 13 a solicitudes de modificación de licencia y cinco a modificaciones de planes de manejo ambiental (PMA).

En el 2019 se resolvieron 14 solicitudes que iniciaron trámite el mismo año; de ellas cuatro corresponden a licencias ambientales, ocho a modificaciones de licencia y dos a modificación de PMA.

El análisis de los tiempos[22] totales del trámite de solicitud de licencia ambiental, con base en los proyectos anteriormente mencionados, permite establecer que dicho proceso de evaluación, en promedio, tardó

[22] *Los tiempos totales promedios se calculan con base en los pronunciamientos de la autoridad ambiental indistintamente de la respuesta final por parte de la Anla (otorga, niega o archiva). Para la vigencia del año 2019 se negó una licencia y se archivaron dos.*

258 días calendario (8,6 meses) para las licencias ambientales, y 183 días calendario (6,1 meses) para el trámite de modificaciones de licencia ambiental. Esta duración incluye el tiempo de la compañía en radicar la información adicional solicitada, que para el año 2019 presentó un promedio de 54 días (1,8 meses) para el trámite de licenciamiento ambiental y 52 días (1,7 meses) para el trámite de modificación de licencia ambiental.

No se incluye el tiempo en que se suspendió el trámite de licenciamiento o modificación ya que este tiempo depende de terceros y no de la Anla ni del solicitante.

Los tiempos se establecieron desde la radicación, a través de la Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea – VITAL, de la solicitud de licencia o modificación de licencia, hasta la fecha de generación de la resolución sobre la solicitud de licencia o de modificación de licencia ambiental.

El tiempo total para la evaluación de las solicitudes por parte de la autoridad, sin incluir el tiempo de la presentación de la información adicional por parte del usuario, fue el siguiente:

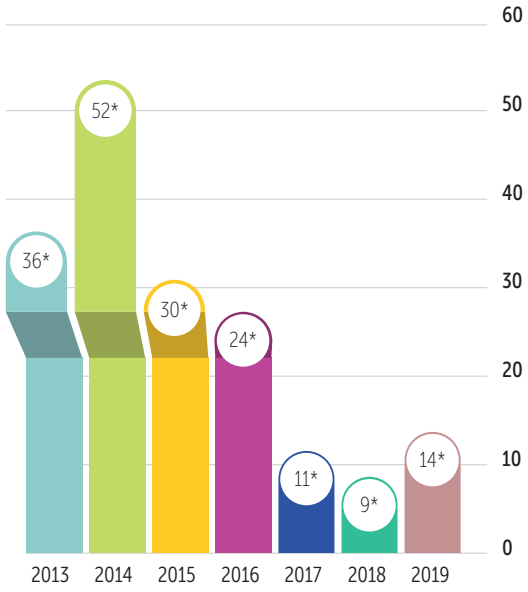
204 días calendario (6,8 meses) para los procesos de solicitud de licencia ambiental.

131 días calendario (4,4 meses) para los procesos de solicitud de modificación de licencia ambiental.

En el año 2016 se otorgaron 24 licencias ambientales, en 2017 fueron 11, en 2018 se llegó a nueve y en 2019 la cifra llegó a 14. Esta tendencia a la baja puede atribuírsele en parte a la crisis petrolera que inició en el año 2015 y que ha venido en un proceso de recuperación como se presenta en la Gráfica 3.2., con un aumento en los procesos de licenciamiento ambiental de nuevos proyectos. A todas las solicitudes de licencia ambiental, la Anla les pidió a las compañías información adicional.

Nota: Así mismo se aclara que en la evaluación de licenciamiento ambiental en el año 2019 se presentaron cuatro trámites con tiempos totales que superaron los 750 días (25 meses), por lo que fueron considerados casos fuera de lo normal y no se tuvieron en cuenta para los cálculos estadísticos de los tiempos promedio.

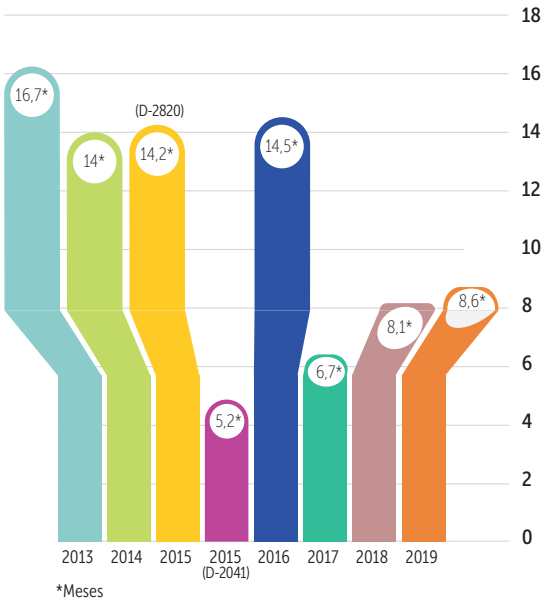
Gráfica 3.1. Licencias ambientales otorgadas en los años 2016 al 2019



AÑO	SOLICITUD L.A. RESOLUCIÓN		SOLICITUD L.A. AUTO INICIO		AUTO INICIO SOLICITUD INFORMACIÓN ADICIONAL		SOLICITUD INFORMACIÓN ADICIONAL RADICADO EMPRESA		RADICACIÓN A INFORMACIÓN ADICIONAL RESOLUCIÓN	
	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses
2013	501	16,7	48	1,6	129	4,3	123	4,1	147	4,9
2014	420	14,0	42	1,4	204	6,8	153	5,1	189	6,3
2015 (D-2820)	426	14,2	33	1,1	228	7,6	132	4,4	171	5,7
2015 (D-2041)	156	5,2	6	0,2	45	1,5	60	2,0	75	2,5
2016	435	14,5	55	1,8	139	4,6	99	3,3	149	5,0
2017	202	6,7	14	0,5	41	1,4	42	1,4	122	4,1
2018	242	8,1	10	0,3	52	1,7	47	1,6	146	4,9
2019	258	8,6	16	0,5	64	2,1	54	1,8	124	4,1

Tabla 3.2. Tiempos promedios de licencias ambientales años 2016-2019

Fuente. Anla, 2019.



Gráfica 3.2. Licencias ambientales otorgadas en los años 2016 al 2019

De los datos anteriores se observa que, en el año 2019, el tiempo promedio para la expedición de la licencia ambiental aumentó, en comparación con los tiempos

de los trámites generados en los años 2017 y 2018. Esto se debe a:

A. Para el año 2019 aumentó el tiempo en la entrega de la información adicional por parte de las compañías con respecto a los años 2017 y 2018, en siete días.

B. En el año 2019 se otorgaron más licencias ambientales, en comparación con años anteriores (2017 y 2018), cinco más que en el año 2018.

C. Se destaca que en 2019 se resolvieron trámites iniciados en 2017 y 2018. Además, se resolvieron trámites iniciados en 2014 (2) y en 2016 (1), pero estos no se tuvieron en cuenta para los cálculos estadísticos de tiempos promedio.

Nota: En el año 2019 se archivaron dos procesos de licencia ambiental y se negó una licencia.

3.2.2. TIEMPOS DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA

En este ítem se presentan y analizan los tiempos correspondientes a los trámites de modificación de licencia ambiental, que para el año 2019 fueron 11 y la respectiva comparación con los años anteriores hasta el 2013.

Para el cálculo de los tiempos totales promedio de modificación de licencia ambiental, no se tuvieron en cuenta los tiempos en el que los trámites estuvieron suspendidos. El tiempo que tarda la autoridad en evaluar un trámite de modificación de licencia es de 4,4 meses, este tiempo no tiene en cuenta lo que tarda el solicitante en entregar la información adicional requerida por la autoridad; a 11 de los 13 trámites de modificación de licencias se les solicitó entregar información adicional.

Los tiempos de los trámites de modificación de licencia para el 2019 aumentaron, comparados con los registros de 2018; esto se debe a:

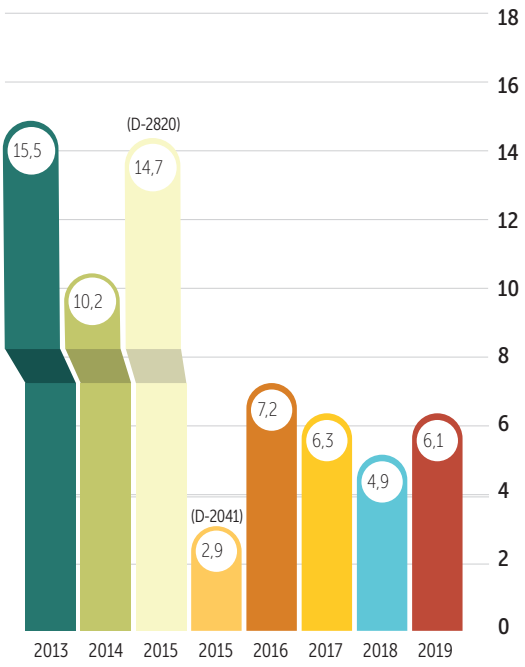
1. Se resolvieron trámites que iniciaron en 2017 y 2018.

2. La Anla presentó mayores tiempos en el proceso de generación de la resolución de fin de trámite, desde que el solicitante radicó la información adicional.

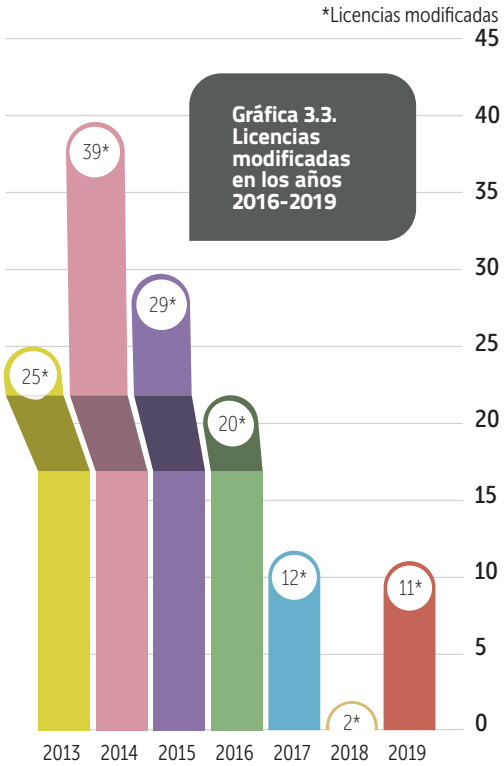
AÑO	SOLICITUD L.A. RESOLUCIÓN		SOLICITUD L.A. AUTO INICIO		AUTO INICIO SOLICITUD INFORMACIÓN ADICIONAL		SOLICITUD INFORMACIÓN ADICIONAL RADICADO EMPRESA		RADICACIÓN A INFORMACIÓN ADICIONAL RESOLUCIÓN	
	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses
2013	465	15,5	42	1,4	144	4,8	108	3,6	144	4,8
2014	306	10,2	42	1,4	204	6,8	114	3,8	150	5,0
2015 (D-2820)	441	14,7	45	1,5	309	10,3	126	4,2	165	5,5
2015 (D-2041)	87	2,9	6	0,2	33	1,1	36	1,2	63	2,1
2016	216	7,2	37	1,2	61	2,0	67	2,2	99	3,3
2017	189	6,3	10	0,3	35	1,2	40	1,3	126	4,2
2018	146	4,9	7	0,2	35	1,2	49	1,6	56	1,9
2019	183	6,1	12	0,4	35,8	1,2	52	1,7	92	3,1

Tabla 3.3. Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de licencia

Fuente. Anla, 2019. Adaptación Ingeniería, Ambiente y Gestión Ltda. 2020.



Gráfica 3.4. Tiempo promedio de la modificación de licencias ambientales



Gráfica 3.3. Licencias modificadas en los años 2016-2019

Esto en comparación con los tiempos del año 2018, con un aumento de 36 días.

NOTA: En el año 2019 se modificaron, vía seguimiento y control, 57 resoluciones que otorgaron licencia ambiental, con motivo de acogimiento al régimen de transición establecido en el numeral 3 del artículo 2.2.9.3.1.17 del Decreto 2099 del 22 de diciembre de 2016 modificado por el decreto 075 del 20 de enero de 2017 referente al plan de inversión forzosa del 1% por la utilización de agua tomada directamente de fuentes naturales.

3.2.2.1. RAZONES DE MODIFICACIÓN DE LICENCIA AMBIENTAL

Los principales motivos de la modificación de las licencias ambientales del 2019 se dieron en el sentido de:

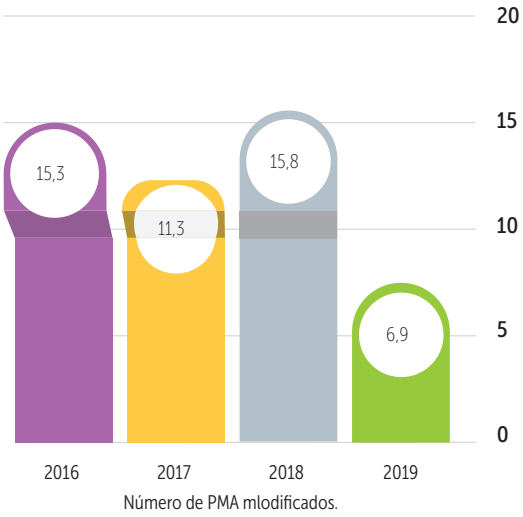
A. Modificación de permisos para el uso y aprovechamiento de recursos naturales renovables y construcción de nuevas obras y/o actividades.
B. Ajustes de la caracterización de línea base del proyecto.
C. Ajuste de áreas licenciadas (ampliar o reducir).
D. Inclusión de puntos de ocupación de cauce.
E. Permiso de concesión de agua subterránea.

3.2.3. TIEMPOS DE MODIFICACIÓN DE PLANES DE MANEJO

Se presentan y analizan los tiempos correspondientes a las modificaciones de planes de manejo en los años 2016, 2017, 2018 y 2019.

En el año 2016 a los cinco trámites de modificación de plan de manejo ambiental se

Gráfica 3.6. Tiempo de pronunciamiento para trámites de modificaciones planes de manejo.



Número de PMA mlodificados.

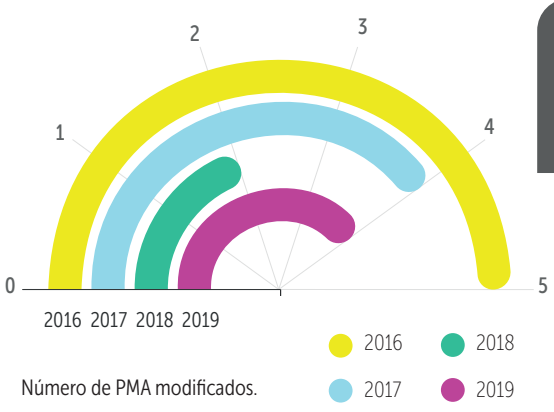
les pidió información adicional, en el 2017 se les requirió información adicional a dos trámites para el año 2018 la autoridad solicitó información adicional de 2 trámites, y finalmente para el año 2019 se les solicitó información a cinco tramites.

En los años 2016 y 2017 no hubo ninguna suspensión durante el proceso de trámite; por el contrario, en el año 2018 se suspendieron dos trámites por la falta del acto administrativo por parte del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible concediendo el levantamiento parcial de veda, y en el 2019 se suspendió un trámite por esta misma razón.

3.2.4. CAMBIOS MENORES

Los cambios menores son las actividades consideradas como modificaciones menores o ajustes normales dentro de la actividad licenciada, que deberán cumplir con los criterios establecidos (Anla, 2020). Cuando una compañía del sector hidrocarburos requiera un cambio menor, deberá tener en cuenta la Resolución 1892 de 2015 "Por la cual se señala los casos en los que no se requerirá adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental o su equivalente, para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos". El sector hidrocarburos ocupa la segunda posición con solicitudes de cambios menores para actividades licenciadas; en el año 2019 ese solicitaron en total 845, de las cuales el 32,6% fue pedido por el sector de infraestructura, el 30,6% por el sector, el 29,7% por el sector agroquímicos y proyectos especiales, el 6,2% por el energía y el 0,8% por el sector minero.

Desde el año 2016, las solicitudes de cambios menores por parte del sector hidrocar-



Número de PMA modificados.

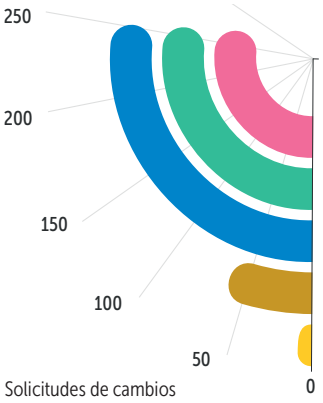
Fuente. Anla, 2019

Gráfica 3.5. Planes de manejo modificados en los años 2016 al 2019.

Tabla 3.4. Tiempos promedio dentro del proceso de modificación de planes de manejo

Fuente. ANLA,2019.

AÑO	SOLICITUD L.A. RESOLUCIÓN		SOLICITUD L.A. AUTO INICIO		AUTO INICIO SOLICITUD INFORMACIÓN ADICIONAL		SOLICITUD INFORMACIÓN ADICIONAL RADICADO EMPRESA		RADICACIÓN A INFORMACIÓN ADICIONAL RESOLUCIÓN	
	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses	Días	Meses
2016	458	15,3	8	0,27	110	3,67	137	4,56	179	6,0
2017	338	11,3	30	0,99	76	2,52	137	4,55	199	6,6
2018	173	5,8	15	0,48	36	1,18	45	1,50	284	9,5
2019	206	6,9	23	0,77	30	1	60	1,98	117	3,9



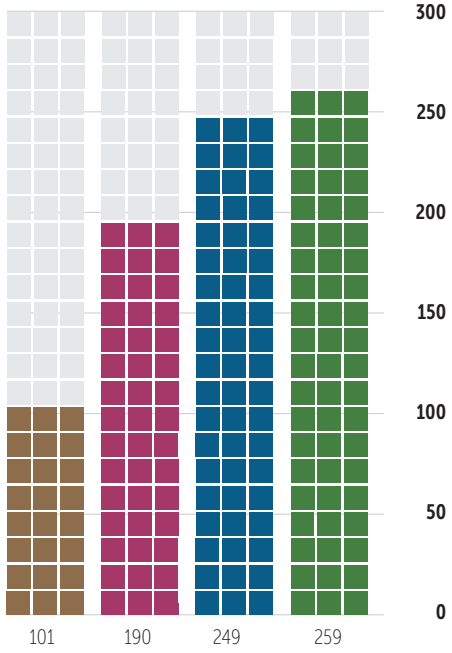
Gráfica 3.7.
Solicitudes de cambios menores año 2019 por sector.

Infraestructura	276
Hidrocarburos	259
Agroquímicos y proyectos especiales sectores	251
Energía	52
Minería	7

Solicitudes de cambios

buros han aumentado; en el año 2019 se solicitaron 10 cambios menores más que en el año 2018 y en el año 2018 se solicitaron 59 cambios menores más que en el año 2017.

3.3. PERMISO DE LEVANTAMIENTO DE VEDA

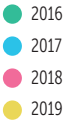


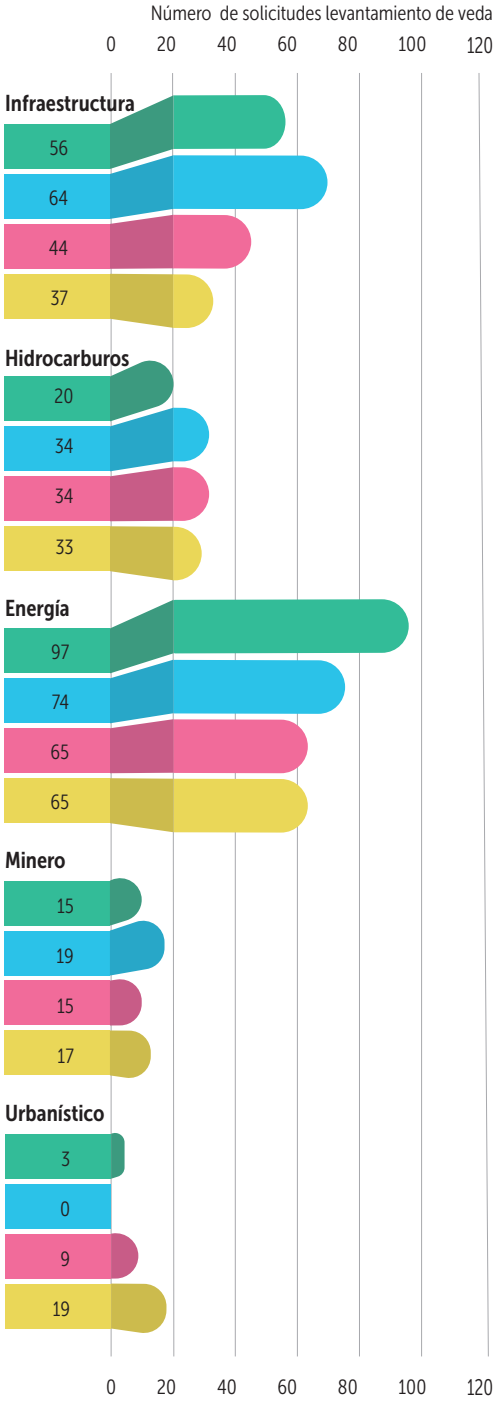
Gráfica 3.8.
Solicitudes cambios menores sector hidrocarburos años 2016 al 2019



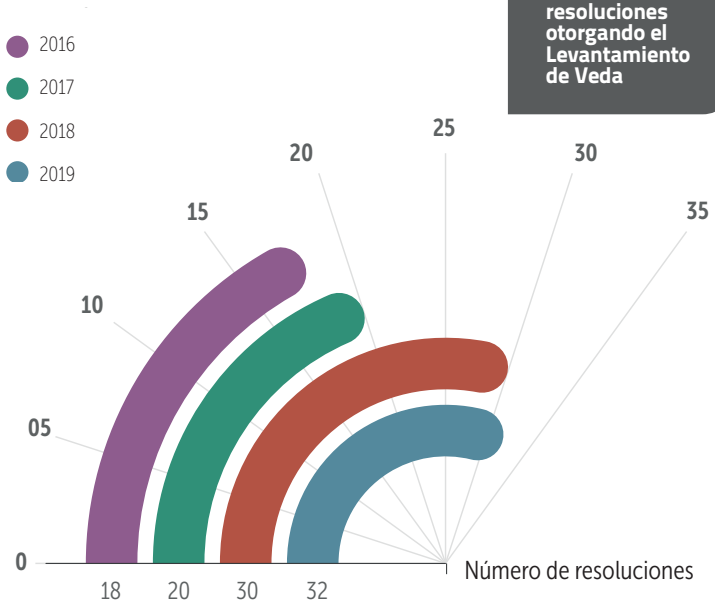
El permiso de levantamiento de veda es solicitado para darles viabilidad a los proyectos del sector hidrocarburos, debido a que algunos proyectos involucran especies de flora silvestre que se perciben alteradas por el desarrollo de estos. Mediante el Decreto 2106 del 22 de noviembre de 2019 se simplifica este trámite, pues se determina que cualquier proyecto que implique intervención de especies de flora silvestre con veda nacional o regional, no requerirá adelantar el trámite de levantamiento parcial de veda, pues la autoridad ambiental impondrá dentro del trámite de licencia el permiso, la concesión o la autorización según corresponda.

Gráfica 3.9.
Solicitudes de levantamiento de veda por sector para los años 2016, 2017, 2018 y 2019



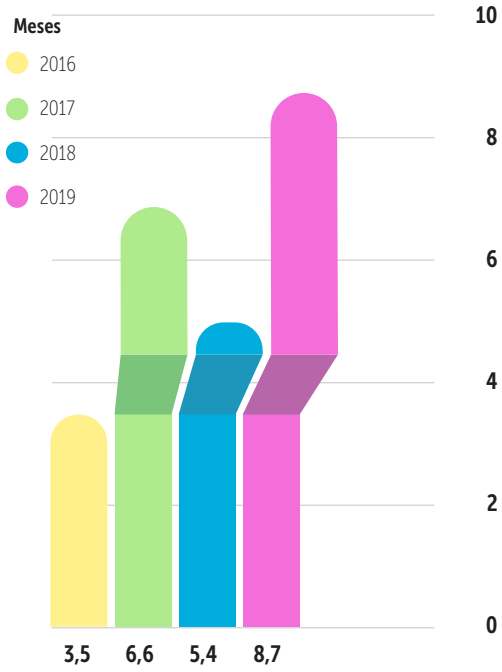


El sector de hidrocarburos es el tercero en solicitar levantamiento de veda para la ejecución de sus proyectos después de los renglones de energía e infraestructura.



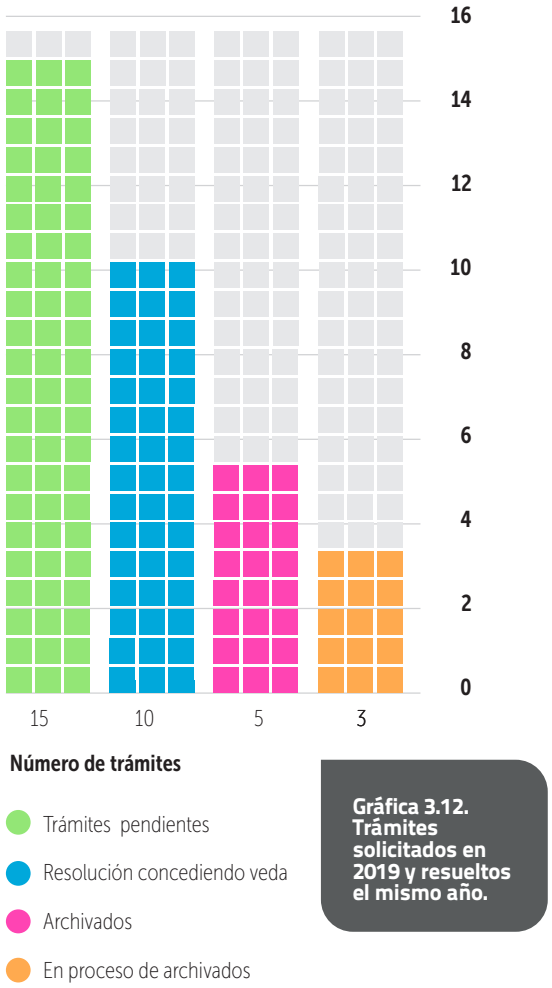
Gráfica 3.10. Cantidad de resoluciones otorgando el Levantamiento de Veda

3.3.1. TIEMPO PROMEDIO DE TRÁMITE DE PERMISO DE LEVANTAMIENTO DE VEDA



Gráfica 3.11. Tiempos tramites permiso levantamiento de veda.

El tiempo promedio de la expedición de la resolución que concede de manera parcial el levantamiento de veda, desde la radicación de la solicitud por parte de la compañía, fue de 262 días para el año 2019 (8,7 meses[23]), sin tener en cuenta el tiempo en que el trámite se encontraba en solicitud de información adicional, 10 trámites de levantamiento de veda que se radicaron en el 2019 llegaron a fin de trámite ese mismo año. Las demoras en este tipo de trámite hacen que el proceso de licenciamiento ambiental tarde más de lo normal, evidenciando el aumento de tiempo en el trámite del mismo para el año 2019.



Gráfica 3.12. Trámites solicitados en 2019 y resueltos el mismo año.

En el año 2019 se radicaron 33 solicitudes, de estas se les otorgó en el mismo año el levantamiento de veda a 10.

3.3.2. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN ADICIONAL DURANTE EL TRÁMITE DE LEVANTAMIENTO DE VEDA

De los 32 procesos que llegaron a fin de tramite, a 15 trámites se les solicitó información adicional, y el tiempo promedio en que el solicitante tardó en presentarla fue de 60 días para el año 2019 y de 50 días para el año 2018.

Los principales requerimientos de información adicional que el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible les

[23] *Tiempo promedio sin tener en cuenta el que tardó el solicitante en hacer llegar la información adicional solicitada por el MADS.*

solicitó a las empresas operadoras para continuar con el proceso de levantamiento de veda durante los últimos cuatro años fueron:

A. Ajustes en la caracterización florística de las especies en veda dentro del área de influencia del proyecto.

B. Ajustes en las medidas de manejo planteadas.

C. Descripción detallada del proyecto, con su debida delimitación del área de influencia.

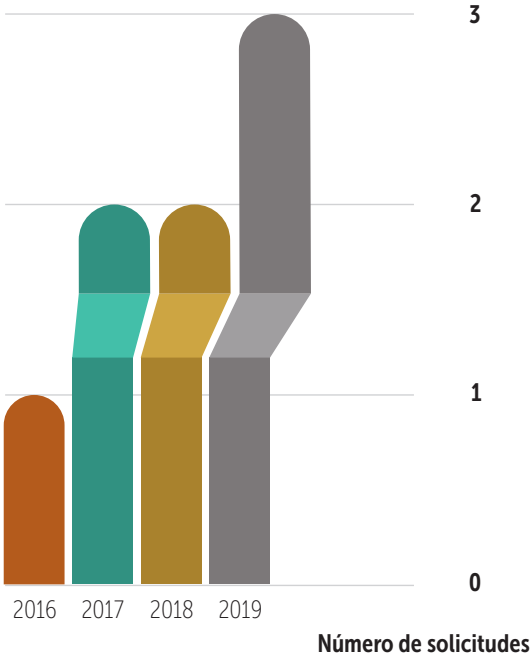
D. Presentación de indicadores de seguimiento y monitoreo de manera independiente para cada medida de manejo.

E. Soportes cartográficos el los que se incluya ubicación del proyecto, tipos de cobertura de la tierra, biomas y zonas de vida presentes.

F. Especificar de manera detallada la metodología implementada para desarrollar el censo de los individuos fustales de las especies arbóreas en veda.

G. Presentación cartográfica de los puntos de muestreo.

3.4. SUSTRACCIÓN DE ÁREAS DE RESERVA



Gráfica 3.13.
Solicitudes permiso sustracción áreas de reserva forestal por año

Para los años 2016, 2017, 2018 y 2019 el Ministerio dio apertura a un total de 128 expedientes, relacionados con solicitudes de sustracción de áreas en reservas forestales, de las cuales ocho fueron del sector hidrocarburos.

El sector de hidrocarburos ha aumentado la solicitud de sustracción de reserva temporal o definitiva; sin embargo, el número de solicitudes sigue siendo bajo. Lo anterior se traduce en el impacto de los proyectos del sector en áreas de reserva forestal del país. Para el año 2019 se presentaron 3 solicitudes.

En cuanto al otorgamiento de permisos de sustracción de áreas en reservas forestales, en el año 2018 la Dirección de Bosques, Biodiversidad y Servicios Ecosistémicos del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible emitió cinco resoluciones por medio de las cuales se sustrae de manera temporal o definitiva un área de reserva forestal. Para el año 2019 se otorgó un permiso de sustracción de reserva forestal.

De los cinco permisos que se concedieron en el 2018, dos fueron para sustracción temporal y los tres restantes para sustracción definitiva. El permiso que se otorgó en 2019 fue para una sustracción definitiva y temporal.

El tiempo promedio que demoró el trámite de sustracción de reserva forestal en el año 2019 fue de 143 días (4,8 meses). En el año 2018 este trámite tardó en promedio 389 días (13 meses) sin tener en cuenta el tiempo que demoró el usuario en presentar la información adicional, que fue de 282 días promedio para el año 2018 (9,4 meses). A dos de los cinco trámites se les requirió información adicional.

De las tres solicitudes en el año 2019 se llegó a fin de trámite de una, concediendo el permiso de sustracción de reserva temporal y definitiva.

3.4.1. REQUERIMIENTOS DE INFORMACIÓN ADICIONAL DURANTE EL TRÁMITE DE SUSTRACCIÓN DE ÁREAS DE RESERVA

Durante el proceso de sustracción de reserva forestal, de las cinco resoluciones que otorgaron la sustracción de reserva temporal o definitiva en el año 2018, a dos trámites se les solicitó información adicional para continuar con el proceso. Estos requerimientos principalmente se refirieron a:

a. Descripción de detallada de las áreas solicitadas en sustracción.

b. Localización en coordenadas platas sistema Magna Sirgas de las áreas solicitadas en sustracción.

c. Información detallada del proyecto a desarrollar.

d. Presentación detallada del área de influencia indirecta y directa.

e. Presentación en la descripción y cartografía ambiental.

f. Aclarar medidas de compensación propuestas.

3.5. AUTORIZACIONES DE INTERVENCIÓN ARQUEOLÓGICA - ICANH

Las zonas definidas como de especial interés arqueológico, histórico o cultural son clasificadas como zonas restringidas para poder desarrollar proyectos de exploración y/o explotación de hidrocarburos. Por lo anterior, es necesario adelantar programas de arqueología preventiva y contar con la autorización del Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH) para el desarrollo de proyectos del sector hidrocarburos garantizando la protección del patrimonio arqueológico.

Las fases del Programa de Arqueología Preventiva según los lineamientos[24] que rigieron hasta el 16 de diciembre de 2019 fueron:

1. Diagnóstico arqueológico: se efectúa en etapa de prediseño.

2. Prospección y formulación del Plan de Manejo Arqueológico: se efectúa en etapa de diseño.

3. Implementación del Plan de Manejo Arqueológico: etapa de preconstrucción y construcción. Este plan de manejo puede incluir monitoreo, rescates, prospecciones intensivas y actividades de divulgación.

Para las diferentes etapas del Programa de Arqueología Preventiva según los lineamientos (Decreto 1080 del 2015) debía solicitarse la Autorización de Intervención Arqueológica.

[24] *El presente estudio se rige por el Decreto Decreto 1080 de 2015.*

Para futuras autorizaciones de arqueología preventiva se deberá tener en cuenta el Decreto 138 de 2019, el cual involucra en su implementación las siguientes fases:

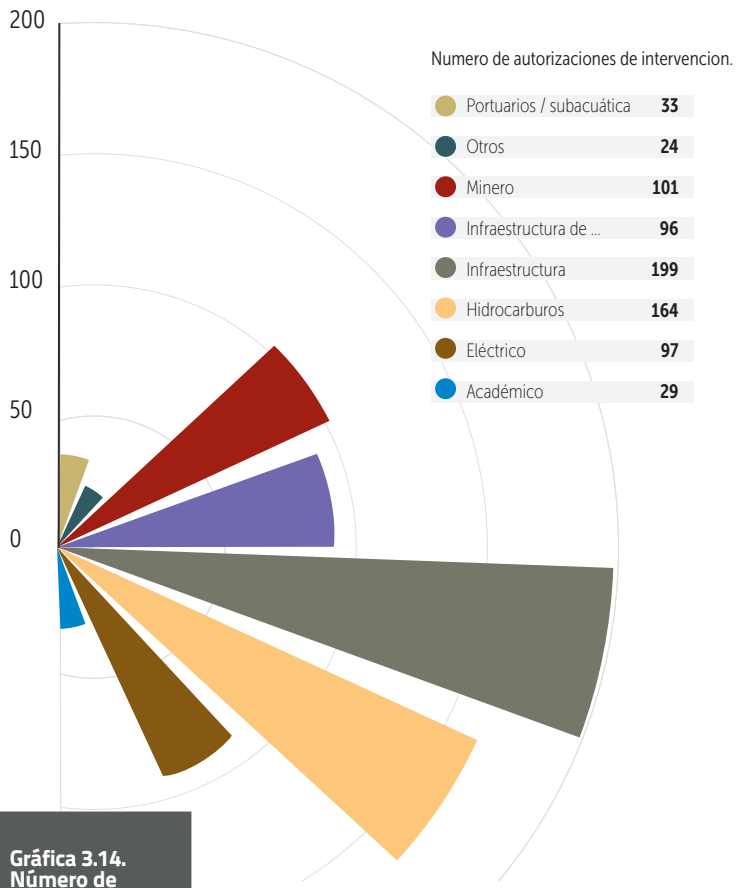
a. Registro

b. Diagnóstico y prospección

c. Aprobación Plan de Manejo

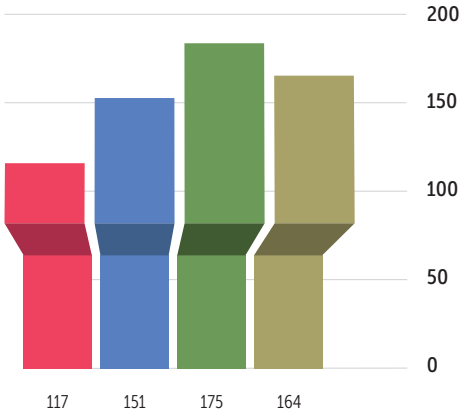
d. Implementación del Plan de Manejo arqueológico

e. Divulgación y arqueología Pública.



Gráfica 3.14. Número de autorizaciones de intervención expedidas por sector año 2019

En el año 2019, el ICANH emitió 743 autorizaciones de intervención arqueológica, de las cuales 164 fueron otorgadas a proyectos del sector hidrocarburos, siendo el segundo con mayor número de aprobaciones de intervención arqueológica para el desarrollo de proyectos.



Autorizaciones al sector hidrocarburos en los años 2016 - 2019.

Gráfica 3.15. Autorizaciones al sector hidrocarburos en los años 2016-2019

2016
2017
2018
2019

Se presentaron 171 solicitudes de autorización de intervención arqueológica en el año 2019 y se autorizaron 164, quedando pendiente por dictamen final siete solicitudes.

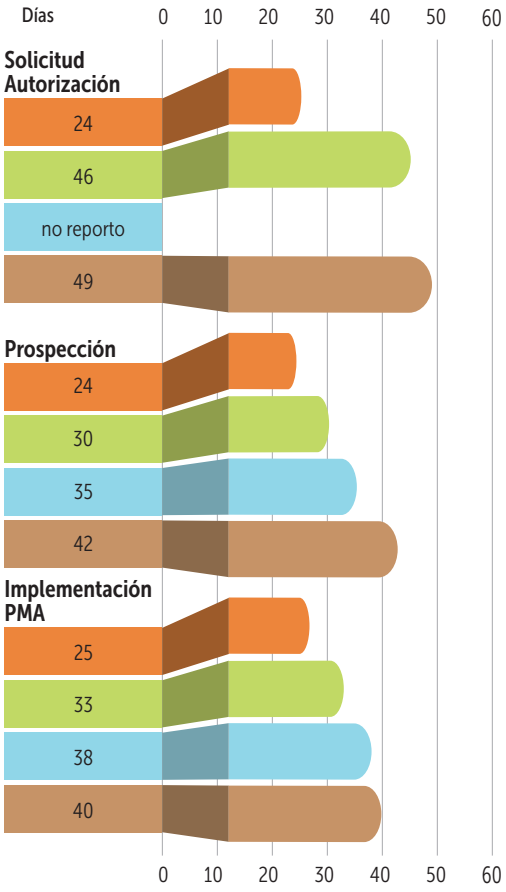
Las autorizaciones disminuyeron con respecto al año 2018; sin embargo, son mayores en relación con los años 2016 y 2017.

El tiempo del proceso ante el ICANH para la autorización de intervención arqueológica preventiva es corto si se compara con otro tipo de trámites.

En promedio, para obtener la autorización de intervención arqueológica preventiva en fase de prospección el ICANH tardó 42 días (1,4 meses) en el año 2019.

La etapa de prospección es la que aporta el mayor número de autorizaciones durante los años 2016, 2017, 2018 y 2019 del programa de arqueología preventiva; en esta etapa se realiza la exploración del área de impacto directo del proyecto, toma de muestras en campo y análisis de estas en laboratorios especializados para establecer las características arqueológicas del área y poder identificar posibles impactos sobre el patrimonio arqueológico.

Seguida de la etapa de prospección está la implementación de PMArq con mayor número de autorizaciones, en la cual de acuerdo con los resultados de la etapa de prospección, se formula el Plan de Manejo Arqueológico. Esta especifica las acciones arqueológicas requeridas antes y durante el desarrollo de las obras.



Gráfica 3.16. Tiempos promedio para las autorizaciones por fase para el programa de arqueología preventiva año 2016-2019

El tiempo que tomó el ICANH para dar autorización a las diferentes etapas del programa de arqueología preventiva en el año 2019 no superó los 50 días; la fase de implementación del PMA presenta el menor tiempo con 40 días en el año 2019.

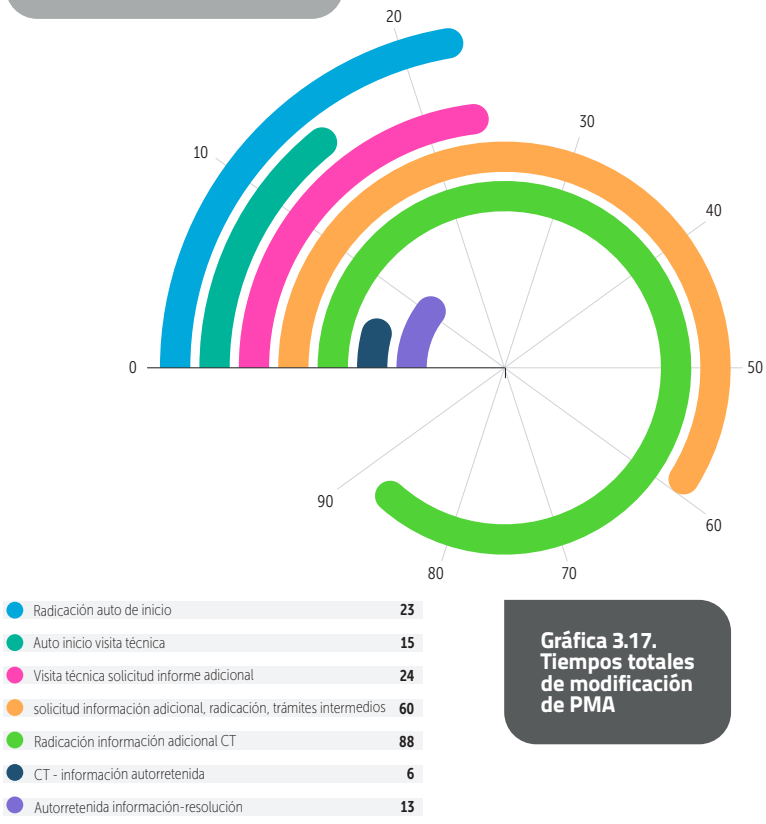
En el año 2019 se aprobaron 131 informes finales, 26 más que en el año 2018.

Tabla 3.5.
Tiempos internos de licenciamiento de la ANLA

PROCESO	DÍAS
Radicación auto de inicio	16
Auto inicio visita técnica	21
Visita técnica solicitud informe adicional	45
Solicitud información adicional, radicación, trámites intermedios	54
Radicación información adicional CT	72
CT - información autorretenida	59
Autorretenida información-resolución	7

Tabla 3.6.
Tiempos internos de modificación de licencia en la ANLA

PROCESO	DÍAS
Radicación auto de inicio	12
Auto inicio visita técnica	17
Visita técnica solicitud informe adicional	18
Solicitud información adicional, radicación, trámites intermedios	52
Radicación información adicional CT	74
CT - información autorretenida	30
Autorretenida información-resolución	4



Gráfica 3.17.
Tiempos totales de modificación de PMA

Tabla 3.7.
Trámites archivados en 2019.

TRÁMITE	CANTIDAD	TIEMPO PROMEDIO	PRINCIPALES RAZONES DEL ARCHIVO	INTERPUSO RECURSO DE REPOSICIÓN
Licencia ambiental	2	186	Información adicional entregada por el solicitante no satisface lo requerido por la Anla	Si
Modificación de licencia	2	167	1. Rechazo EIA 2. Información adicional entregada por el solicitante no satisface lo requerido por la Anla	Si
Modificación de PMA	1	162	Información adicional no cumplió con lo requerido por la Anla	No

Tabla 3.8.
Motivos solicitud de información adicional

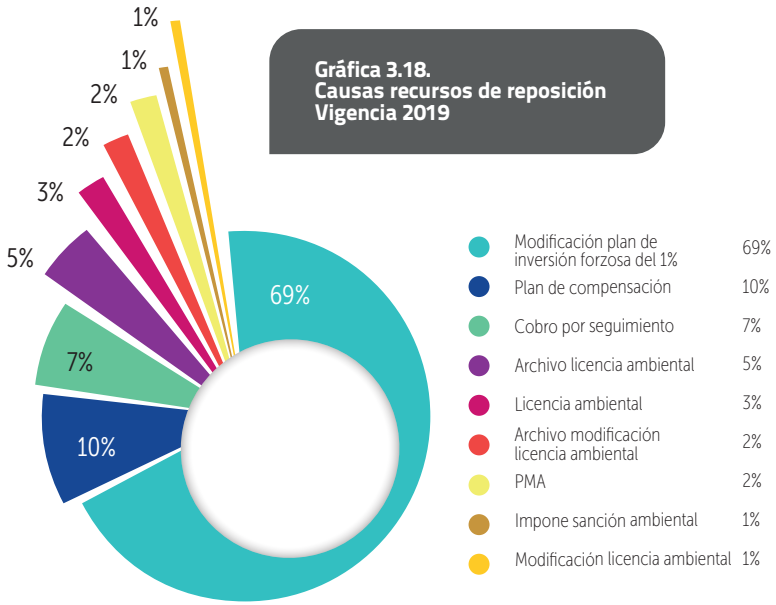
MOTIVO	TOTALES	%
Caracterización área de influencia	127	33
Evaluación económica ambiental	66	17
Demanda, uso y/o aprovechamiento de los RN	54	14
Descripción del proyecto	53	14
Evaluación ambiental	22	6
Plan de gestión del riesgo	17	4
Plan de manejo ambiental	13	3
Plan de compensación del medio biótico	9	2
Plan de inversión de no menos del 1%	7	2
Superposición de proyectos	6	2
Zonificación ambiental	6	2
Plan de seguimiento y monitoreo	2	1
TOTAL	382	100

3.6. RECURSOS DE REPOSICIÓN

Los recursos de reposición son interpuestos contra los actos administrativos emitidos por la autoridad ambiental cuando el usuario considera que los mecanismos no proceden. Para la vigencia del año 2019, la autoridad profirió un total de 123 actos administrativos dando respuesta a los recursos de reposición, de los cuales 18 fueron contra autos y 105 contra resoluciones.

A 37 recursos de reposición interpuestos en el año 2019 se les dio respuesta el mismo año, con un promedio de 86 días como tiempo de respuesta desde la radicación hasta el pronunciamiento de la autoridad. Los 86 recursos interpuestos restantes se interpusieron en el año 2018 con un tiempo promedio de respuesta de 234 días, desde la radicación hasta el pronunciamiento de la autoridad.

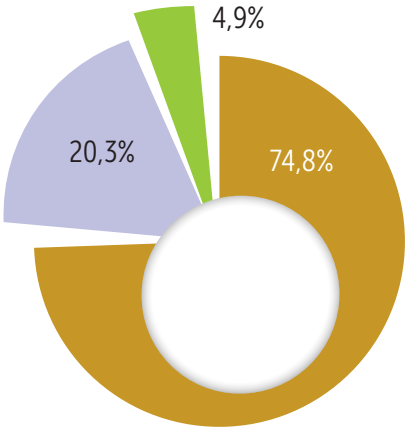
Gráfica 3.18.
Causas recursos de reposición
Vigencia 2019



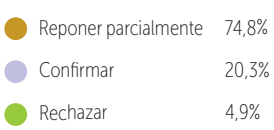
Con respecto a las causas de estos recursos de reposición interpuestos, el 69% corresponde a modificaciones vía seguimiento de la Anla al plan de inversión forzosa del 1%, seguido de los planes de compensación con un 10%. El 7% de los recursos fue interpuesto contra autos de cobro por seguimiento; 5% de los recursos contra autos de archivo de trámites de licencia ambiental; 3% a resoluciones que otorgaron licencia ambiental; 2% a autos de archivo de trámites de modificación de licencia ambiental; 2% a establecimientos de PMA; 1% contra resoluciones que pusieron una sanción ambiental, y el 1% contra modificación de Licencia Ambiental.

Es importante anotar que el aumento en los recursos de reposición está dado por el acogimiento del Decreto 2099 de 2016, el cual establece la inversión forzosa por utilización de agua tomada directamente de fuentes naturales.

De los 123 recursos de reposición resueltos para el año 2019, se repusieron parcialmente 92, se confirmaron 25 y se rechazaron seis.

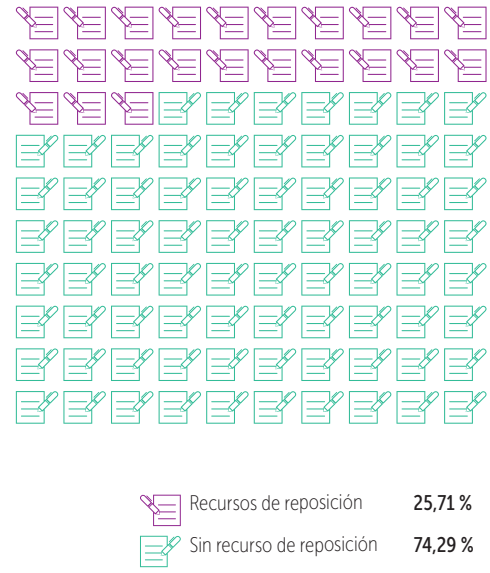


Gráfica 3.19.
Distribución porcentual fin de trámite recursos de reposición



En la vigencia del año 2019, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales se pronunció sobre 35 trámites (17 licencias ambientales, 13 modificación de licencia y cinco modificaciones planes de manejo), a nueve de estos actos administrativos emitidos por la Anla los usuarios interpusieron recursos de reposición (entre resoluciones y autos), y de estos nueve,, siete se resolvieron en el año 2019. Quedaron pendientes por resolver dos recursos de reposición, un referente a modificación de licencia y uno a licencia ambiental.

Gráfica 3.20.
Porcentaje recursos de reposición vs pronunciamientos autoridad.



Estos recursos de reposición se resolvieron en un tiempo promedio de 84 días calendario. La respuesta de la autoridad a los recursos de reposición interpuestos a cuatro autos fue de confirmación. Los tres recursos de reposición interpuestos a resoluciones de licencia y modificación de licencia tuvieron respuesta por parte de la Anla, que repuso parcialmente los actos administrativos promulgados.

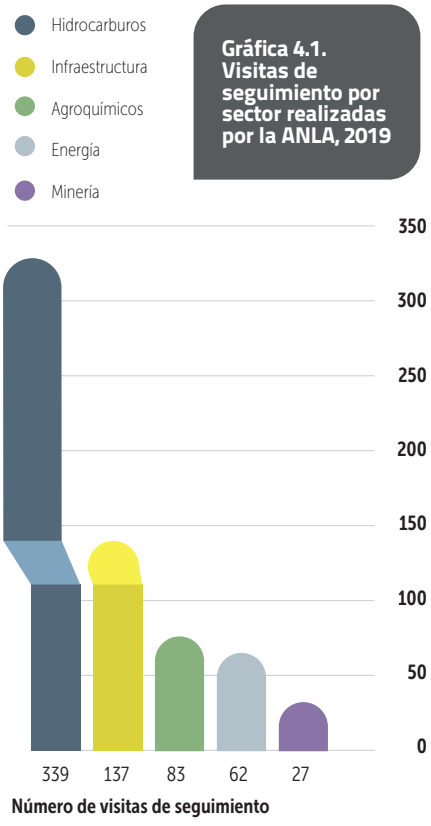


04 SEGUIMIENTO AMBIENTAL A LOS PROYECTOS

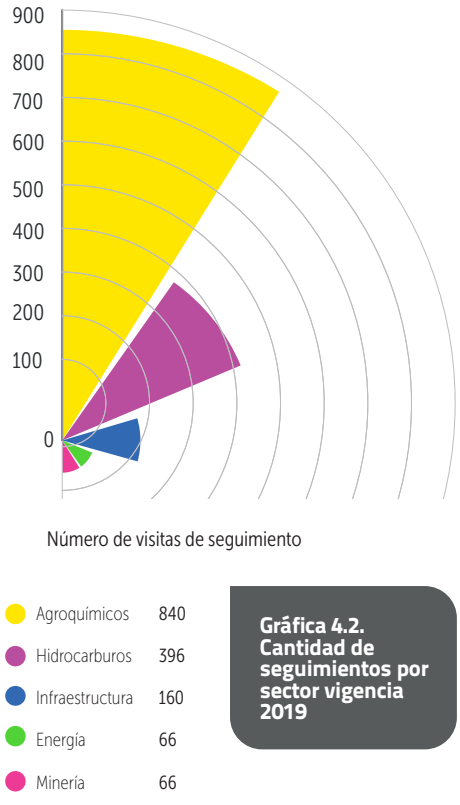
4.1. SEGUIMIENTOS POR SECTORES REALIZADOS POR LA ANLA DURANTE EL AÑO 2019

4.1.1. VISITAS TÉCNICAS

La Anla reportó que en el año 2019 se realizaron 565 visitas técnicas de seguimiento a los proyectos de todos los sectores. De estas visitas, 339 corresponden al sector de hidrocarburos, 137 al de infraestructura, 83 al de agroquímicos y proyectos especiales, 62 al sector de energía y 27 al de minería.



Gráfica 4.1. Visitas de seguimiento por sector realizadas por la ANLA, 2019



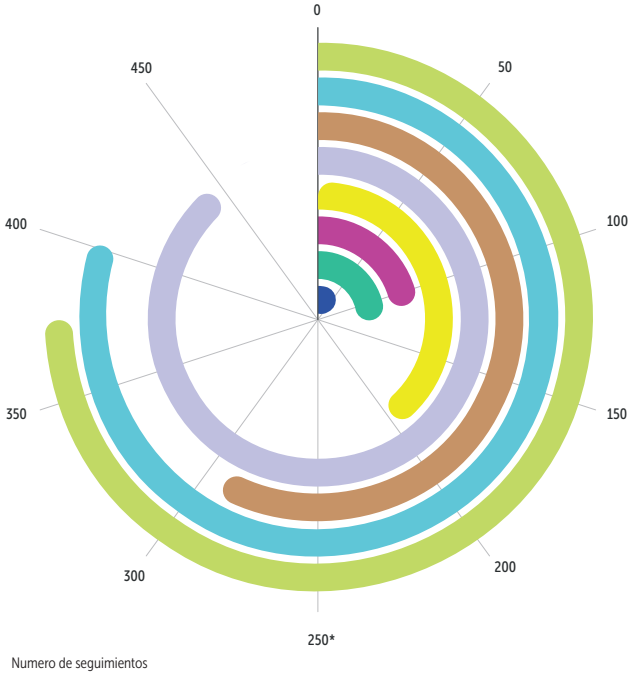
Gráfica 4.2. Cantidad de seguimientos por sector vigencia 2019



4.2. SEGUIMIENTOS AL SECTOR DE HIDROCARBUROS

Los seguimientos ambientales a la industria petrolera han aumentado desde el año 2016 comparado con el periodo 2012-2015; sin embargo, para el año 2019 disminuyeron comparándolo con el año 2018 en cinco seguimientos.

Gráfica 4.3. Seguimientos al sector por año



Numero de seguimientos

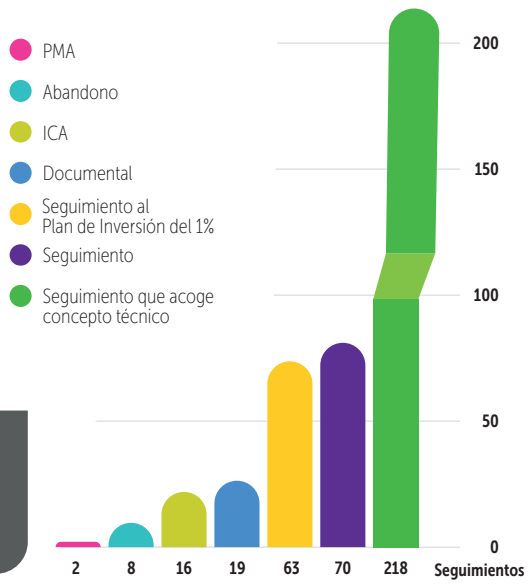
2012	78
2013	117
2014	103
2015	198
2016	447
2017	291
2018	401
2019	396

En el 2019 finalizaron 220 procesos de seguimiento con vigencia de años anteriores

4.2.1. ANÁLISIS DE LOS ACTOS ADMINISTRATIVOS DE SEGUIMIENTO

Durante la vigencia 2019, se implementó la estrategia de seguimientos por oralidad, logrando que en esta primera etapa se emitieran 127 actas elaboradas como resultado de las reuniones con las empresas resultantes del control y seguimiento para el sector hidrocarburos.

Gráfica 4.4. Clasificación autos de seguimiento y control año 2019



4.3. COSTOS DE TRÁMITES POR PARTE DE LA 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 01978 del 2 de noviembre de 2018 la cual modificó la Resolución 324 de 2015. En este cobro se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

a. Si es Licencia Ambiental Global
b. Costos de los profesionales (dedicación hombre/mes)
c. Duración de la visita
d. Costos de los tiquetes aéreos
e. Costos de administración

Tabla 4.1. Costos promedio por trámites y por seguimiento

Fuente. Anla,2019.

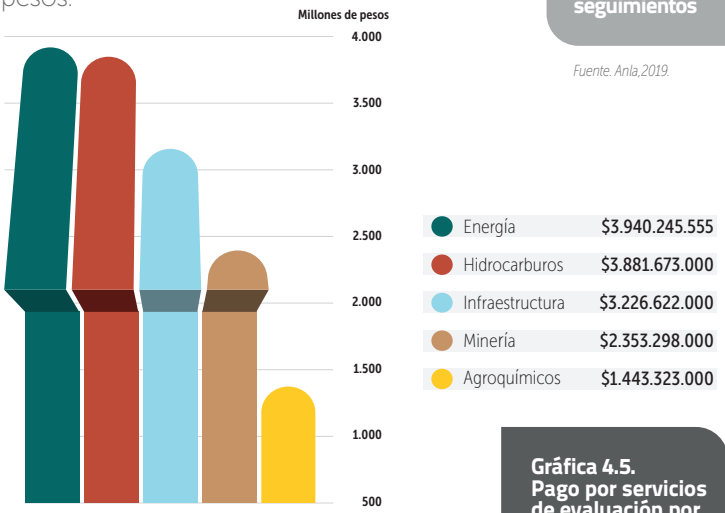
AÑO	LICENCIAMIENTO	MODIFICACIÓN DE LICENCIA	SEGUIMIENTO	
			CON VISITA	DOCUMENTAL
2019	$ 175.670.222	$ 147.766.500	$113.123.000	$ 13.587.666
2018	$ 156.744.000	-	$ 98.883.500	$10.358.000
2017	$ 139.729.842	$252.497.000	$ 101.446.978	-
2016	$ 142.905.995	$153.098.915	$ 91.344.658	-

4.3.1. COSTO POR TRÁMITES DE EVALUACIÓN AMBIENTAL

El sector de energía fue el que pagó más dinero por concepto de evaluación en el año 2019 con un total de 3.940 millones de pesos, seguido del sector hidrocarburos con un pago total de 3.881 millones de pesos.

Tabla 4.2. Costo por seguimiento anual y cantidad de seguimientos

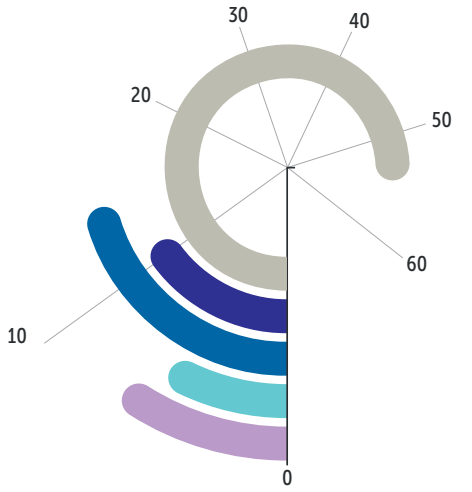
Fuente. Anla,2019.



Gráfica 4.5. Pago por servicios de evaluación por sector.

4.3.2. COSTOS POR SEGUIMIENTOS AMBIENTALES

Con información directamente reportada por la Anla para el desarrollo del presente estudio se establecieron los pagos por concepto de seguimiento que realizó cada sector en el año 2019. El sector de hidrocarburos fue el que más aporta al recaudo total de la Anla por este concepto, con un pago total de 54.801 millones de pesos, seguido del sector infraestructura con 10.444 millones.



Pago por seguimiento en miles de millones de pesos.

Gráfica 4.6. Pago por servicios de seguimiento por sector año 2019.

54.800.989.146
10.444.491.548
12.813.825.393
5.182.269.704
5.731.886.580

Los expedientes activos del sector hidrocarburos a corte 31 de diciembre de 2019 fueron 771. Comparando esto con la cantidad de seguimientos, se puede inferir que al 51,4% del total de expedientes activos, la autoridad ambiental realizó seguimiento en el año 2019.

AÑO	SEGUIMIENTOS	COSTO POR SEGUIMIENTOS ANUAL
2016	447	$22.274 M
2017	291	$21.177 M
2018	401	$27.382 M
2019	396	$54.801 M

La Anla[25] recaudó en el 2019 un total de $123.000 millones, de los cuales $54.801 millones fueron aportados por hidrocarburos, el 44,5% del total recaudado.

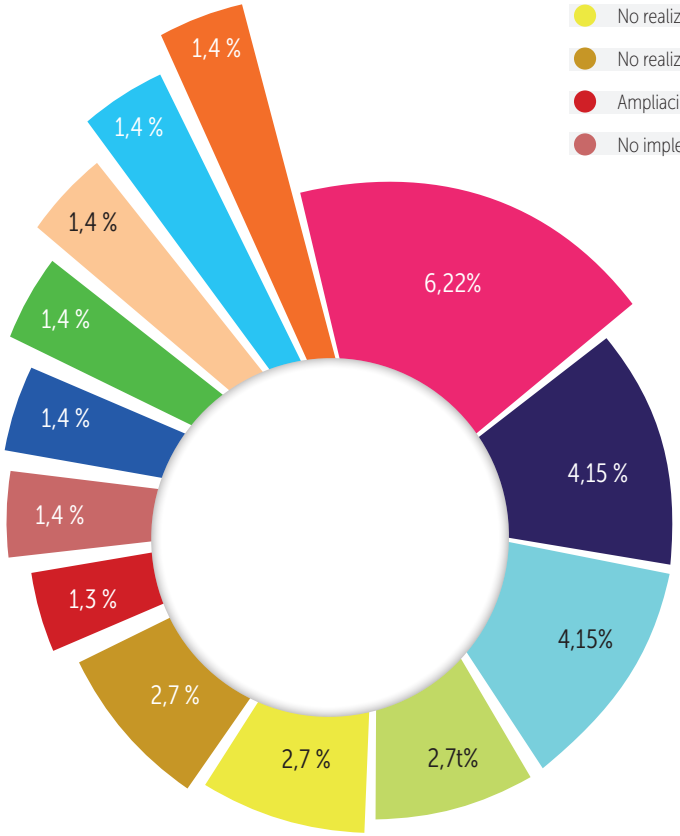
Cobros promedio por servicio año 2019
- Offshore con visita: 91.566.333
- Onshore con visita: 135.608.000
- Documental: 13.587.666

4.4. INVESTIGACIONES Y SANCIONES AL SECTOR HIDROCARBUROS

En el año 2019 la ANLA emitió 91 autos en los que se ordena la apertura de inves-

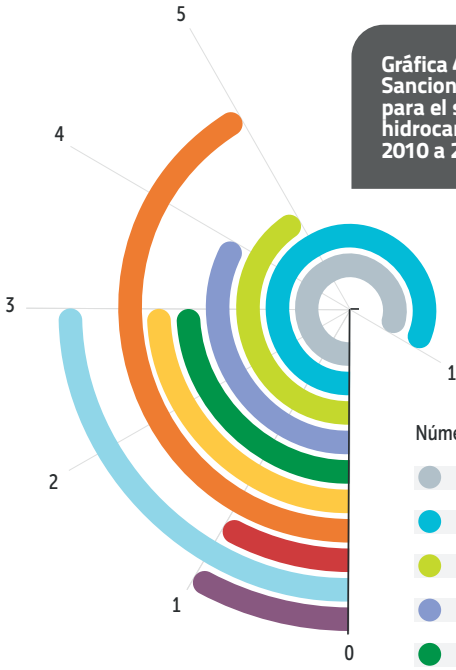
[25] *Anla al día. Agosto 2020*

tigación distribuidos de la siguiente manera: 18 para el sector de hidrocarburos, 45 para el de infraestructura, ocho para energía, 15 para agroquímicos y 15 para minería.



- Obras y actividades sin autorización previa de la Anla
- Contingencia por derrames
- No dar cumplimiento al PMA
- No llevar a cabo las actividades aprobadas en el Plan de Inversión Forzosa del 1%
- No realizar de manera adecuada el procedimiento de abandono y desmantelamiento de los pozos
- No realizar los monitoreos de calidad de aire y ruido con la periodicidad exigida
- Ampliación de plataforma en zonas de exclusión del proyecto
- No implementar actividades de mantenimiento del sistema de transporte de hidrocarburos

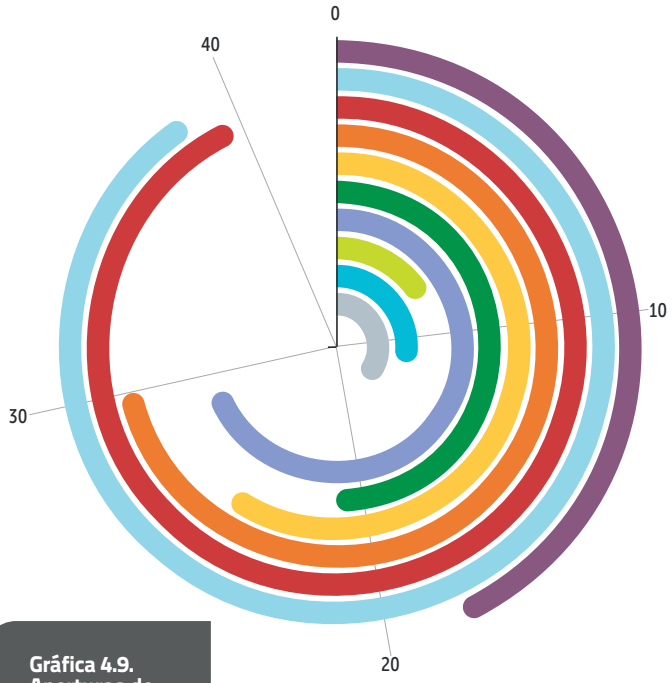
Gráfica 4.7. Distribución porcentual de las causas de apertura de investigación



Gráfica 4.8. Sanciones para el sector hidrocarburos 2010 a 2019

Número de sanciones por año.

2010	10
2011	10
2012	5
2013	4
2014	3
2015	3
2016	5
2017	1
2018	3
2019	1

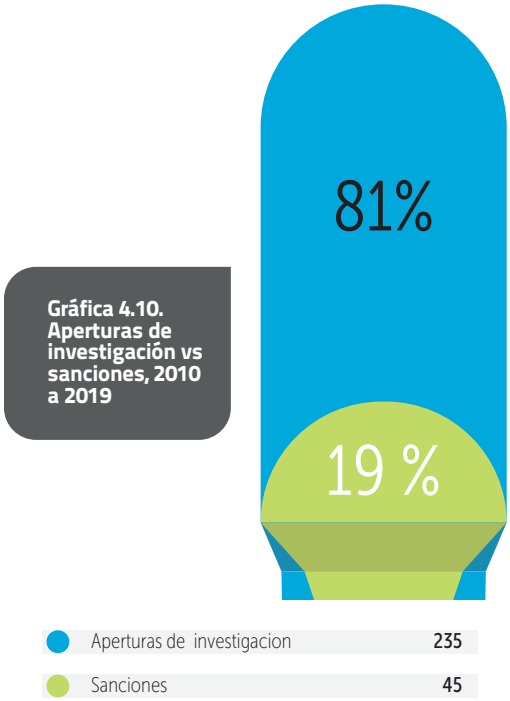


Gráfica 4.9. Aperturas de investigación a proyectos de hidrocarburos, 2010 a 2019

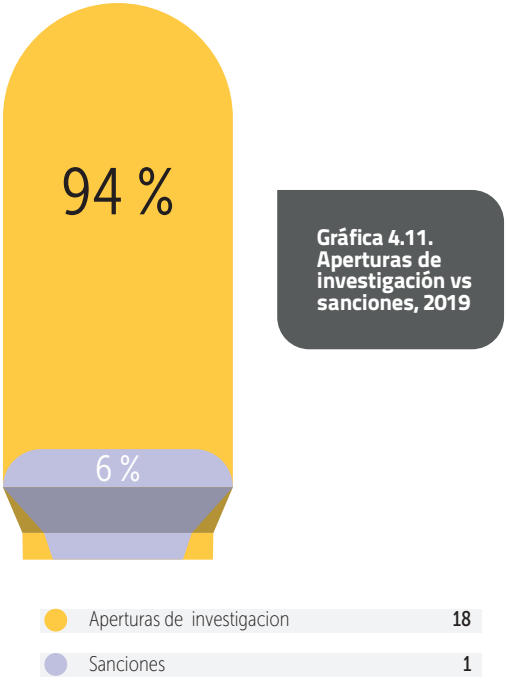
Número de apertura de investigacipnes por año.

2010	16
2011	12
2012	7
2013	29
2014	21
2015	25
2016	30
2017	39
2018	38
2019	18





Gráfica 4.10. Aperturas de investigación vs sanciones, 2010 a 2019



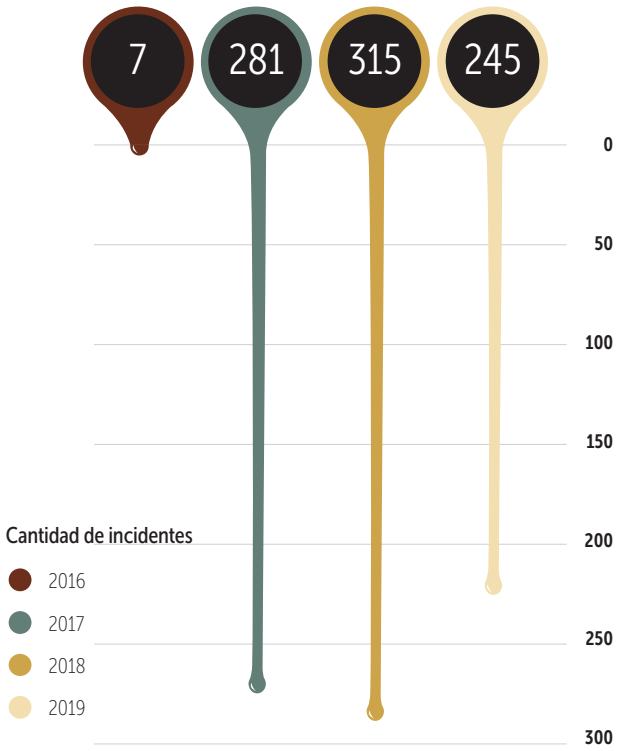
Gráfica 4.11. Aperturas de investigación vs sanciones, 2019

Las sanciones interpuestas al sector son bajas, representando un 6% del total de aperturas de investigación para el año 2019; desde el 2010 al 2019 solo el 19% de apertura de investigaciones ha finalizado con la imposición de una sanción. Se evidencia que el sector hidrocarburos sigue siendo uno de los sectores más vigilados por la Anla, ya que ocupa el segundo sector con más seguimientos realizados a sus proyectos, proceso en el cual se verifica el cumplimiento de los requerimientos establecidos en las licencias ambientales.



05 INDICADORES DE GESTIÓN AMBIENTAL SOBRE DERRAMES DE HIDROCARBUROS

Se presenta y analiza en este capítulo la cantidad de reportes de derrames del sector hidrocarburos ocasionados por acción de terceros y sucesos naturales registrados en los años 2016, 2017, 2018 y 2019. También la cantidad del derrame, los departamentos y municipios donde se presentaron mayor cantidad de derrames.



Gráfica 5.1. Incidentes reportados de derrames de los años 2016 al 2019

En el año 2019 se reportaron 70 incidentes menos que los ocurridos durante el año 2018. Para este análisis se incluyeron los derrames que registró la Anla en la ejecución de todas las actividades del sector hidrocarburos, que incluyen incidentes con crudo y mezclas de agua-crudo (en su mayoría causados por acciones ilícitas de terceros al margen de la ley). El volumen derramado de hidrocarburo confirmado en el año 2019 fue más bajo que en el año anterior.



Gráfica 5.2.
Cantidad barriles derramados por acción de terceros desde el año 2016 al 2019



De los 590,41 barriles derramados solo 0,01 barriles se atribuyen a causa de suceso natural en el 2019, en los años 2018 y 2017 no se reportaron derrames por esta causa y en el año 2016 se derramaron 1,6 barriles.

En la mayoría de los casos no se pudo establecer la cantidad derramada por presencia de actores armados que limitaron la seguridad del personal que realizaría las acciones de control de la emergencia.

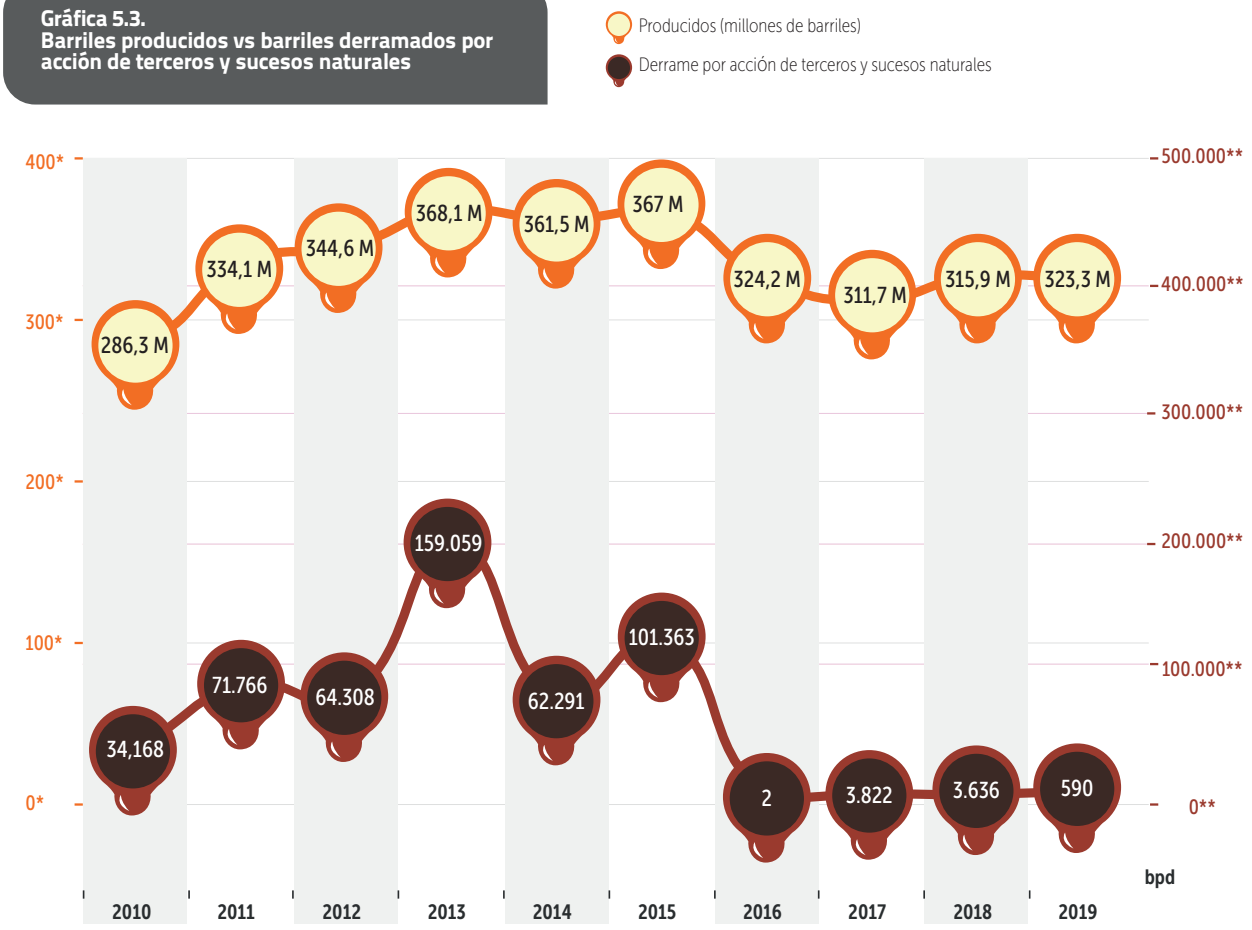
Los derrames que se clasifican por causa de "acción de terceros" se deben principalmente a:

- Instalación de válvulas ilícitas para hurto de hidrocarburo.
- Atentados terroristas.

5.1. INDICADOR DE DERRAMES

El indicador de derrames se realiza con base en la cantidad de petróleo derramado por acción de terceros y sucesos naturales en el año y el total de barriles producidos.

Gráfica 5.3.
Barriles producidos vs barriles derramados por acción de terceros y sucesos naturales



En la gráfica anterior se puede observar cómo la cantidad de ataques contra la industria petrolera a nivel de voladuras disminuyó por el proceso de paz. Sin embargo, la instalación de válvulas ilícitas con intensión de hurto continúa.

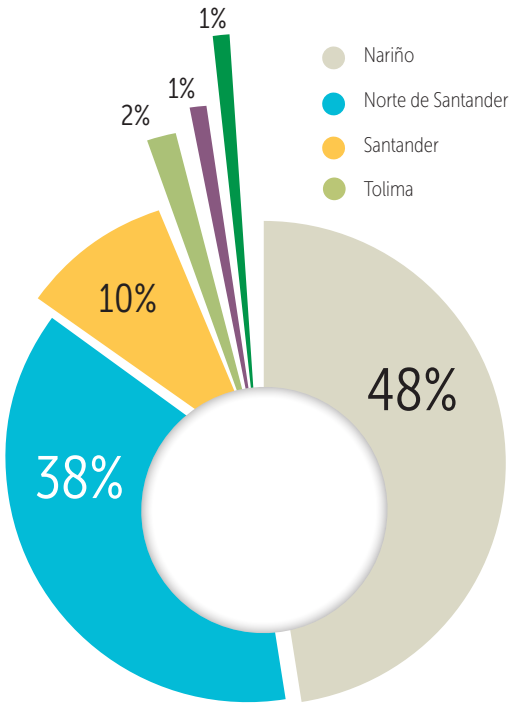
5.2 ETAPAS DE LA CADENA PRODUCTIVA DONDE SE PRESENTARON LOS DERRAMES

Los 590,41 barriles derramados atribuidos a la acción por terceros se presentaron en las etapas de producción[26] con 234,61 barriles derramados equivalentes al 40% y en el transporte, donde se derramaron 355,79 barriles equivalentes al 60%, por ataques a oleoductos principalmente.

Gráfica 5.4.
Barriles derramados atribuidos a la acción por terceros



Los departamentos en donde se registró la mayor candidad de barriles de crudo derramado fueron Norte de Santander, Nariño y Santander, que coinciden con la presencia de grupos armados al margen de la ley.



Gráfica 5.5.
Porcentaje de volumen derramado de crudo, por departamento año 2019

[26] *Dentro de la etapa de producción se atribuyen derrames en las líneas de flujo y/o transferencia.*

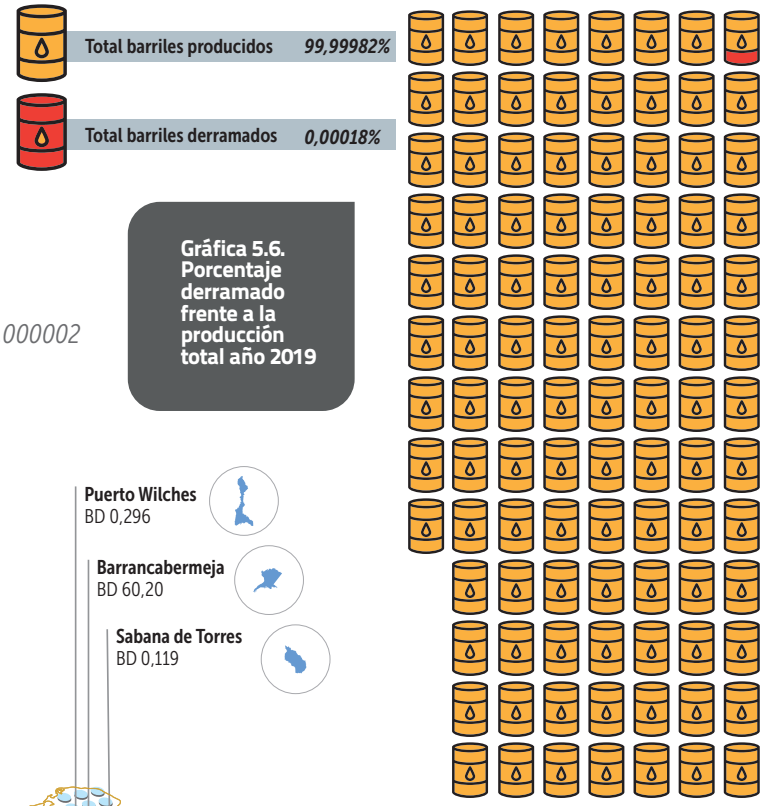
En el departamento de Arauca se registraron por acción de terceros ilegales al margen de la ley, 11 eventos y en el departamento de Putumayo, nueve; sin embargo, no se pudo establecer la cantidad derramada, en muchos casos porque no existían garantías de seguridad para el personal a cargo de esta tarea.

$$I.T.D. = \frac{(Total\ de\ barriles\ derramados)}{(Total\ de\ barriles\ producidos)} = \frac{590{,}41}{323.327.845} = 0{,}000002$$

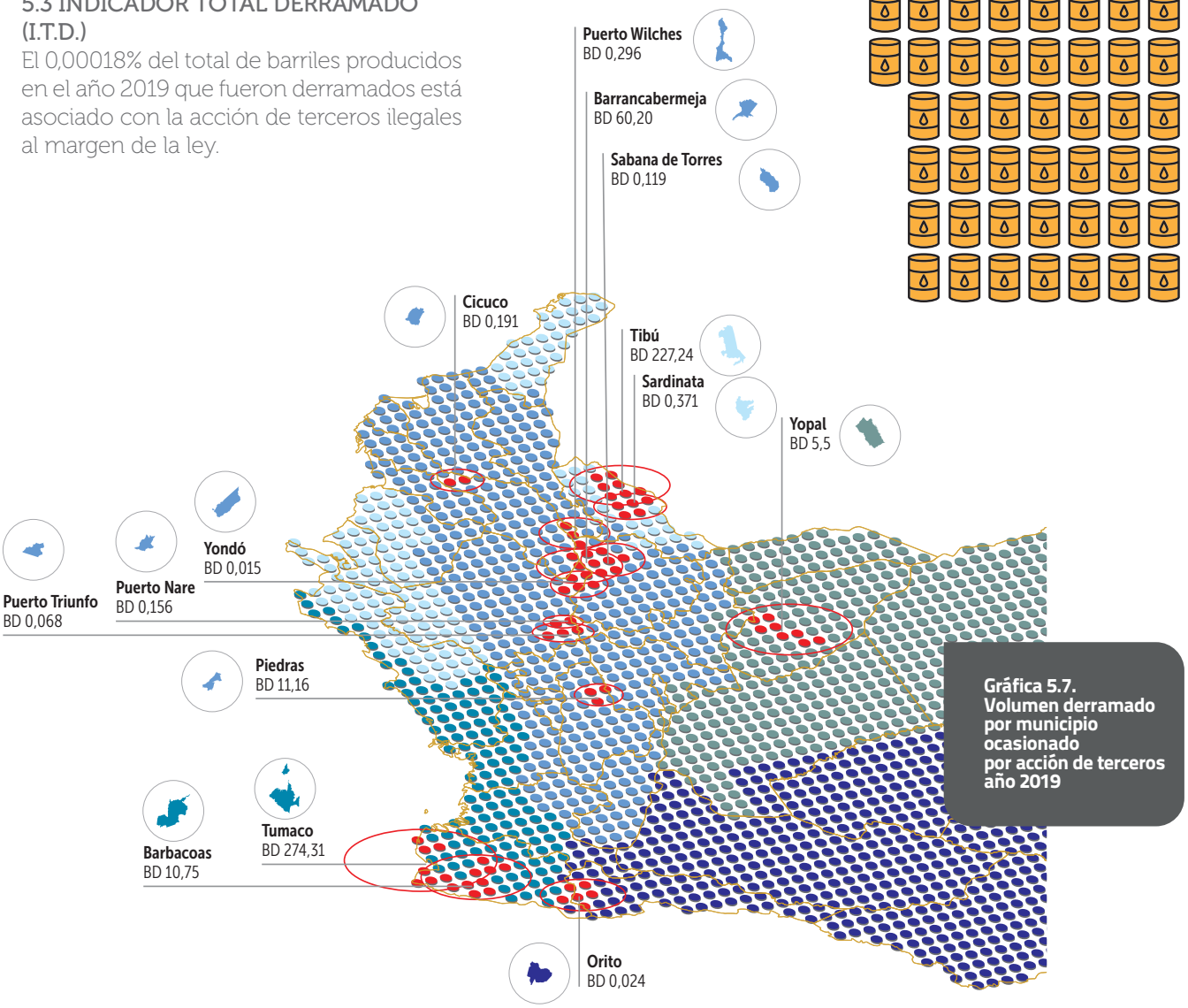
% Barriles derramados / barriles producidos = 0,00018%

5.3 INDICADOR TOTAL DERRAMADO (I.T.D.)

El 0,00018% del total de barriles producidos en el año 2019 que fueron derramados está asociado con la acción de terceros ilegales al margen de la ley.



Gráfica 5.6. Porcentaje derramado frente a la producción total año 2019



Gráfica 5.7. Volumen derramado por municipio ocasionado por acción de terceros año 2019

Áreas hidrográficas:

- Amazonas
- Caribe
- Magdalena / Cauca
- Orinoco
- Pacífico

Convenciones:

BD: Barriles derramados

Municipio

Los indicadores de derrames disminuyeron significativamente con respecto al año 2015.

La cantidad de crudo derramado asociado con acciones de terceros se ha venido reduciendo de manera sustancial a partir del año 2016, lo cual se puede atribuir a los acuerdos de paz, teniendo un impacto positivo en la disminución de los derrames de hidrocarburos por causa de atentados terroristas.



06 COMPENSACIONES E INVERSIÓN DEL 1%

COMPENSACIONES DEL COMPONENTE BIÓTICO

En Colombia, las compensaciones se han definido como las acciones dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones, localidades y el entorno natural por los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos o mitigados (MADS, 2018). En los últimos años, las compensaciones se han convertido en una de las herramientas más utilizadas para el desarrollo de estrategias de conservación, incrementando el valor de la biodiversidad en lugares definidos para la ejecución de acciones de conservación. De igual forma, se han desarrollado diferentes actualizaciones metodológicas que han permitido una puesta en marcha de las medidas de compensación, con resultados más eficaces para la biodiversidad, buscando así lograr un balance entre las pérdidas ocasionadas por un proyecto, obra o actividad y las ganancias que se logran por la ejecución de un proyecto.

Para el caso del sector de hidrocarburos, las compensaciones bióticas son producto de la generación de impactos residuales ocasionados por el desarrollo de las siguientes actividades en el marco de la jerarquía de la mitigación:

ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN EXPLORATORIA

- Construcción y adecuación de vías.
- Perforación exploratoria.
- Construcción de locaciones y áreas de almacenamiento central.
- Construcción y mantenimiento de líneas de flujo.

ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS

- Construcción y adecuación de vías de acceso.
- Construcción de estación de producción.
- Construcción de clústeres y pozos de producción.
- Construcción de líneas de flujo, transporte de fluidos, inyección.

ACTIVIDADES DE TRANSPORTE Y CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.

- Construcción de líneas de flujo.

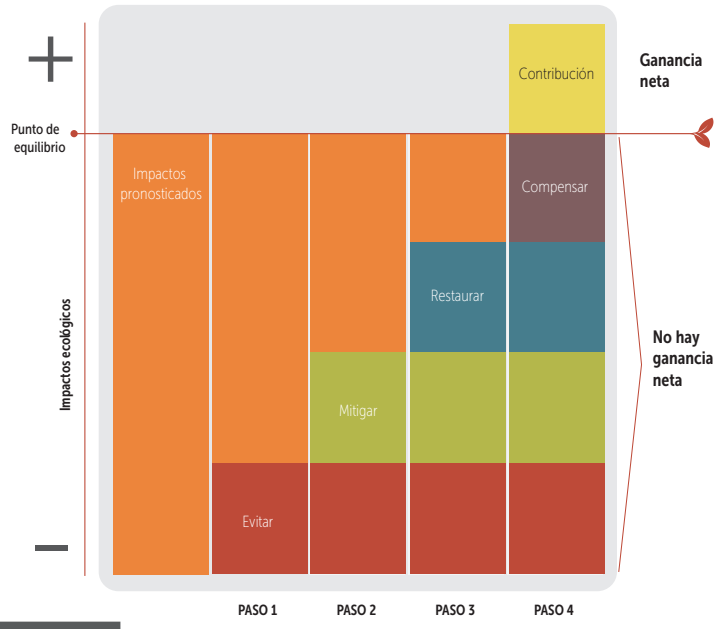
La inversión del 1% es un rubro económico, resultado del uso del recurso hídrico en los proyectos, con destinaciones específicas establecidas por norma; Por otro lado las compensaciones son acciones ecosistémicas que se ejecutan como reparación por pérdida de biodiversidad



Durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, de acuerdo con el potencial petrolífero, asigna bloques a las compañías que cumplan con los requisitos de clasificación.

Una vez se establecen los contratos de concesión en cada bloque, las empresas que tienen adjudicada la concesión solicitan ante la autoridad correspondiente la licencia ambiental, requisito fundamental para el desarrollo de la actividad.

En el marco del trámite de la licencia ambiental, las empresas desarrollan los estudios ambientales establecidos en la normatividad con el objetivo de gestionar los impactos ambientales de manera tal que se cumpla con lo establecido en la jerarquía de la mitigación. Lo anterior implica que deben quedar consignadas las diferentes medidas relacionadas como evitar, corregir, mitigar o compensar los impactos ambientales ocasionados por el desarrollo de la actividad. En este sentido, es importante aclarar que las compensaciones bióticas en la industria, generalmente se dan por impactos localizados en las áreas de interés específicas de los bloques y no representan elementos considerables para la pérdida de biodiversidad en el país.



Gráfica 6.1. Jerarquía de mitigación

6.1. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LA EJECUCIÓN DE COMPENSACIONES DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS

RESULTADOS GENERALES

La ejecución de compensaciones ha venido evolucionando en el tiempo para el sector de hidrocarburos en Colombia, ha sido producto de cambios normativos y de una evolución continua en la aplicabilidad de los instrumentos de control, lo que ha permitido mejorar la eficiencia de la ejecución en los últimos años.

Este informe presenta los diferentes resultados denominado, la gestión de la compensación, el cual responde a cuatro preguntas concretas para llegar a la ejecución de la no pérdida neta de biodiversidad como principal objetivo de compensación: ¿qué compensar?, ¿cómo compensar?, ¿cuánto compensar?, y ¿dónde compensar?

Gráfica 6.2. Gestión de la compensación



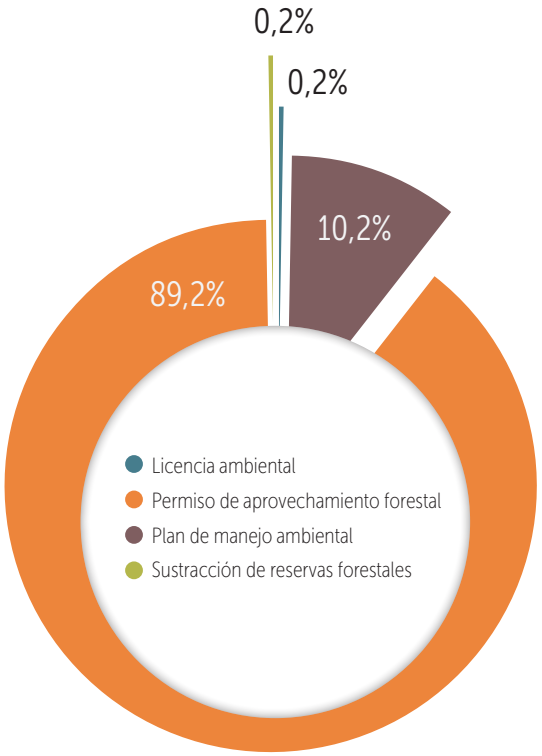
Para el periodo evaluado se ha encontrado que la ejecución de compensaciones por parte del sector ha aportado a la conservación de 1.828 hectáreas en las áreas de influencia de las operaciones. Además, se resalta que con base en el acogimiento a la resolución 256 de 2018 para los planes de compensaciones del componente biótico, todo el sector ha presentado acogimiento para 6320 ha.

De acuerdo con los resultados del informe de las 7.078 hectáreas que fueron aprobadas en el marco de los planes de compensación, 1.828 han sido ejecutadas mediante los diferentes modos, mecanismos y formas de compensación. Así mismo, en la actualidad, hay 6.320 hectáreas que estan enmarcadas en los planes de compensaciones que se acogieron a la resolución 256 de 2018; de estas, durante el periodo evaluado, solo se reporta una ejecución para nueve hectáreas, las demás están en proceso de ejecución o pendientes de aprobación por parte de la autoridad ambiental.

6.1.1 ¿QUÉ COMPENSAR?

Para este informe se ilustran los resultados correspondientes al establecimiento de compensaciones ambientales, aplicables al otorgamiento de licencias, permisos y autorizaciones por pérdida de biodiversidad, permisos de aprovechamiento forestal único de bosque natural, cambio en el uso del suelo o sustracciones de reservas forestales protectoras nacionales o regionales.

% de establecimiento de compensaciones por instrumento de manejo y control, permiso u autorización.



Gráfica 6.3. Establecimiento de compensaciones por instrumento de manejo y control, permiso o autorización.

Acogimiento a la Resolucion 256 de 2018

- Suma de extensión compensación implementada
- Suma de obligación aprobada por la autoridad ambiental

Para el sector de hidrocarburos, la mayor proporción asociada al establecimiento de compensaciones ha sido adjudicada a procesos de licenciamiento ambiental 89,2%; está seguida por permisos asociados a planes de manejo, con el 10,2%; permisos de aprovechamiento forestal, con el 0,4%, y finalmente sustracciones de reservas forestales protectoras, con el 0,3%. Es importante resaltar que las obligaciones asociadas a permisos de aprovechamiento forestal se caracterizan por ser producto de intervenciones menores que ha requerido el sector para el desarrollo de obras complementarias o han sido generadas por otros permisos derivados del licenciamiento ambiental.

Tabla 6.1. Establecimiento de compensaciones por instrumento de manejo y control, permiso o autorización.

Instrumento	Obligación aprobada por la autoridad ambiental
Licencia ambiental	89,2%
Plan de Manejo Ambiental	10,2%
Permiso de Aprovechamiento Forestal	0,4%
Sustracción de Reservas Forestales	0,3%
Total	100%

Departamento	Licencia ambiental	Permiso de Aprovechamiento Forestal	Plan de Manejo Ambiental	Sustracción de Reservas Forestales	Total
Antioquia	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
Arauca	0,3%	0,3%	0,0%	0,0%	0,6%
Bolívar	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%
Boyacá	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Caquetá	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Casanare	10,3%	0,0%	0,0%	0,0%	10,3%
Cauca	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Cesar	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Córdoba	5,1%	0,0%	0,0%	0,0%	5,1%
Huila	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%
Magdalena	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
Meta	69,8%	0,0%	9,3%	0,0%	79,%
Norte de Santander	0,3%	0,0%	0,1%	0,0%	0,5%
Putumayo	0,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,3%
Santander	0,7%	0,0%	0,6%	0,2%	1,6%
Sucre	0,9%	0,0%	0,0%	0,0%	0,9%
Tolima	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%
Total	**89,2%**	**0,4%**	**10,2%**	**0,3%**	**100%**

Tabla 6.2. Instrumento de manejo y control, permiso o autorización a nivel de departamento

El departamento del Meta representa para el periodo de estudio la mayor proporción de área en cuanto al establecimiento de compensaciones con un 79%, en las que se resaltan aquellas que se derivan de procesos de licenciamiento ambiental como las de mayor magnitud en el análisis con un 89%.

Así mismo, se analizó el qué compensar, de acuerdo con la naturaleza del impacto en la biodiversidad y su concordancia con la normatividad aplicable. Así se estableció un indicador que nos permite diferenciar si los avances en resultados de las compensaciones corresponden a una obligación por pérdida de biodiversidad, permisos de aprovechamiento forestal único de bosque natural, cambio en el uso del suelo o sustracciones de reservas forestales protectoras nacionales o regionales. La información asociada a cambio en el uso del suelo y cambios en el paisaje representan obligaciones que en la actualidad no son consideradas por la normativa. Por lo tanto hacen parte de obligaciones acumuladas que fueron implementadas durante el periodo de análisis de este informe.

Tipo de compensación	Obligación aprobada por la autoridad ambiental
Pérdida de biodiversidad	85,6%
Permiso de aprovechamiento forestal	10,0%
Cambio en el uso del suelo	4,2%
Sustracción de reservas forestales protectoras	0,1%
Cambios en el paisaje	0,1%
Total	**100%**

Tabla 6.3. Establecimiento de compensaciones por tipo de obligación

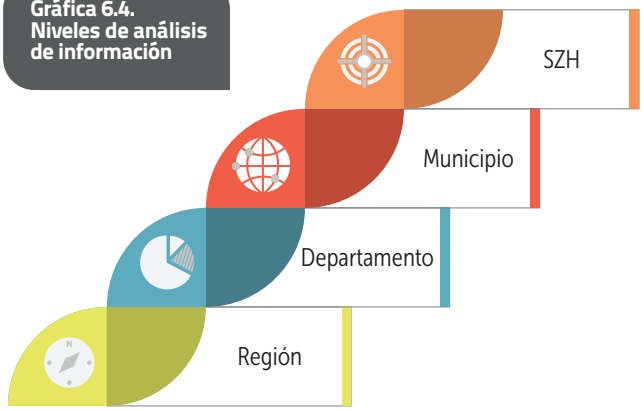
Las compensaciones por pérdida de biodiversidad han representado el mayor porcentaje de establecimiento y ejecución durante el periodo evaluado con un 85%; están seguidas por las compensaciones producto de los permisos de aprovechamiento forestal con un 10%; las compensaciones por cambio en el uso del suelo con un 4,2%; las compensaciones producto de la sustracción de reservas forestales con un 0.1% y, finalmente, las compensaciones por afectación al paisaje con un 0.1%. Las compensaciones asociadas a la sustracción de reservas se han dado puntulamente por solicitud en la Reserva Forestal de Ley 2da del Magdalena en el departamento de Santander y la Reserva Forestal de Ley 2da del Cocuy en el departamento de Norte de Santander.

6.1.2. ¿CUÁNTO COMPENSAR?

Los resultados referentes al cuánto compensar están dados por la proporción de área donde se han implementado las compensaciones asignadas al sector de hidrocarburos en Colombia, con respecto a su establecimiento o calculo de área a compensar de acuerdo con los impactos residuales identificados en la etapa de licenciamiento ambiental. Para ilustrar los

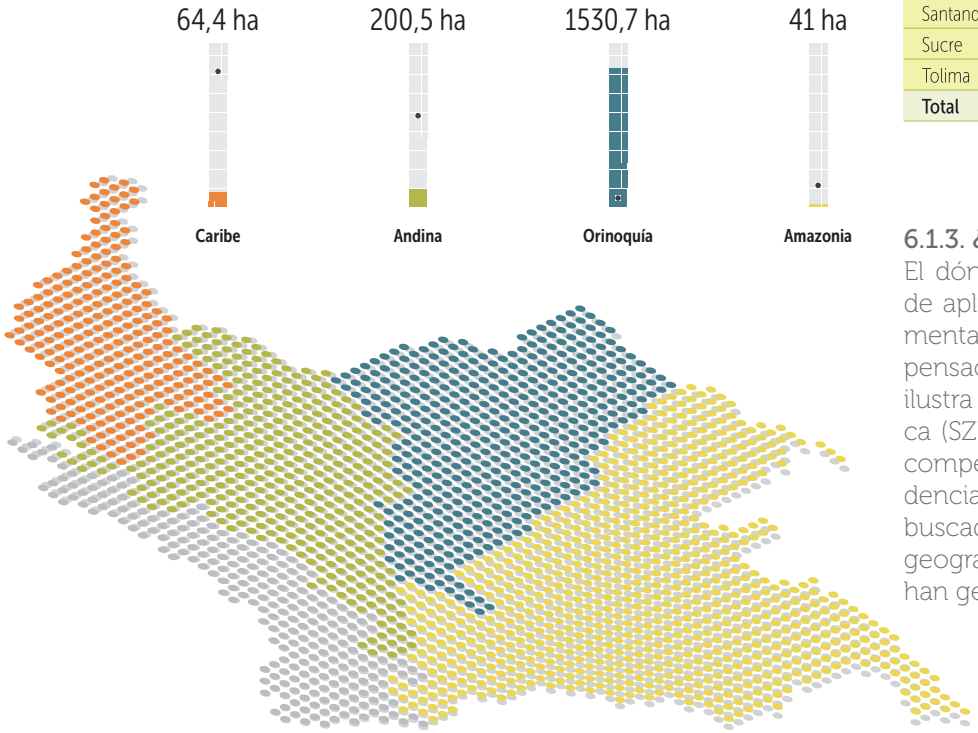
resultados, establecimos indicadores que evidencian los resultados de ejecución por regiones geográficas, subzonas hidrográficas (SZH), departamentos y municipios.

Gráfica 6.4.
Niveles de análisis de información



La metodología de compensaciones en Colombia ha establecido una métrica de evaluación de pérdidas y ganancias por unidad de área, asumiendo que si se implementan acciones de conservación en una escala mayor al área del impacto, se lograrán resultados en ganancia de biodiversidad. Así mismo, en este informe se muestran los resultados de compensaciones asociadas a obligaciones que no presentaban metodología de establecimiento y por ende fueron establecidas por las autoridades ambientales.

Gráfica 6.5.
Área compensada por región en el periodo 2016-2019



6.1.2.1. EJECUCIÓN DE COMPENSACIONES POR DEPARTAMENTO

Para el año 2019 se muestra el porcentaje de ejecución por departamento. De acuerdo con la información suministrada, el sector ha cumplido con las obligaciones de compensación vigentes para los departamentos de Boyacá y Cauca. Departamentos como Córdoba, Meta y Casanare presentan un bajo porcentaje de ejecución en el marco de acciones de ejecución, lo que significa que la mayoría de sus planes de compensación se encuentran en una fase preoperativa, ya sea porque se encuentran en actividades iniciales asociadas a los planes de compensación producto del acogimiento a la resolución 256 de 2018 y el ajuste de planes de compensación.

Tabla 6.4.
Número de hectáreas y porcentaje de ejecución en compensaciones por departamento en el periodo de estudio

Departamento	Extensión compensación (ha) Implementada	% Avance de ejecución
Antioquia	31,4	90%
Arauca	45,9	57%
Bolívar	4,6	46%
Boyacá	9	100%
Caquetá	15	77%
Casanare	69,5	5%
Cauca	20	100%
Cesar	8,1	53%
Córdoba	41,8	6%
Huila	30	56%
Magdalena	0	0%
Meta	1415,3	13%
Norte de Santander	21,5	35%
Putumayo	26	77%
Santander	81,6	39%
Sucre	10	8%
Tolima	7	61%
Total	**1836,7**	**14%**

6.1.3. ¿DÓNDE COMPENSAR?

El dónde compensar se refiere al ámbito de aplicación geográfica donde se implementan las diferentes acciones de compensación. En este sentido, el informe ilustra el análisis por subzona hidrográfica (SZH) donde se han implementado las compensaciones en Colombia y que evidencian que las implementaciones han buscado establecer sus acciones en áreas geográficas similares a aquellas donde se han generado los impactos.

Área de compensación implementada a 2019 por SZH.

La zonificación hidrográfica ha sido un referente para la aplicación de instrumentos ambientales en Colombia, siendo la SZH un elemento de clasificación que permite agrupar bajo un enfoque ecosistémico diferentes unidades con condiciones similares. En este informe se ilustran los resultados de la ejecución de compensaciones en las SZH, con el objetivo de mostrar cuál es el impacto de las acciones por SZH como un elemento para analizar el impacto que han tenido las compensaciones en estas unidades hidrográficas de análisis bajo los criterios de equivalencia ecosistémica y ámbito de aplicación.



Equivalencia

Ecosistemas similares a aquellos donde se han generado los impactos residuales.

Ámbito geográfico de aplicación

Subzona geográfica donde se generan los impactos.

Zona de influencia del proyecto

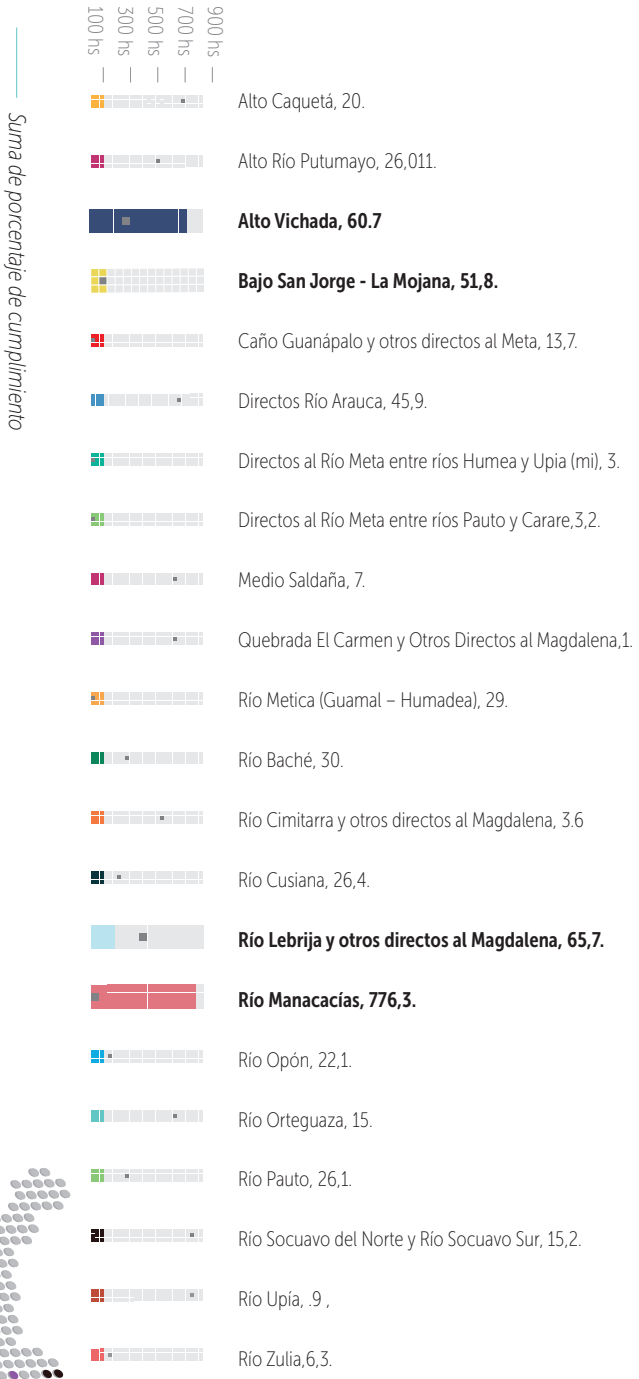
.Áreas geográficas en la zona de influencia del proyecto.

Herramientas priorizadas

Acorde a herramientas de priorización de autoridades ambientales: portafolios de compensación,REAA, etc.

Gráfica 6.6.
Criterios para determinar el dónde compensar

Las SZH con mayor impacto en la ejecución de obligaciones de compensación, tanto en sus fases preoperativas como de ejecución, son río manacacías, el Alto Vichada, río Lebrija y otros directos al Magdalena y la SZH Bajo San Jorge La Mojana.



Gráfica 6.7.
Ejecución en la compensación efectiva en hectáreas por SZH

6.1.4. ¿CÓMO COMPENSAR?

El cómo compensar se refiere a las acciones y actividades que han utilizado las empresas del sector para ejecutar sus obligaciones de compensación.

Las acciones de compensación son las actividades de conservación que se pretenden ejecutar para cumplir con objetivos de compensación:

Restauración: busca el mejoramiento de los ecosistemas hasta alcanzar las características del ecosistema de referencia.

Preservación: medidas de compensación orientadas a la preservación de los ecosistemas y los hábitats naturales con el objetivo de evitar la pérdida de biodiversidad.

Se incluye el uso de todas las estrategias que permitan proteger los remanentes de ecosistemas naturales presentes en predios públicos o privados.

Entre las acciones de preservación generalmente se encuentra el cerramiento de áreas, el saneamiento predial, el mantenimiento, monitoreo y seguimiento a los atributos de la biodiversidad, entre otros.

Uso sostenible: acciones de compensación complementarias a la preservación y restauración de ecosistemas. Pueden estar dirigidas al establecimiento de proyectos enfocados en el uso y aprovechamiento de la biodiversidad.

Los proyectos productivos sostenibles se deben desarrollar como parte del proceso de restauración buscando cumplir en todos los casos el objetivo del plan de compensación y procurando que las mismas sirvan de estrategia de conservación permanente.

Así mismo, se ha identificado una actividad que se refiere a los procesos preoperativos en el marco del ajuste o acogimiento de los planes de compensación. Estas acciones están encaminadas a desarrollar las fases preoperativas de los planes de compensación. En esta fase se diseñan y ajustan los planes de acuerdo con los requerimientos ambientales de la norma que aplique. Para efectos de este informe, se ha denominado esta actividad como de planeación y aprestamiento ya que involucra diferentes actividades que corresponden a la planificación y puesta en marcha de los planes de compensación.



Gráfica 6.8. Acciones de compensación

(Fuente: South Pole, con base en reportes de entrevista ACP, 2020)

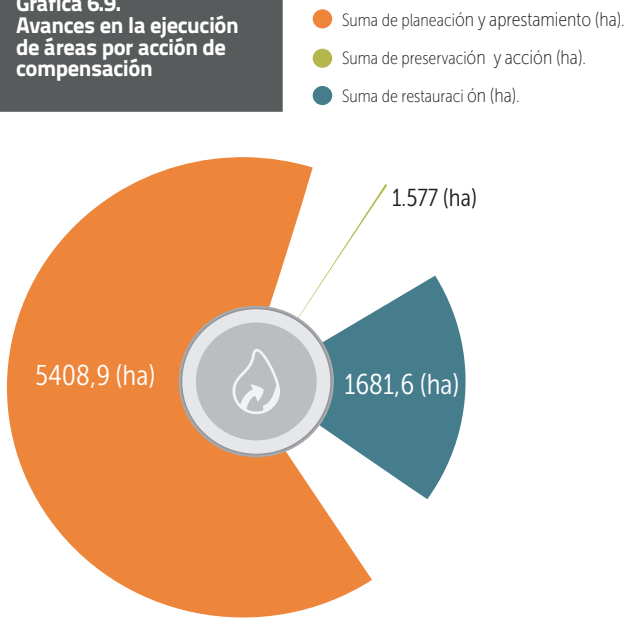
6.1.5. ACCIONES DE COMPENSACIÓN

Las acciones de compensación son claves para evidenciar resultados positivos en la ejecución de objetivos asociados a los diferentes planes de compensación. Para hacer un análisis completo de los avances de ejecución de obligaciones, se tomaron como referencia las acciones de preservación, restauración y usos sostenible de los recursos naturales; además, se incluyó la fase de aprestamiento, asumiendo que es una acción clave en el marco del ciclo de la compensación, antes de comenzar con las implementaciones de los proyectos.

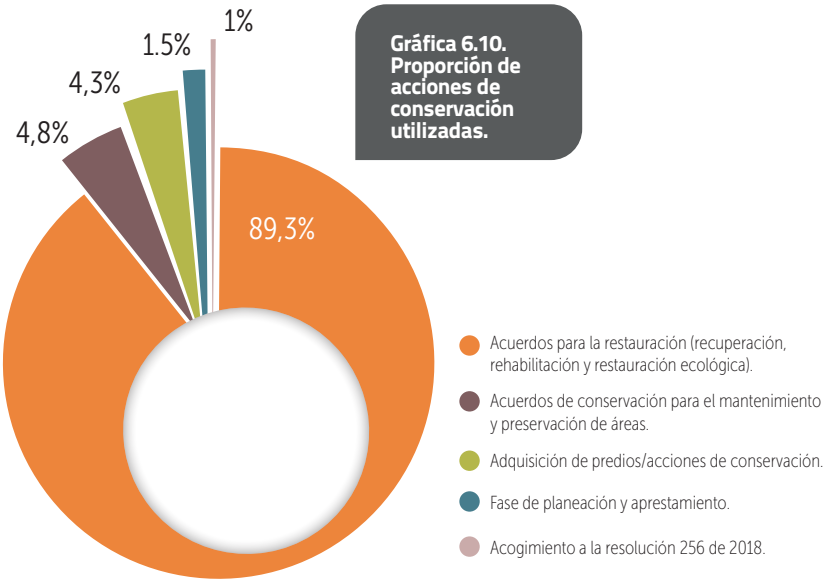
Avances en la ejecución de áreas por acción de compensación.

De acuerdo con los avances de ejecución reportados por las empresas para el sector de hidrocarburos en Colombia, al año 2019, se habían implementado 155,1 hectáreas en acciones de preservación, 1681,6 hectáreas en acciones de restauración y se cuenta con la fase de aprestamiento y preoperativa de planes de compensación que van a desarrollar acciones en 5408,9 hectáreas para la ejecución de acciones de compensación.

Gráfica 6.9. Avances en la ejecución de áreas por acción de compensación

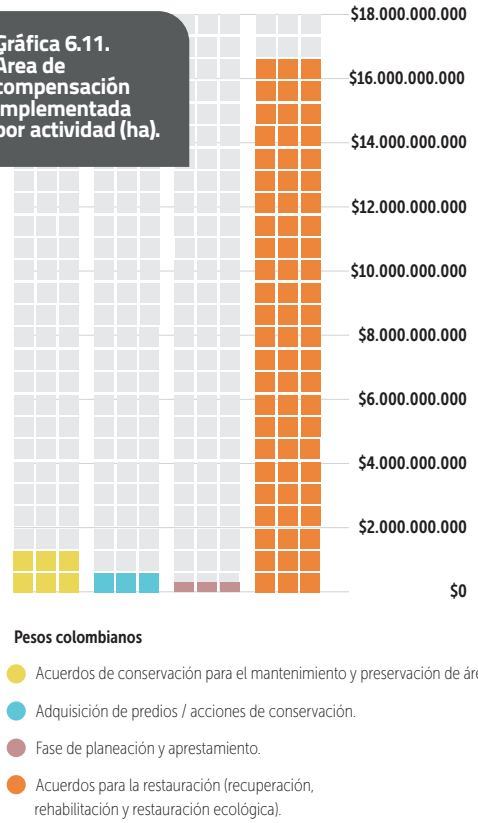


Gráfica 6.10. Proporción de acciones de conservación utilizadas.



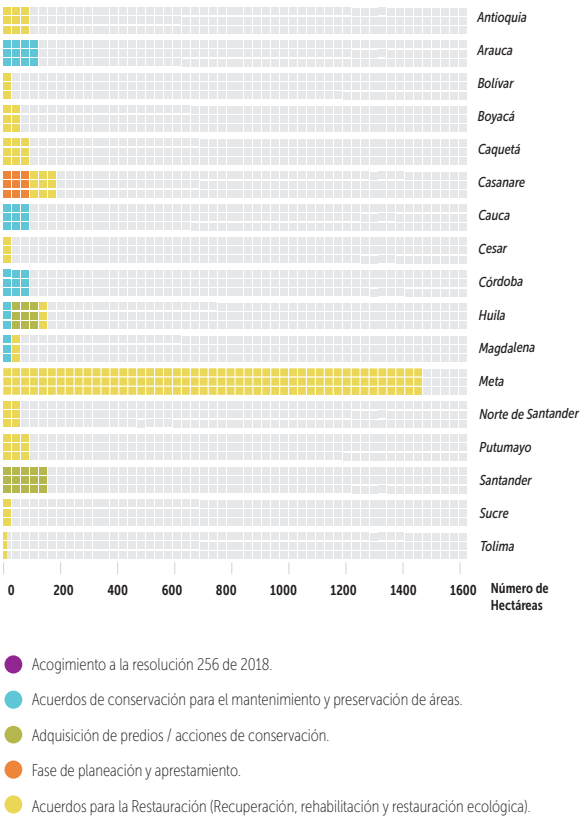
En el análisis, la restauración fue la acción de compensación que más se utilizó en el periodo de estudio para la ejecución del logro de los objetivos de compensación, representando un 89,3%; la segunda acción, en términos de impacto, fue el establecimiento de acuerdos de conservación para el mantenimiento y preservación de áreas, con un 4,8%. La adquisición de predios representó un porcentaje de ejecución del 4,3% y el porcentaje de avance en acciones de compensación relacionadas con la etapa preoperativa, planeación y aprestamiento representaron un avance en el 1,5% de la ejecución. Esto evidencia que el sector tiene una apuesta fuerte por la restauración productiva y los modelos de conservación sostenibles bajo el establecimiento de acuerdos, como una alternativa clave para generar ganancias en biodiversidad.

Gráfica 6.11. Área de compensación implementada por actividad (ha).



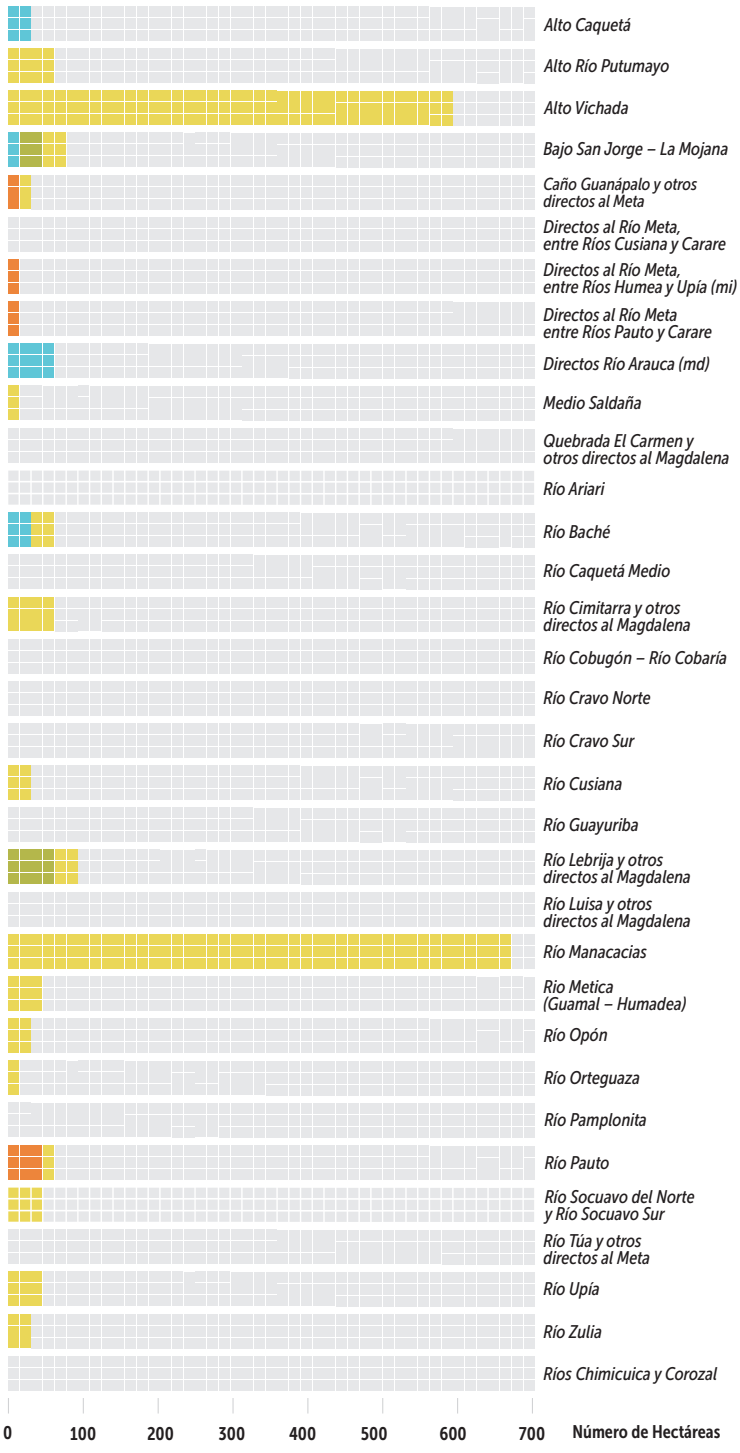
Bajo un análisis específico de los principios de la compensación y con los resultados evidenciados en este informe, el sector ha contribuido a la ejecución de la no pérdida neta de biodiversidad, ya que bajo una estrategia de restauración integral ha logrado la ecuperación de 1640 hectáreas de ecosistemas naturales en las áreas de influencia de sus operaciones.

Gráfica 6.12. Área de compensación implementada por actividad por departamento a 2019.



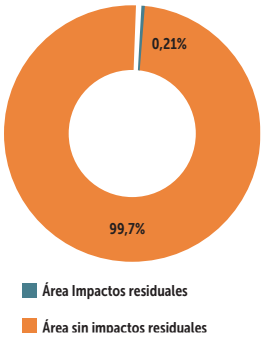
Como se ha mencionado anteriormente, las actividades relacionadas con la fase de planeación y aprestamiento representaron una proporción considerable para la ejecución del sector. Por ejemplo, en el departamento del Meta se evidencian planes de compensación que están en su etapa preoperativa y representan alrededor de 1.400 hectáreas disponibles para compensar en los proximos años, lo que da una señal clara de que los procesos de acogimiento a la resolución 256 de 2018 y la estucturación de planes definitivos de compensación aportarán avances considerables para la compensación en el sector.

Gráfica 6.13. Area de compensación implementada por actividad por SZH a 2019.



6.1.6. ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA EXTENSIÓN DEL BLOQUE ASIGNADO VS. LA OBLIGACIÓN DE COMPENSACIÓN Y LA OBLIGACIÓN IMPLEMENTADA.

De acuerdo con la información analizada para 27 expedientes de diferentes empresas, se realizó un análisis comparativo para determinar la equivalencia de la extensión del área a compensar en términos de área vs. el área concesionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Como resultado se pudo comprobar que, de la suma de áreas concesionadas de la muestra de análisis, para el sector petrolero solo se afecta en promedio, con impactos residuales compensables (ocasionan pérdida de biodiversidad), el 0,21% de las áreas del bloque.



Estimación de área respecto a los bloques asignados por la ANH

Gráfica 6.14. Estimación área de impactos residuales vs. área compensada.

6.1.7. BENEFICIOS DE LA EJECUCIÓN DE LOS PLANES DE COMPENSACIÓN

Debido al fortalecimiento de los procesos asociados a la operación de las empresas del sector de hidrocarburos en el país, desde una visión asociada a la jerarquía de la mitigación, los planes de compensación se han convertido en instrumentos de conservación que apuntan a la recuperación ambiental bajo un enfoque de restauración de las áreas de influencia de los proyectos de hidrocarburos. Así mismo, la incorporación de proyectos productivos

sostenibles como una acción complementaria de compensación ha permitido a la industria el fortalecimiento de las relaciones con las comunidades, basándose en la hipótesis que afirma que una transformación productiva puede hacerse mediante acciones de investigación, turismo de naturaleza y mantenimiento de beneficios probados sobre la biodiversidad. Así se evita la pérdida neta y se mejoran o mantienen los servicios ecosistémicos de las áreas donde se implementan las compensaciones.

A continuación mediantes las siguientes preguntas orientadoras se visualizan los principales hitos con la ejecución de acciones de compensación.

¿Cuáles han sido los aportes a las políticas regionales y nacionales de conservación de la biodiversidad y cambio climático que la industria de los hidrocarburos ha realizado entre los años 2016 y 2019 a través de la ejecución de obligaciones de compensación?

La experiencia en la formulación y ejecución de planes de compensación y la participación de manera agremiada de las industrias del sector de hidrocarburos han permitido ayudar a la construcción de diferentes normativas que regulan las compensaciones en Colombia. Durante los últimos años, el sector se convirtió en un actor estratégico para la actualización del manual de compensaciones del componente biótico, aportando insumos claves que ayudaron a la estructuración del manual bajo un enfoque de experiencia en la ejecución de planes en diferentes partes del territorio nacional.

La inclusión de proyectos de uso sostenible como acción de compensación es una muestra de los avances en la gestión del país en torno a la biodiversidad, los recursos asociados y su relación con las comunidades locales de las áreas de influencia de los proyectos, obras o actividades con obligaciones de compensación.

¿Cómo es el impacto de las acciones de compensación sobre los portafolios nacionales y regionales desarrollados por las diferentes autoridades ambientales?

Los portafolios de compensación y ejercicios de priorización de áreas para la conservación se han convertido en un elemento crucial para la búsqueda de áreas y establecimiento de programas de conservación con propietarios de tierras privadas. Sin embargo, muchos de los portafolios no están actualizados o no tienen información relevante a escala de predio, lo cual se convierte en un impedimento al momento de agilizar los procesos de ejecución.

¿Cuáles han sido los impactos sociales sobre las comunidades y propietarios de tierras por el desarrollo de proyectos de conservación, incluyendo aquellos de uso sostenible, que se han generado por la ejecución de iniciativas asociadas a compensaciones?

El establecimiento de proyectos con una visión de impacto regional en los territorios donde tiene presencia el sector de hidrocarburos se ha convertido en una estrategia clave para el desarrollo de las comunidades. Son iniciativas con visión a largo plazo en las cuales los incentivos a la conservación para propietarios, tenedores o poseedores; los proyectos de uso sostenible, y las inversiones en conservación se han convertido en una oportunidad de sustento para miles de familias. De esta manera se ha generado inclusión social, desarrollo regional, además de una estrategia basada en la conservación de la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos.

6.2. INVERSIÓN DEL 1 %

La inversión forzosa de no menos del 1% tuvo su origen en la Ley 99 de 1993 como una opción para favorecer el manejo y la regulación del recurso hídrico, y una fuente de recursos de inversión para la adecuada gestión del agua. En otras palabras, es la obligación que se genera por la captación del recurso hídrico proveniente de fuentes subterráneas o superficiales en el marco del desarrollo de proyectos, obras o actividades que impliquen licenciamiento ambiental y cuyo objetivo sea el consumo humano, la recreación, el riego o cualquier otra actividad. Todo proyecto que requiera licencia ambiental y que involucre en su ejecución el uso del agua tomada directamente de fuentes naturales para cualquier actividad, deberá destinar no menos del 1% del total de la inversión acorde con los 4 items establecidos en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 (a. Adquisición de terrenos e inmuebles; b. Obras Civiles; c. Adquisición y alquiler de maquinaria y equipo utilizado en las obras civiles; d. Constitución de servidumbres), para la recuperación, conservación, preservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica que alimenta la respectiva fuente hídrica, de conformidad con lo dispuesto en el parágrafo 1o del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Este capítulo incluye los datos suministrados por las empresas correspondientes a los planes de inversión de no menos del 1% estructurados y en ejecución de acuerdo con lo desarrollado en el decreto 1900 de 2006 y el decreto 2099 de 2016.

Así mismo, se realizó un análisis de los procesos de acogimiento al artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 donde el informe ilustra los resultados para los valores actualizados de aquellos planes de inversión que se acogieron al mencionado artículo del actual Plan de Desarrollo.

Procedimiento

Las inversiones de no menos del 1% por uso de agua de fuentes naturales se definen desde el trámite mismo de la licencia ambiental de un proyecto, tanto en su monto como en el tipo de inversiones que se harán. Según esto, el solicitante de la licencia ambiental debe presentar en el estudio de impacto ambiental (EIA), la propuesta de las líneas generales de inversión y el ámbito geográfico de las mismas, para aprobación de la autoridad ambiental, quien se pronunciará al respecto en el acto administrativo que otorgue la licencia ambiental (Fondo Acción 2017).

La liquidación de la inversión se debe realizar de conformidad con los items indicados en el artículo 321 de la ley 1955 de 2019, entendiendo esta como la totalidad del capital invertido (activos fijos y costos en que se incurra para el desarrollo del proyecto licenciado) por el titular del proyecto en las etapas previas a la producción (Fondo Acción 2017).

A los seis meses de finalizadas las actividades de construcción y montaje del proyecto, el titular de la licencia ambiental debe presentar las acciones específicas de destinación de recursos, en el marco de las líneas generales de la propuesta. Estas pueden ser modificadas por los titulares y deben ser aprobadas mediante acto administrativo por la ANLA, acorde con lo establecido en el Decreto 2099 de 2016. Es importante señalar que estas inversiones no son concertadas a nivel regional, sino que corresponden a determinaciones de las autoridades ambientales.

6.2.1. EJECUCIÓN DE LOS PLANES DE INVERSIÓN DEL 1%

De acuerdo con los resultados obtenidos para el periodo de análisis del informe, el valor del 1% liquidado que reportaron las empresas consultadas corresponde a $168.140.636.331, de los cuales se ejecutaron $52.189.541.252, lo que equivale a un porcentaje de ejecución del 30% de la inversión estimada en la actualidad. El valor pendiente por ejecutar asciende a la suma de $118.287.198.797 lo cual representa un 70 % de la inversión total liquidada.

Frente al valor pendiente de ejecución, con base en la liquidación de la inversión del 1%, para el año 2019 es de $118.287'198.797. La Orinoquía es la región con mayor inversión pendiente por ejecutar, con $102.683'087.662. Respecto al valor pendiente de ejecución con base en la liquidación de la inversión del 1% para el año 2019, el departamento con mayor inversión pendiente de ejecutar es el Casanare con $50.115'461.118, seguido del departamento del Meta con $47.827'587.594.

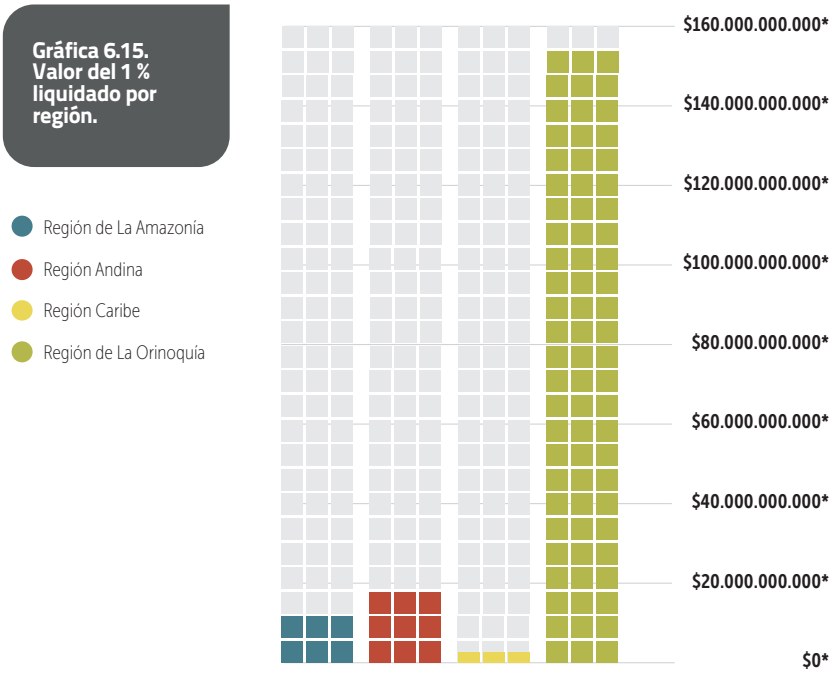
Item	Valor ($)
1 % liquidado	$ 168.140.636.331
1 % ejecutado 2016-2019	$ 52.189.541.252
1 % pendiente por ejecutar	$ 118.287.198.797
Total	**100%**

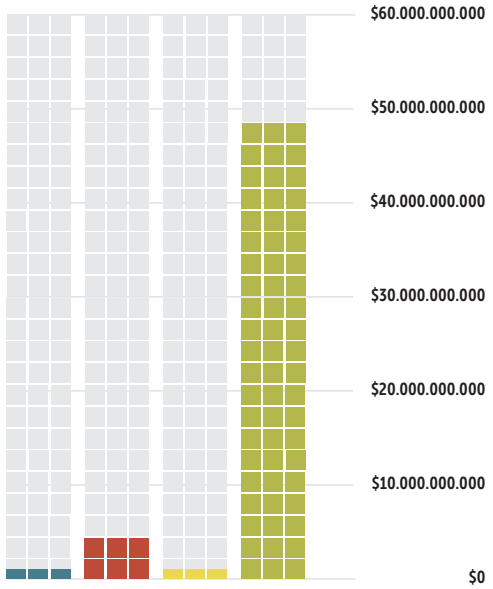
Tabla 6.5.
Valores de 1% liquidado, ejecutado, pendiente y actualizado.

Región	Suma de valor del 1% liquidado para el periodo 2016-2019	Suma de valor del 1% ejecutado 2016-2019	Suma de valor del 1% pendiente ejecutar
Amazonía	$ 6.991.254.954	$ 936.520.866	$ 6.054.734.088
Andina	$ 8.825.854.246	$ 2.551.932.760	$ 6.401.098.400
Caribe	$ 3.931.829.371	$ 879.089.074	$ 3.148.278.648
Orinoquía	$ 148.391.697.760	$ 47.821.998.551	$ 102.683.087.662
Total	**$ 168.140.636.331**	**$ 52.189.541.252**	**$ 118.287.198.797**

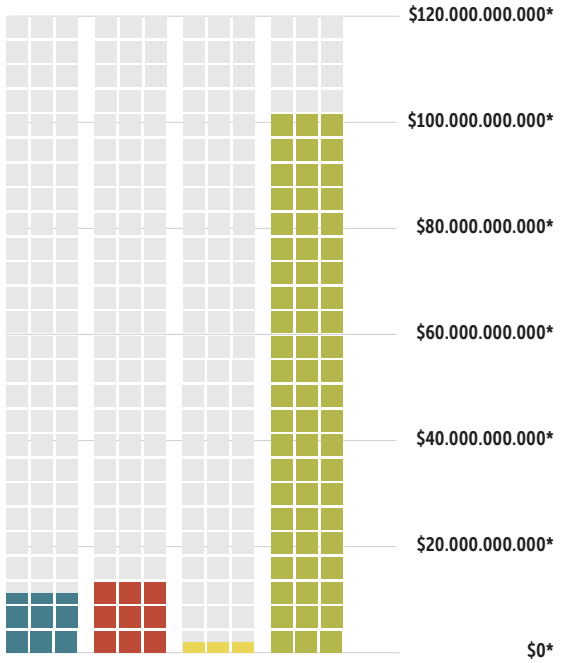
Tabla 6.6.
Valores de ejecución total y pendiente por ejecutar del 1% después del 2016 con respecto al total liquidado.

Gráfica 6.15.
Valor del 1 % liquidado por región.

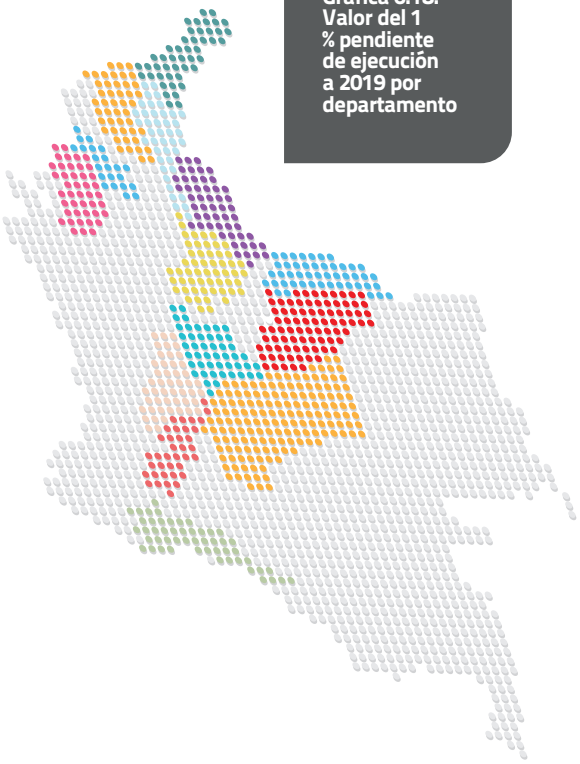




Gráfica 6.16. Valor del 1 % ejecutado (2016-2019) por región.



Gráfica 6.17. Valor del 1 % pendiente por ejecutar por región.



Gráfica 6.18. Valor del 1 % pendiente de ejecución a 2019 por departamento

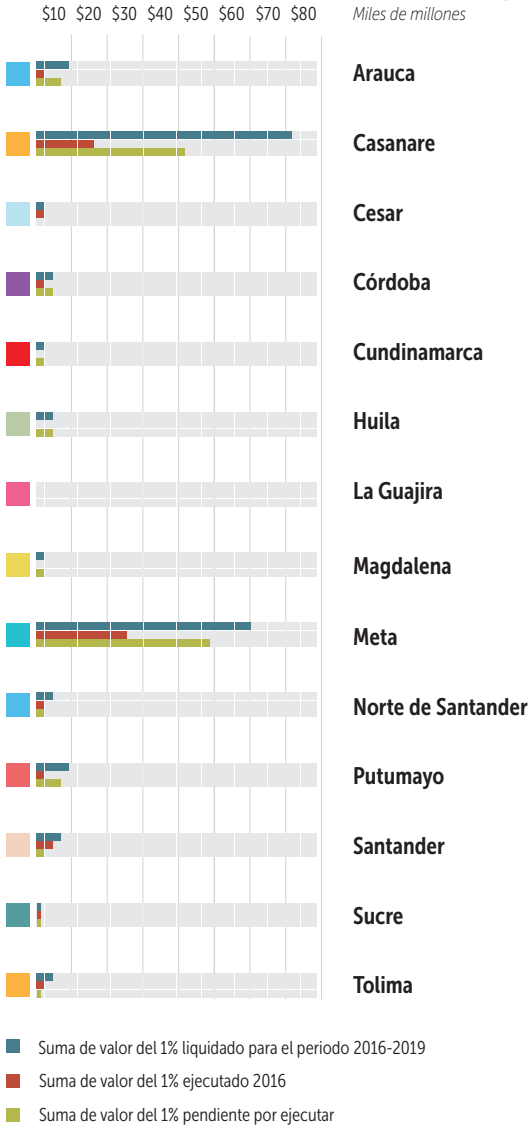


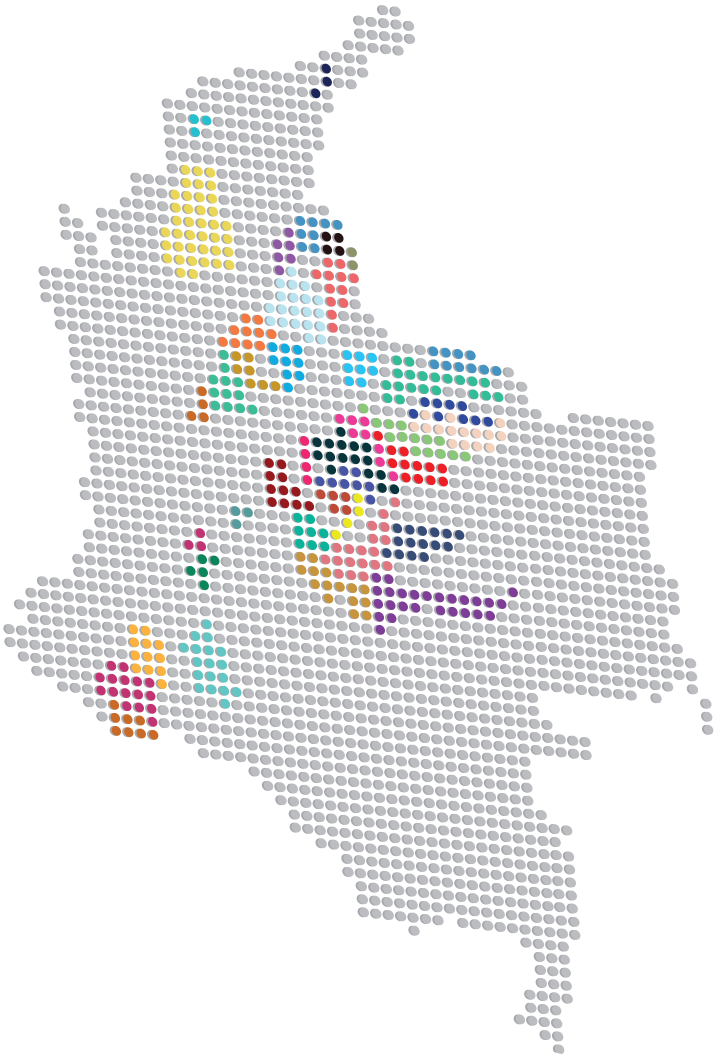
Tabla 6.7.
Análisis de ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1 % por departamento.

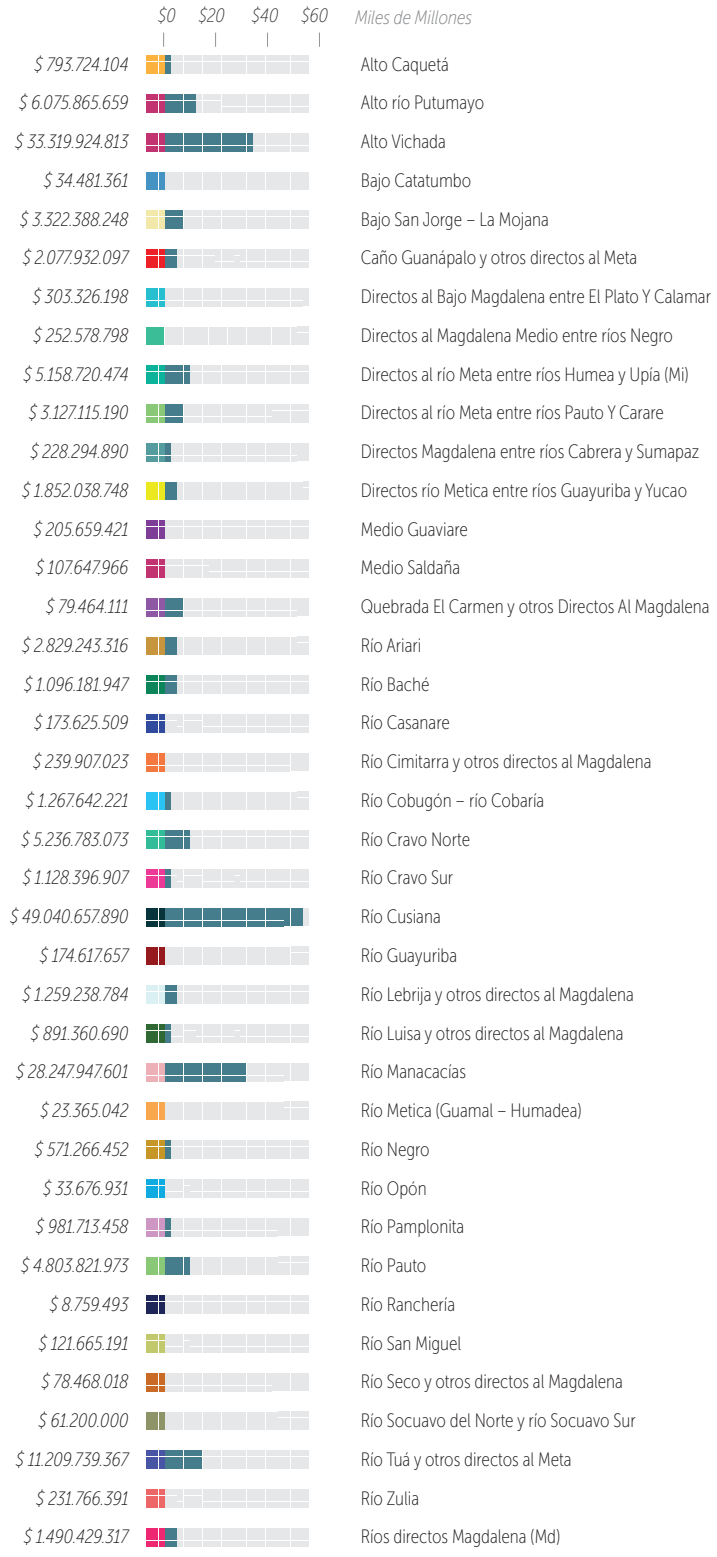
Departamento	Suma de valor del 1% liquidado para el periodo 2016-2019	Suma de valor del 1% ejecutado 2016-2019	Suma de valor del 1% pendiente ejecutar
Arauca	$ 5.236.783.073	$ 510.499.699	$ 4.740.038.950
Casanare	$ 72.967.323.587	$ 23.246.804.951	$ 50.115.461.118
Cesar	$ 297.355.431	$ 392.893.782	$ -
Córdoba	$ 2.937.650.054	$ 232.582.700	$ 2.705.067.354
Cundinamarca	$ 649.734.469	$ -	$ 649.734.469
Huila	$ 2.586.611.264	$ -	$ 2.586.611.264
La guajira	$ 8.759.493	$ -	$ 8.759.493
Magdalena	$ 303.326.198	$ -	$ 303.326.198
Meta	$ 70.187.591.100	$ 24.064.693.901	$ 47.827.587.594
Norte de Santander	$ 2.576.803.431	$ 730.251.455	$ 1.846.551.976
Putumayo	$ 6.991.254.954	$ 936.520.866	$ 6.054.734.088
Santander	$ 1.785.401.536	$ 1.032.118.086	$ 769.863.644
Sucre	$ 384.738.194	$ 253.612.592	$ 131.125.602
Tolima	$ 1.227.303.546	$ 789.563.219	$ 548.337.047
Total	**$ 168.140.636.331**	**$ 52.189.541.252**	**$ 118.287.198.797**

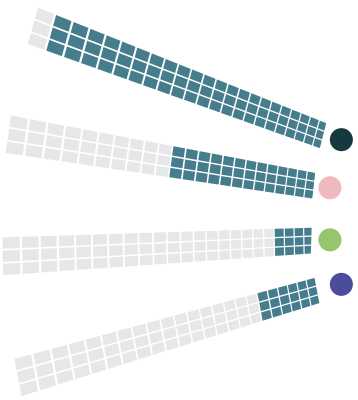
SZH	Suma de valor del 1% liquidado para el periodo 2016-2019	Suma de valor del 1% ejecutado 2016-2019	Suma de valor del 1% pendiente ejecutar
Alto Caquetá	$ 793.724.104	$ -	$ 793.724.104
Alto río Putumayo	$ 6.075.865.659	$ 911.520.866	$ 5.164.344.793
Alto Vichada	$ 33.319.924.813	$ 1.647.911.089	$ 31.672.013.724
Bajo Catatumbo	$ 34.481.361	$ -	$ 34.481.361
Bajo San Jorge – La Mojana	$ 3.322.388.248	$ 486.195.292	$ 2.836.192.956
Caño Guanápalo y otros directos al Meta	$ 2.077.932.097	$ 2.000.608.335	$ 184.604.492
Directos al Bajo Magdalena entre El Plato y Calamar	$ 303.326.198	$ -	$ 303.326.198
Directos al Magdalena Medio entre ríos negro	$ 252.578.798	$ 269.158.992	$ -
Directos al río Meta entre ríos Humea y Upía (Mi)	$ 5.158.720.474	$ 1.816.752.907	$ 3.341.967.568
Directos al río Meta entre ríos Pauto y Carare	$ 3.127.115.190	$ 2.783.878.887	$ 356.761.082
Directos Magdalena entre ríos Cabrera y Sumapaz	$ 228.294.890	$ 71.961.120	$ 156.333.770
Directos río Metica entre ríos Guayuriba y Yucao	$ 1.852.038.748	$ 43.881.129	$ 1.808.157.619
Medio Guaviare	$ 205.659.421	$ 5.874.144	$ 199.785.276
Medio Saldaña	$ 107.647.966	$ -	$ 107.647.966
Quebrada El Carmen y otros directos al Magdalena	$ 79.464.111	$ 79.464.111	$ -
Río Ariari	$ 2.829.243.316	$ 32.713.589	$ 2.796.529.728
Río Baché	$ 1.096.181.947	$ -	$ 1.096.181.947
Río Casanare	$ 173.625.509	$ -	$ 173.625.509
Río Cimitarra y otros directos al Magdalena	$ 239.907.023	$ 53.205.753	$ 186.701.270
Río Cobugón – río Cobaría	$ 1.267.642.221	$ 522.676.907	$ 744.965.314
Río Cravo Norte	$ 5.236.783.073	$ 510.499.699	$ 4.740.038.950
Río Cravo Sur	$ 1.128.396.907	$ 988.834.747	$ 235.100.512
Río Cusiana	$ 49.040.657.890	$ 8.740.869.035	$ 40.387.198.191
Río Guayuriba	$ 174.617.657	$ 3.399.896	$ 171.217.761
Río Lebrija y otros directos al Magdalena	$ 1.259.238.784	$ 709.753.341	$ 549.485.443
Río Luisa y otros directos al Magdalena	$ 891.360.690	$ 717.602.099	$ 284.355.311
Río Manacacías	$ 28.247.947.601	$ 21.416.814.203	$ 8.551.926.285
Río Metica (Guamal – Humadea)	$ 23.365.042	$ 859.845	$ 22.505.197
Río Negro	$ 571.266.452	$ -	$ 571.266.452
Río Opón	$ 33.676.931	$ -	$ 33.676.931
Río Pamplonita	$ 981.713.458	$ -	$ 981.713.458
Río Pauto	$ 4.803.821.973	$ 4.158.945.019	$ 644.876.954
Río Ranchería	$ 8.759.493	$ -	$ 8.759.493
Río San Miguel	$ 121.665.191	$ 25.000.000	$ 96.665.191
Río Seco y otros directos al Magdalena	$ 78.468.018	$ -	$ 78.468.018
Río Socuavo del Norte y río Socuavo Sur	$ 61.200.000	$ -	$ 61.200.000
Río Túa y otros directos al Meta	$ 11.209.739.367	$ 3.983.585.699	$ 7.396.778.814
Río Zulia	$ 231.766.391	$ 207.574.548	$ 24.191.843
Ríos directos Magdalena (Md)	$ 1.490.429.317	$ -	$ 1.490.429.317
Total	**$ 168.140.636.331**	**$ 52.189.541.252**	**$ 118.287.198.797**

Tabla 6.8.
Análisis de ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1 % por SZH.

Gráfica 6.19.
Valor del 1 % liquidado por SZH







PRINCIPALES INVERSIONES EN SZH

Río Túa: $28.247.947.601

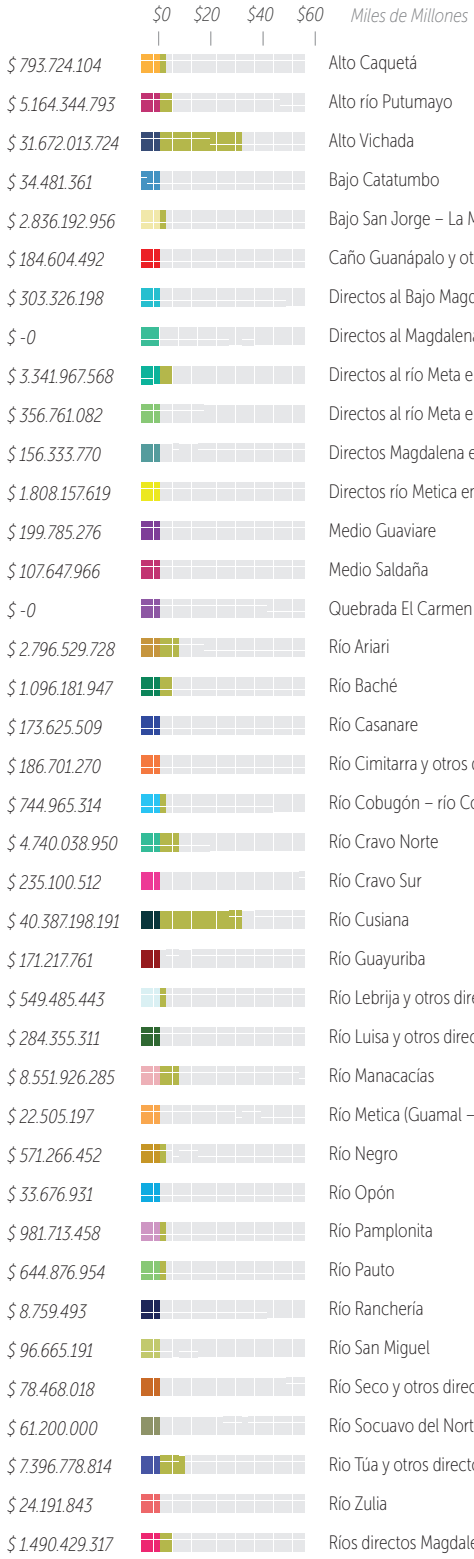
Río Cusiana: $8.740.869.035

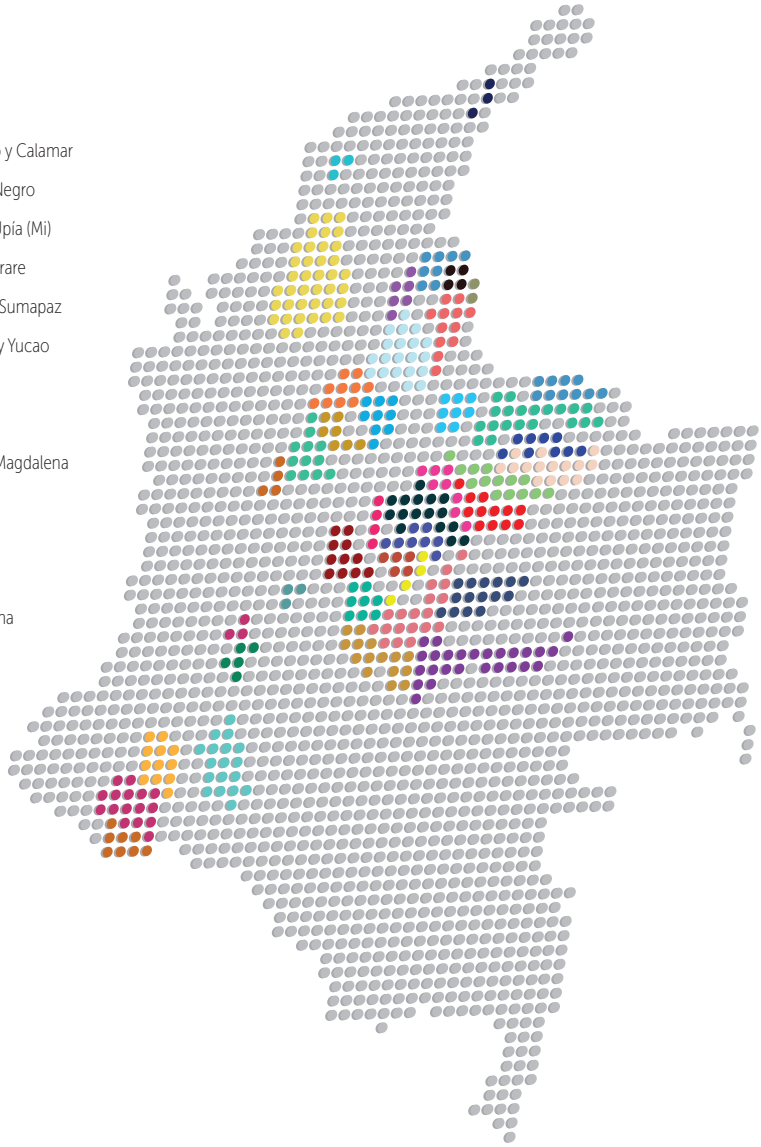
Río Túa: $3.983.585.699

Río Pauto: $4.158.945.019

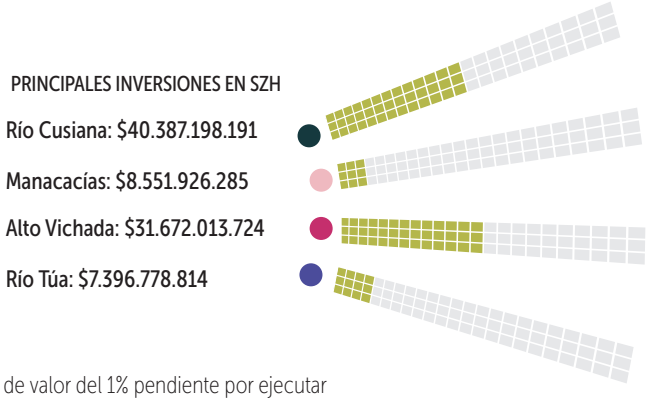
Nota: Estas principales inversiones se visualizan aparte por la magnitud de la inversión.

Suma de valor del 1% liquidado para el periodo 2016-2019





Gráfica 6.20.
Valor del 1 % pendiente de ejecución a 2019 por SZH



Nota: Estas principales inversiones se visualizan aparte por la magnitud de la inversión.

Suma de valor del 1% pendiente por ejecutar

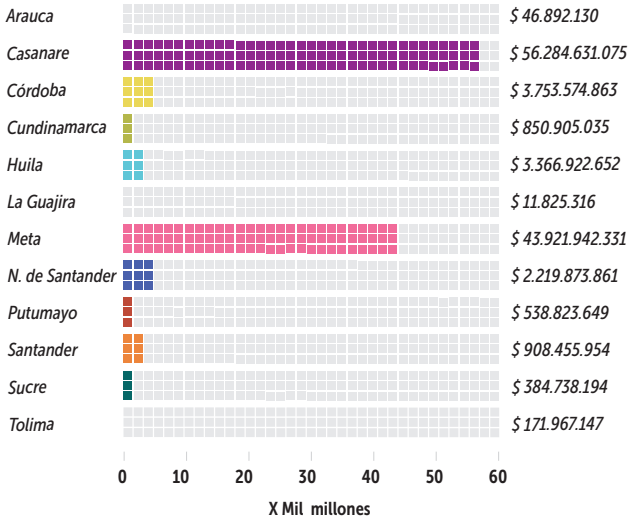
Departamento	Suma de valor del 1% actualizado
Arauca	$ 46.892.130
Casanare	$ 56.284.631.075
Córdoba	$ 3.753.574.863
Cundinamarca	$ 850.905.035
Huila	$ 3.366.922.652
La Guajira	$ 11.825.316
Meta	$ 43.921.942.331
Norte de Santander	$ 2.219.873.861
Putumayo	$ 538.823.649
Santander	$ 908.455.954
Sucre	$ 384.738.194
Tolima	$ 171.967.147
Total	**$ 112.460.552.207**

Tabla 6.9.
Valor del 1% por departamento

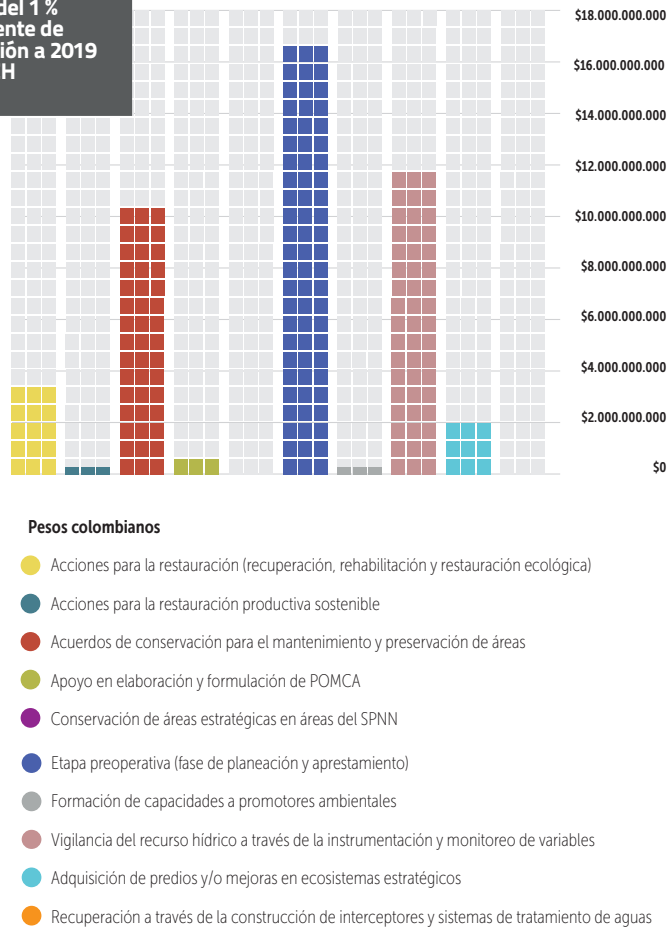
Nota: En el año 2019 se expidió la Ley 1955, del Plan Nacional de Desarrollo. En su Artículo 321 la Ley impone la actualización a valor presente de los valores no ejecutados de inversión del 1%. Así mismo, define los ítems para realizar la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%: a) adquisición de terrenos e inmuebles, b) obras civiles, c) adquisición y alquiler de maquinaria y equipo utilizado en las obras civiles y d) constitución de servidumbres.

Las líneas estratégicas de inversión representan una mayor ejecución en el periodo 2019 para las actividades relacionadas con la fase preoperativa de planeación y aprestamiento, con una inversión de $16.995'867.401; a ellas les siguen las actividades de vigilancia del recurso hídrico mediante la instrumentación y monitoreo de variables, con una ejecución de $11.602'584.686, así como las actividades asociadas al establecimiento de acuerdos de conservación para el mantenimiento y preservación de áreas, con una inversión de $9.971'971.200.

Gráfica 6.21.
Valor del 1% por departamento



Gráfica 6.22.
Valor del 1 % pendiente de ejecución a 2019 por SZH



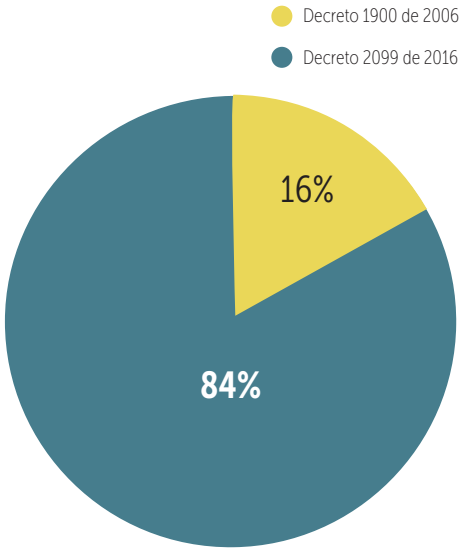
Para el desarrollo de este informe se agruparon las diferentes actividades, de acuerdo con las diferentes líneas estratégicas de inversión.

Tabla 6.10.
Inversión del 1 % por actividades implementadas agrupadas.

Actividades implementadas agrupadas	Valor del 1% ejecutado 2019
Acciones para la restauración (recuperación, rehabilitación y restauración ecológica)	$ 3.610.113.090
Acciones para la restauración productiva sostenible	$ 248.513.479
Acuerdos de conservación para el mantenimiento y preservación de áreas	$ 9.971.971.200
Apoyo en elaboración y formulación de POMCA	$ 416.160.317
Conservación de áreas estratégicas en áreas del SPNN	$ 40.960.836
Etapa preoperativa (fase de planeación y aprestamiento)	$ 16.995.867.401
Formación de capacidades a promotores ambientales	$ 111.757.384
Vigilancia del recurso hídrico a través de la instrumentación y monitoreo de variables	$ 11.602.584.686
Adquisición de predios y/o mejoras en ecosistemas estratégicos	$ 9.166.612.860
Recuperación a través de la construcción de interceptores y sistemas de tratamiento de agua	$ 25.000.000
Total General	**$ 52.189.541.252**

6.2.2 NORMATIVIDAD BAJO LA CUAL SE EJECUTARON LOS RECURSOS DEL 1%

De acuerdo con el análisis comparativo realizado para el periodo de análisis, de los 189 expedientes evaluados, el 84% de los recursos ejecutados se realizó en el marco del decreto 2099 de 2016 y el 16% en el marco del decreto 1900 de 2006. Lo anterior indica que la actualización normativa referente a la inversión de los recursos de no menos del 1% ha sido asertiva con respecto a su objetivo de establecer la posibilidad de utilizar mecanismos tales como los esquemas de pagos por servicios ambientales, los acuerdos de conservación, los bancos de hábitat y la aplicación de otras iniciativas de conservación.



Gráfica 6.23. Normatividad bajo la cual están implementando el plan de inversión forzosa del 1 %.

De acuerdo con la información suministrada por las emperesas, la mayor cantidad de recursos de inversión de no menos del 1% resultantes del acogimiento al decreto 2099 de 2016 se ejecutó en la región de la Orinoquía y en la región Andina. Por su parte, para aquellas inversiones que se mantenían en el marco de la implementación del decreto 1900 de 2006 se dan en la región de la Orinoquía.

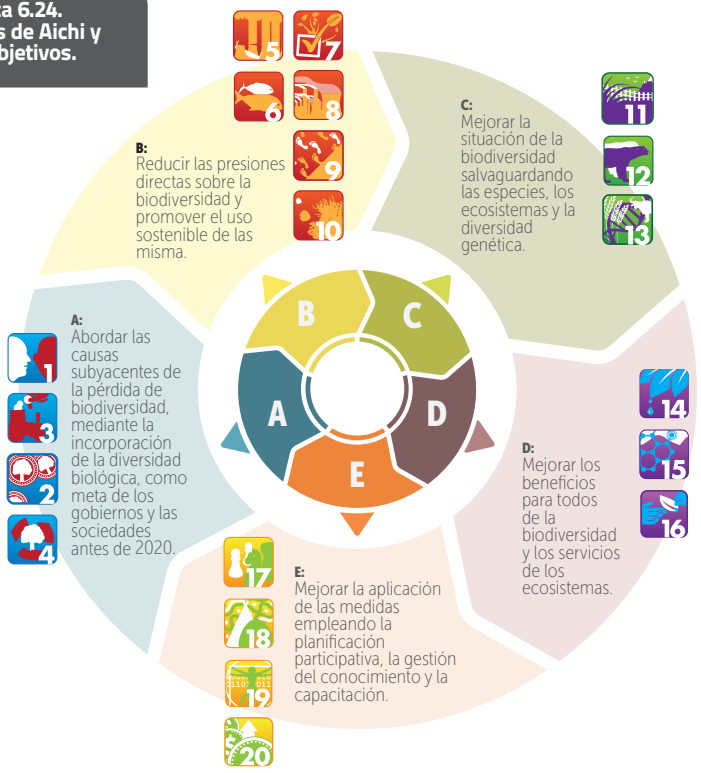
6.3 APORTE A LA EJECUCIÓN DE METAS DE AICHI Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Las metas de Aichi hacen parte del Plan Estratégico de la Diversidad Biológica 2011-2020, el cual fue aprobado por las partes en el Convenio sobre la Diversidad Biológica. Este plan contiene objetivos estratégicos y 20 ambiciosas metas que buscan inspirar acciones a gran escala por todos los países y las partes interesadas en apoyar la diversidad biológica. Adicionalmente, a partir de 2015, líderes mundiales adoptaron lo que se conoce como Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), para erradicar la pobreza, proteger el planeta y asegurar la prosperidad para todos como parte de una nueva agenda de desarrollo sostenible. Cada objetivo tiene metas específicas que deben alcanzarse en los próximos 15 años. Para lograrlos se deben unir esfuerzos por parte de los gobiernos, el sector privado y la sociedad civil.

La diversidad biológica, además de contribuir directamente al bienestar humano y el desarrollo, es un componente fundamental de actividades económicas tales como la ganadería y la agricultura. De este modo, los ODS y el conjunto de metas de Aichi se complementan y refuerzan mutuamente; ambas iniciativas son reconocidas mundialmente como un marco para la adopción de medidas prioritarias en materia de biodiversidad.

En el marco de estos compromisos internacionales, Colombia plantea el Plan de Acción de Biodiversidad como un instrumento de planeación ambiental, regional y sectorial, el cual, a través de la ejecución de acciones concretas y coordinadas, permite disminuir las presiones directas e indirectas sobre la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos. Sobre esta base, y teniendo en cuenta las orientaciones de la Ocde, las metas de Aichi y el Plan Nacional de Desarrollo (PND), se plantearon metas referentes a mantener poblaciones viables de flora y fauna, la resiliencia de los sistemas socio-ecológicos y sustentar el suministro de servicios ecosistémicos.

Gráfica 6.24. Metas de Aichi y sus objetivos.

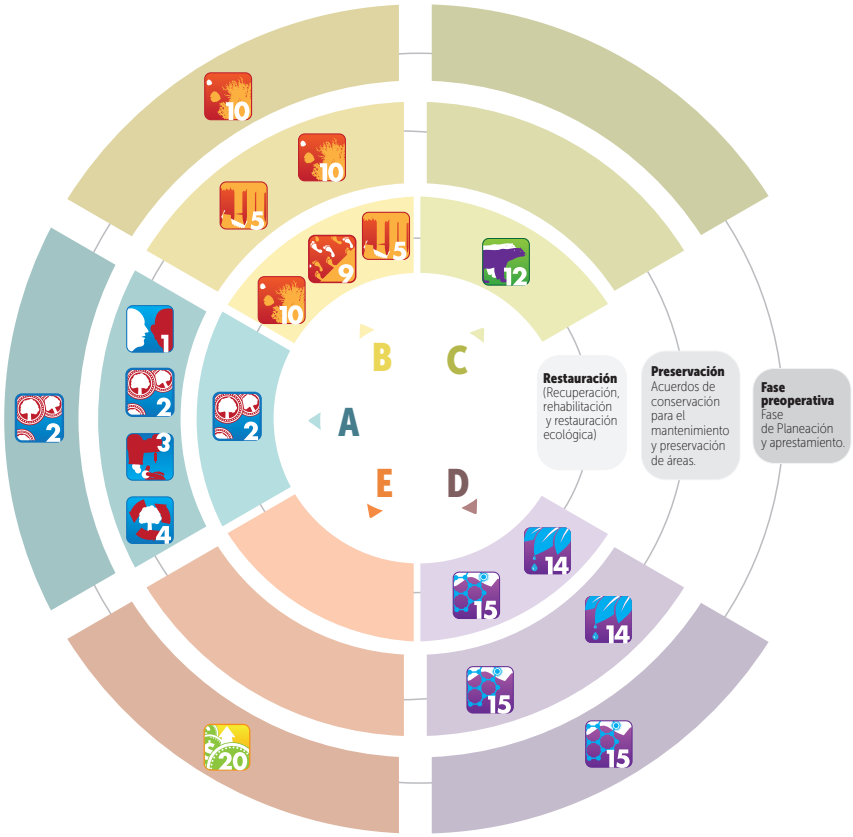




Gráfica 6.25.
Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Actividades agrupadas	ODS	Metas Aichi	Extensión compensación Implementada (ha)
Restauración (recuperación, rehabilitación y restauración ecológica)	13, 15	2, 5, 9, 10, 12, 14, 15,	916,0
Acuerdos de conservación para el mantenimiento y preservación de áreas	8, 12, 13, 15	1, 2, 3, 4, 5, 10, 14, 15	88,9
Adquisición de predios/acciones de conservación	13,15	4, 5, 10, 15, 12	79,7
Fase de planeación y aprestamiento	15	2, 10, 15	55,1
Total			**1.139,64699**

Tabla 6.11.
Aporte de instrumentos de compensación a la ejecución de metas de Aichi y Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)



Gráfica 6.26.
Aporte de instrumentos de compensación a la ejecución de metas de Aichi.

Teniendo en cuenta los avances que el país ha logrado en diferentes escalas y los compromisos adquiridos en el marco del Convenio de Diversidad Biológica (CDB), a continuación se referencia el aporte de los instrumentos de compensación y las actividades asociadas a la inversión de no menos del 1%, a la ejecución de las metas Aichi y los ODS específicos a los cuales apuntan.



Gráfica 6.27.
Aporte de instrumentos de compensación a la ejecución de metas de Aichi.

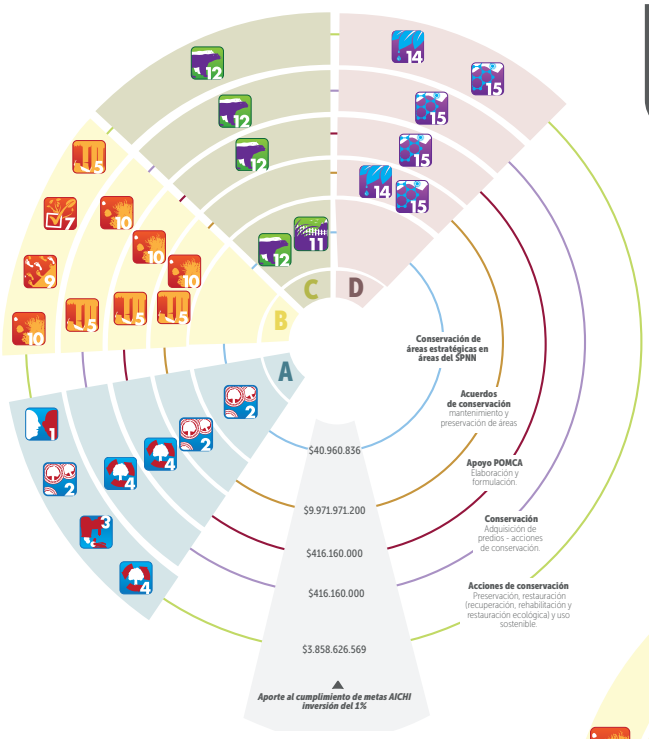
Es prioritario para las empresas del sector que se establezcan metodologías claras para definir el establecimiento de recursos dirigidos al pago de incentivos mediante acuerdos de conservación. Lo anterior, en consonancia con diferenciar mecanismos como el que establece el esquema de PSA contenido en el decreto 1007 de 2018, de otros que suelen ser utilizados para las inversiones y son aplicables a diferentes contextos territoriales.

Tabla 6.12.
Aporte de las actividades asociadas a la inversión de no menos del 1 % a la ejecución de metas de Aichi y Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Actividades implementadas agrupadas	ODS	Metas Aichi	Amazonía	Andina	Caribe	Orinoquía
Acciones de conservación: preservación, restauración (recuperación, rehabilitación y restauración ecológica) y uso sostenible	2, 8, 11, 12, 13, 15	2,5,7, 9,10, 12,14,15		$ 207.574.548	$ 253.612.592	$ 3.,624.000
Acuerdos de conservación para el mantenimiento y preservación de áreas	8, 12, 13, 15	1,2,3,4,5,10, 14,15		$ 1.138.717.121		$ 8.833.254.079
Adquisición de predios y/o mejoras en ecosistemas estratégicos	13,15	4,5,10,14,15,12	$ 848.502.191	$ 218,880,000	$ 546,012,371	$ 6.682.988.088
Conservación de áreas estratégicas en áreas del SPNN	13,15	2, 5, 11, 12, 15	$ 40.960.836			
Fase de planeación y aprestamiento	15	2,10,14,15				$ 16.995.867.401
Formación de capacidades a promotores ambientales	4,8	14, 15, 19				$ 80.591.881
Recuperación a través de la construcción de interceptores y sistemas de tratamiento de aguas	6	14	$25.000.000			
Vigilancia del recurso hídrico a través de la instrumentación y monitoreo de variables	6	14	$ 269.158.992		$ 79.464.111	$ 11.253.961.583

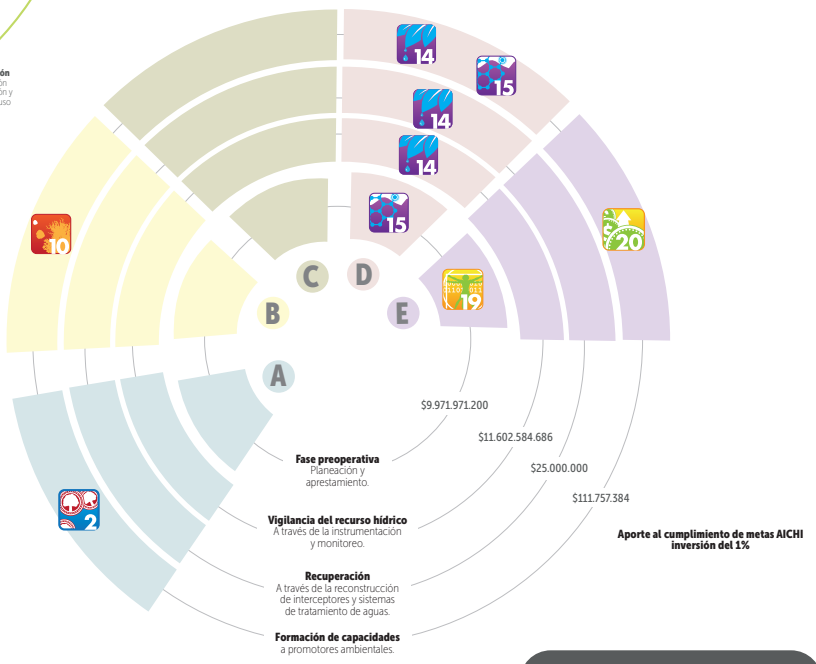
Una de las consideraciones de las empresas del sector es la posibilidad de que a través de recursos del 1 % puedan financiarse procesos de declaratoria de áreas protegidas y estructuración de sus planes de manejo, ya que se considera como un claro aporte a la consolidación del Sistema Nacional de Áreas Protegidas y a la ejecución de objetivos y metas de conservación a las cuales el país le apunta bajo sus compromisos internacionales.

Gráfica 6.28.
Aporte de la Compensación a la ejecución de metas AICHI



Contar con un portafolio más amplio en relación con los mecanismos de ejecución de inversiones ambientales, optimizaría la inversión de recursos destinados a la conservación y conduciría a mejor seguimiento de los resultados en mejoramiento de condiciones asociadas a la biodiversidad y sus servicios ecosistémicos. De igual manera, se lograrían consolidar estrategias con visión a mediano y largo plazo, fortaleciendo procesos comunitarios bajo un concepto de soluciones basadas en la naturaleza.

Gráfica 6.29.
Aporte de la Compensación a la ejecución de Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)



Gráfica 6.30.
Aporte de las actividades asociadas a la inversión de no menos del 1 % a la ejecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Aporte a los ODS Más de 47 mil millones de pesos en ejercicio de conservación que aportan al cumplimiento de los ODS.	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE
Acciones de conservación Recuperación, rehabilitación y restauración ecológica. Uso sostenible.	$3.858.626.569
Acuerdos de conservación Mantenimiento y preservación de áreas.	$9.971.971.200
Apoyo POMCA Elaboración y formulación.	$416.160.000
Conservación Adquisición de predios / acciones de conservación.	$9.166.612.860
Conservación de áreas estratégicas del SPNN.	$40.960.836

Gráfica 6.31
Aporte de las actividades asociadas a la inversión de no menos del 1 % a la ejecución de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

Aporte a los ODS Más de 47 mil millones de pesos en ejercicio de conservación que aportan al cumplimineto de los ODS.	OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE
Formación de capacidades A promotores ambientales.	$111.757.384
Recuperación A través de la construcción de interceptores y sistemas de tratamiento de aguas.	$25.000.000
Vigilancia del recurso hídrico A través de la instrumentación y monitoreo.	$11.602.584.686
Fase preoperativa Planeación y aprestamiento.	$16.995.867.401

Cómo las acciones de compensación están aportando a la no pérdida neta de biodiversidad en las áreas donde está presente la industria de los hidrocarburos.



07 PROYECTOS INNOVADORES

PROYECTOS INNOVADORES EJECUTADOS POR EL SECTOR DE HIDROCARBUROS EN LOS AÑOS 2016-2019

Los proyectos de innovación han sido catalogados como aquellos en los que su ejecución no solamente sirve como articulador del cumplimiento de las obligaciones ambientales, sino que les apuntan a generar un impacto adicional en los ecosistemas y comunidades de las áreas donde se implementan.

Las iniciativas ambientales destacadas fueron seleccionadas con base en los siguientes criterios.

• Proyectos innovadores que evidencien avances tecnológicos en pro del mejoramiento de las condiciones ambientales en las regiones donde está presente la industria de los hidrocarburos.

• Proyectos con enfoque de impacto regional que evidencia articulación con otras estrategias de conservación.

• Impacto en términos del uso sostenible de los recursos naturales con estrategias de monitoreo y seguimiento que le apunten a demostrar ganancia en biodiversidad.

• Aporte a la ejecución de Metas de Aichi y Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

• Proyectos diseñados que representen sostenibilidad financiera.

• Proyectos que representan un valor agregado a la ejecución de obligaciones ambientales, relacionados con la responsabilidad social empresarial. Alto componente en términos voluntarios.





Gráfica 7.1.
Criterios para seleccionar proyectos innovadores.

Se resumen los proyectos ambientales destacados, su ubicación, las metas Aichi y los ODS específicos a los cuales apunta cada uno. Los proyectos ambientales destacados citados en este informe contribuyen a los siguientes ODS:

- 4 – garantizar una educación inclusiva y equitativa de calidad, y promover oportunidades de aprendizaje permanente para todos.

- 8 – promover el crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible; el empleo pleno y productivo, y el trabajo decente para todos.

- 9 – construir infraestructuras resilientes, promover la industrialización inclusiva y sostenible, y fomentar la innovación.

- 11 – lograr que las ciudades y los asentamientos humanos sean inclusivos, seguros, resilientes y sostenibles.

- 15 – proteger, restablecer y promover el uso sostenible de los ecosistemas terrestres; gestionar sosteniblemente los bosques; luchar contra la desertificación; detener e invertir la degradación de las tierras, y detener la pérdida de biodiversidad.

Paralelamente, los proyectos seleccionados contribuyen a los cinco objetivos estratégicos que agrupan las metas de Aichi.

PROYECTO	UBICACIÓN	METAS AICHI	ODS
Parque Solar Castilla	Meta		7, 8, 9, 12
Vida silvestre	Santander, Antioquia, Arauca, Vichada	1, 3, 4, 11, 12, 14, 15	15
Gas-to-power	Putumayo	8	7
Alianza para conservación de áreas de operación entre el Instituto Alexander Von Humboldt y Ecopetrol	Magdalena Medio y Orinoquia	19	4, 9, 11, 15
Iniciativa de biodiversidad y desarrollo por el Putumayo	Putumayo	1, 14, 15, 19	8, 15
Sembrando vida	Casanare	1, 7, 14, 15	8, 15
Ejecución de obligaciones ambientales mediante Banco de Hábitat	Meta	3, 12, 14, 15	8
NaturAmazonas	Putumayo	1, 7, 19, 15, 14, 18	8, 9
Museo Suruma	Putumayo	18	11
Chawar	Putumayo	19	8, 9
Sistemas agroforestales para la recuperación de áreas degradadas e investigación comunitaria para el monitoreo de fauna	Casanare, Boyacá	7, 11, 18, 19	15
Tortugas sabaneras, símbolo principal de la biodiversidad en el Casanare	Casanare	12	15
Energía solar para las comunidades	Casanare, Meta	8	7, 9
Agua para todos	Casanare, Arauca, Cesar, Santander y Magdalena	8, 14, 15	6, 9
Oportunidades para reducir la huella de carbono en las operaciones	Arauca, Santander, Casanare	8	7, 9, 13
Estudios a ecosistemas marinos	Áreas marinas del mar Caribe	10,19	14
Reserva Natural Campo Ocelote	Meta	14, 15	13, 15

Tabla 7.1. Proyectos ambientales destacados relacionados con las metas de Aichi y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)

7.1. PARQUE SOLAR CASTILLA - ECOPETROL

En el año 2016, se realizó una modificación del PMAI del Bloque Cubarral, a partir de la cual se hizo exigible la compensación por pérdida de biodiversidad por la afectación de coberturas. Esto únicamente para las nuevas actividades autorizadas mediante la resolución que aprueba dicha modificación. Esta obligación se acogió al régimen de transición del manual de compensaciones del componente biótico. Así las cosas, a través de la Resolución 293 del 18 de marzo de 2016, en el artículo 4, la Anla aprobó la construcción de 11 áreas de generación de máximo 4 ha cada una (44 ha en total) para la generación eléctrica de 225 MW en el Bloque Cubarral.

Posteriormente, la ANLA aprobó el proyecto fotovoltaico como una modificación mejor o de ajuste normal de giro ordinario de la actividad de diseño, construcción y puesta en funcionamiento del sistema de generación y distribución de energía eléctrica para el Bloque Cubarral – Campos Castilla y Chichimene, teniendo en cuenta lo siguiente:

• El proyecto fotovoltaico requiere de un terreno de aproximadamente 19 ha de extensión para su desarrollo.

• La Anla encontró factible su desarrollo (proyecto fotovoltaico) siempre y cuando no se supere el número de hectáreas aprobadas para ser intervenidas para la generación eléctrica en el bloque por la Resolución 293 de 2016 (44 ha).

• Teniendo en cuenta lo anterior, la compensación derivada de la construcción del Parque Solar Castilla se encuentra contenida en lo dispuesto por la Resolución 293 de 2016 (Pérdida de biodiversidad, acogida a la Res. 256 de 2018).

• La construcción del proyecto del parque solar de Castilla se llevó a cabo en el primer semestre de 2019.

• El plan de compensación de acogimiento al manual de compensaciones del componente biótico fue aprobado mediante la Resolución 1453 de 2019 y la respuesta al recurso de reposición Resolución 00245 del 12 de febrero de 2020.

Este parque solar fue construido por AES Colombia por solicitud de Ecopetrol bajo un contrato de suministro de energía por 15 años, que incluye su operación y mantenimiento. La inversión fue cercana a los US 20 millones.

El parque sirve para abastecer parte de la energía que requiere el campo Castilla, el segundo campo más grande de Colombia, con una producción cercana a los 115 mil barriles de petróleo por día. La obra se ejecutó en siete meses y generó empleo para 388 personas, incluidas más de 100 mujeres, en su mayoría de la región.

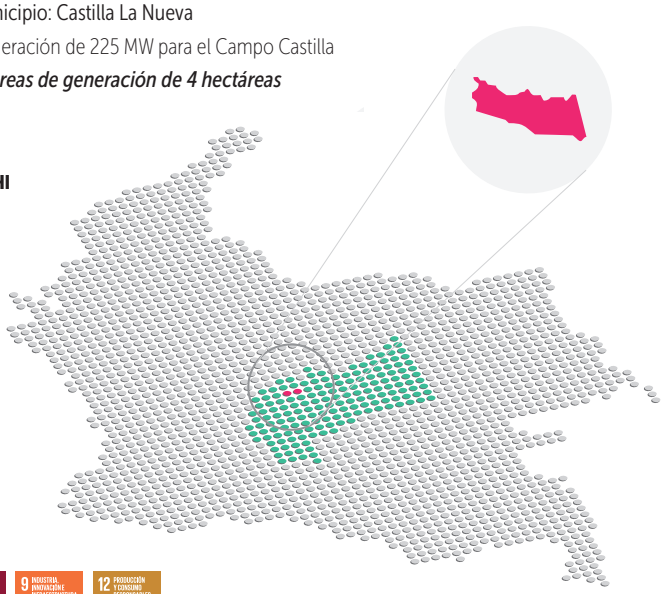
La entrada en operación del parque solar es un hito dentro del proceso de transición energética que adelanta la empresa, en el que se prevé incrementar de 43 megavatios a más de 300 megavatios la generación de energía a partir de fuentes renovables en los próximos años.

Departamento del Meta

Municipio: Castilla La Nueva

Generación de 225 MW para el Campo Castilla

11 áreas de generación de 4 hectáreas



Aporte metas AICHI



Aporte a la ODS:

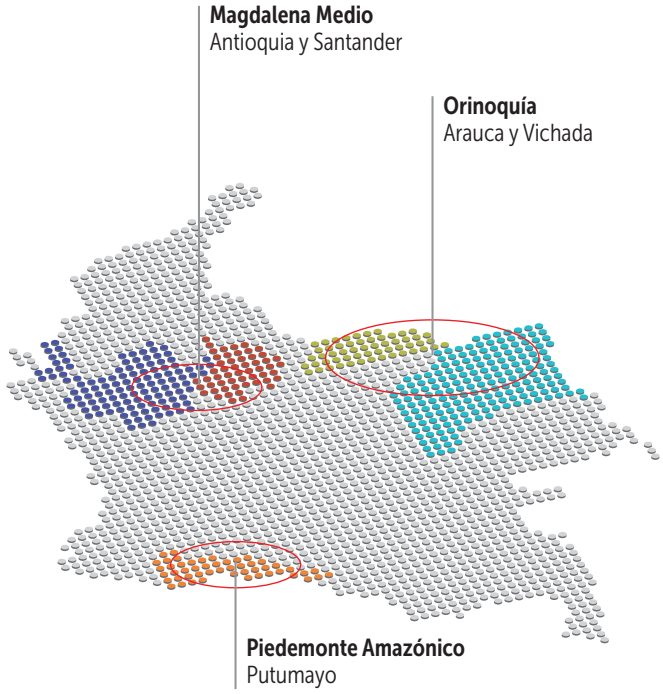


7.2 PROYECTO VIDA SILVESTRE - ECOPETROL

Vida Silvestre es un proyecto liderado por Ecopetrol y Wildlife Conservation Society (WCS), cuyo objetivo es la conservación de la biodiversidad en dos regiones estratégicas de Colombia, el Magdalena Medio y los Llanos Orientales, contemplando los departamentos de Santander, Antioquia, Arauca y Vichada.

El proyecto contempló principalmente la conservación de 15 especies, 11 de fauna, como el paujil pico azul (Crax alberti), el mono araña (Ateles geoffroyi), el bagre rayado (Pseudoplatystoma tigrinum) y el manatí del caribe (Trichechus Manatus); y cuatro de flora, como la palma de moriche (Mauritia flexuosa) y el árbol del congrio (Acosmium nitens), identificadas como Valores Objeto de Conservación (VOC).

En este proyecto, la selección de las especies se realizó en un trabajo conjunto entre Ecopetrol y el Instituto Alexander Von Humboldt (IAVH), utilizando el software para selección de especies paisaje. Con el objetivo de aumentar el impacto del proyecto, Ecopetrol y ECS han decidido



Conservación de 12 especies
Registro de 12 RNSC
32 acuerdos de conservación (12 mil hectáreas)
386 hectáreas restauradas
4 acuerdos de buenas prácticas pesqueras Magdalena Medio
Liberación 71 ejemplares caimán llanero
Inclusión area Piedemonte Amazónico

Aporte metas AICHI



Aporte a la ODS:



establecer una segunda fase en la región denominada el Piedemonte Andino – Amazónico en el departamento del Putumayo. En esta fase se pretende incorporar al portafolio cinco especies más (una especie de flora representativa y cuatro especies de fauna). Estas habitan en ecosistemas estratégicos para la conservación en el Piedemonte y son claves para la conservación del bioma amazónico. Se trata del árbol de cedro rosado, el tinamú negro, el tigrillo, el mono churuco y el pecarí de labio blanco.

Entre los principales resultados obtenidos por el proyecto vida silvestre en su primera fase, se destacan:

• La declaratoria de 12 reservas privadas de la sociedad civil.

• La firma de 32 acuerdos de conservación, con igual número de predios privados, para conservar cerca de 12 mil hectáreas de ecosistemas estratégicos para la biodiversidad.

• Más de 386,08 hectáreas de bosques restaurados.

• Cerca de 2.500 hectáreas de playas de anidación de tortuga Charapa, cuidadas por comunidades locales.

• Fueron liberados 41 ejemplares de caimán llanero, en la cuenca del río Tomo, en el departamento del Vichada.

• Se suscribieron cuatro acuerdos de buenas prácticas pesqueras consolidados con pescadores bagreros del Magdalena Medio.

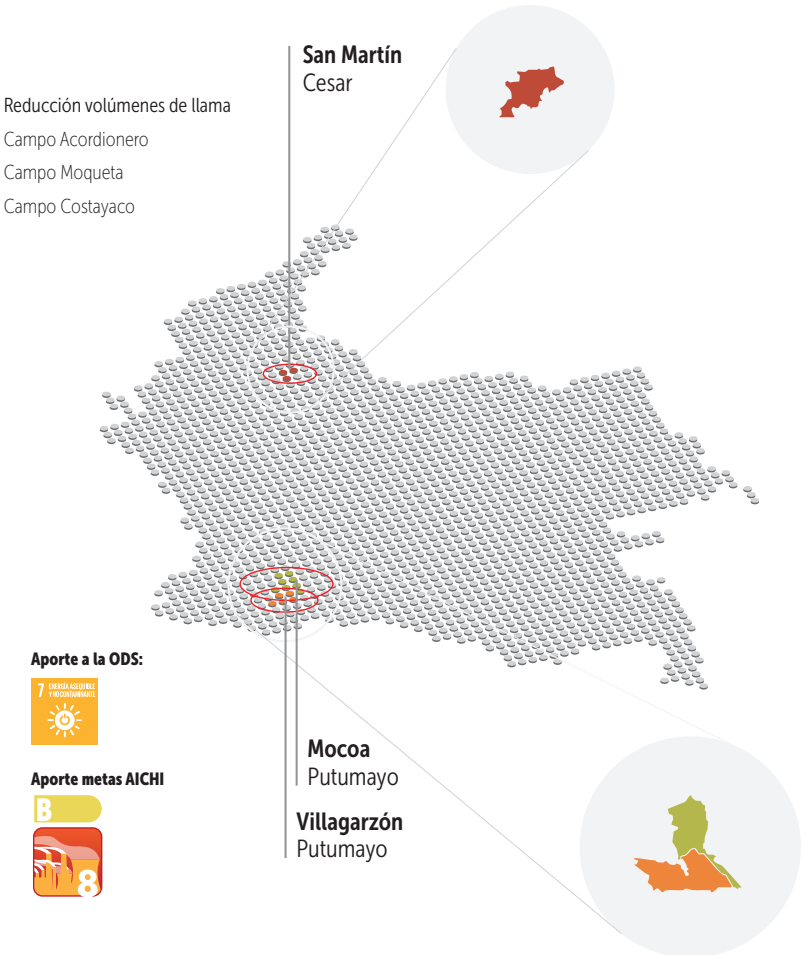
• Más de 100 mil tortuguillos de Charapa protegidos lograron nacer en su medio natural.

• Fortalecimiento del tejido social de las comunidades rurales partícipes del proyecto.

7.3. AUTOGENERACIÓN A BASE DE GAS "GAS TO POWER" - GRAN TIERRA ENERGY

Con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), Gran Tierra Energy ha decidido canalizar recursos de inversión de capital en proyectos proactivos como "Gas to Power" (autogeneración a base de gas). Este proyecto busca aprovechar el exceso de gas y en lugar de quemarlo se convierte en energía en sus campos, reduciendo volúmenes de la llama y las emisiones de GEI asociadas. En el año 2019, Gran Tierra completó el proyecto en el campo Acordionero, el mayor activo producto de la compañía. Los impactos generados por la finalización de este proyecto han sido sumamente positivos para el país, ya que han reducido significativamente la quema de gas y el uso de electricidad de la red nacional por parte de la compañía.

Así mismo, durante el año 2018, Gran Tierra completó la ejecución del proyecto de "Gas to power" en el campo Moqueta, el cual se considera uno de los campos más desafiantes de la compañía, ya que solo es accesible a través de helicóptero. Este proyecto, valorado en USD 3.000.000, logró la instalación con éxito de doce generadores alternativos de motores de gas de 250 kWh y un sistema de acondicionamiento a gas, para producir un compuesto de mejor calidad para la generación de energía. Este proyecto fue el primero de su tipo en ser completamente desarrollado y ejecutado por Gran Tierra. Además, el proyecto "Gas to power" en el campo de Costayaco ha estado operando de forma confiable desde 2017.



7.4. PLANIFICACIÓN SOCIO-ECOLÓGICA DE LAS ÁREAS OPERATIVAS COMO APORTE A LA SOSTENIBILIDAD - ECOPETROL

Con el objetivo de aunar esfuerzos para la planificación socioecológica en las áreas operativas y proyectadas de Ecopetrol, como aporte a una transición hacia la sostenibilidad, se firmó en el año 2019 un acuerdo de cooperación entre el IAVH y Ecopetrol. Este acuerdo innovador busca establecer programas de evaluación y monitoreo a intervenciones de Ecopetrol en zonas del Magdalena Medio y la Orinoquía; la financiación de expediciones científicas que aumenten el conocimiento de la biodiversidad; el impulso a iniciativas de biocomercio, y el fortalecimiento del conocimiento en diversidad biológica y sostenibilidad.

Este último componente de fortalecimiento de conocimiento permitirá la identificación de recursos vegetales con alto valor potencial para la gastronomía o remediación de incidentes con hidrocarburos; la creación de un fondo de becas de pregrado y maestría para investigación en biodiversidad; el desarrollo de agendas académicas regionales especializadas en gastrobotánica, y convocatorias dirigidas a bioeconomía y soluciones basadas en la naturaleza.

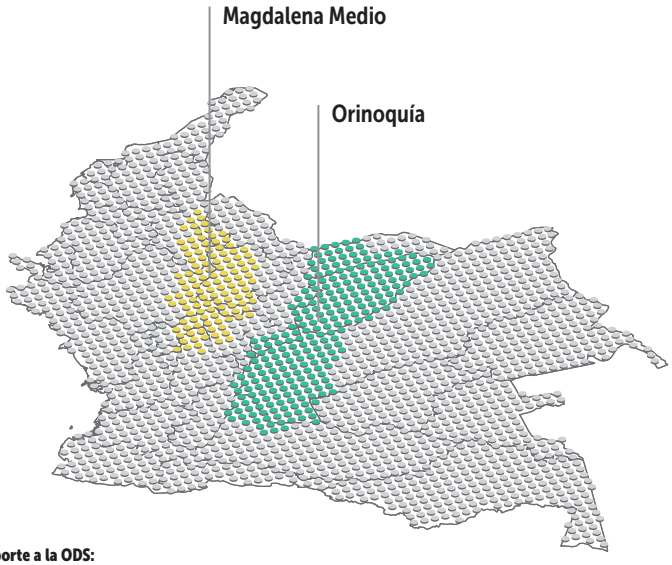
Expediciones científicas

Financiación de becas universitarias de investigación

Diseño de estrategias de conservación

Monitoreo de sistemas socioecológicos

Divulgación del conocimiento



Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI



7.5. BIODIVERSIDAD Y DESARROLLO POR EL PUTUMAYO - ECOPETROL, AMERISUR, GEOPARK, GRAN TIERRA ENERGY

La iniciativa de biodiversidad y desarrollo por el Putumayo es una estrategia que busca contribuir con la gestión integral de la biodiversidad del país, a través de esquemas colectivos de trabajo, inversión y compensación entre empresas, instituciones y grupos locales, con un enfoque de desarrollo territorial.

Esta iniciativa emprende su trabajo regional en el Putumayo en el año 2014, en un espacio novedoso de confianza entre instituciones nacionales y regionales, y empresas del sector de hidrocarburos, que permitió avanzar a lo largo del 2015 y 2016 en la construcción de acuerdos, lineamientos e iniciativas en pro de la conectividad ambiental, social y empresarial del piedemonte Andino Amazónico.

En el año 2017, este escenario de trabajo se consolida en el Acuerdo regional "Biodiversidad y Desarrollo, por el Putumayo", en el cual participan corpoamazonía, los institutos de investigación Sinchi y Alexander Von Humboldt, la Andi y las empresas del sector hidrocarburos con operación en el Putumayo.

Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI

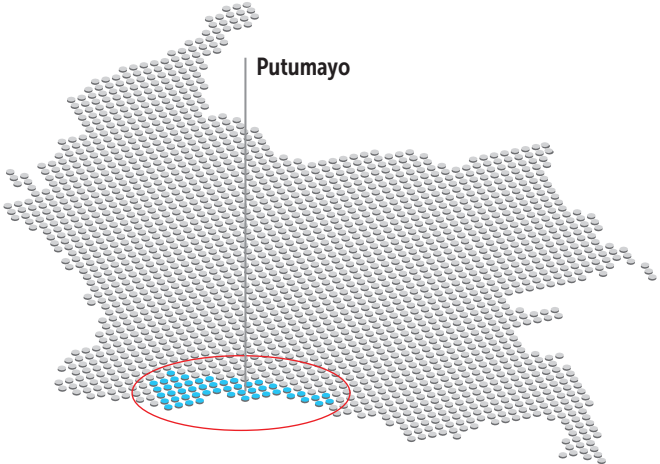


SF Orito Ingi Ande. Primer AP libre de cultivos ilícitos.

13 familias con esquemas de restauración participativa

Centro Forestal Costayaco

Plantación de 160.000 árboles



El objetivo de esta alianza es aunar esfuerzos técnicos, logísticos, financieros e iniciativas entre instituciones y empresas encaminadas a la protección, restauración, conectividad ecosistémica y desarrollo sostenible de la biodiversidad, con un enfoque participativo y diferencial en el Putumayo (interfluvio Putumayo – Caquetá). La iniciativa se da en conjunto entre Ecopetrol, Amerisur, GeoPark y Gran Tierra, con la gestión de del piedemonte Andino-Amazónico, mediante el desarrollo del Proyecto Vida Silvestre.

Como parte del PVS, y en articulación con la iniciativa, se priorizaron las cinco especies paisaje de la mano con Corpoamazonía, Parques Nacionales Naturales, y los institutos Sinchi y Humboldt.

En agosto de 2019, con el objetivo de consolidar y escalar la iniciativa "Biodiversidad y Desarrollo, por el Putumayo" como plataforma para la inversión y gestión en biodiversidad en pro de la conectividad Andes-Amazonía, se dió la la alianza de las empresas del sector de hidrocarburos e instituciones.

7.6. SEMBRANDO VIDA -ECOPETROL, CENIT, PAREX RESOURCES

La Federación Nacional de Cacaoteros, en una alianza con Ecopetrol, Parex Resources y Cenit ha venido implementando proyectos de sistemas agroforestales con enfoque de restauración productiva. La ejecución de estos sistemas se realiza mediante el uso de especies nativas de valor comercial, y sistemas de cacao con enfoque sostenible. Este proyecto desarrollado en el departamento del Casanare ha tenido impactos positivos en los servicios ecosistémicos y familias presentes en las áreas afectadas por impactos producto de la operación petrolera, la deforestación y la ganadería extensiva.

Tres proyectos se han venido ejecutando en el marco de esta alianza: i) establecimiento de 77 ha con sistemas agroforestales de plátano, cacao y especies maderables, liderado por Cenit en los municipios Monterrey, Tauramena y Yopal; ii) establecimiento de 130 ha con sistemas agroforestales de cacao, liderado por Ecopetrol en los municipios de Mani, Tauramena y Aguazul, donde se sembraron más 150 mil plántulas de cacao y plátano, así como 60 mil árboles nativos; y iii) establecimiento de 396 ha de sistemas agroforestales de cacao, liderado por Parex en los municipios que integran el proyecto Pore, Paz de Ariporo, Villanueva, Aguazul, Tauramena, Mani, Trinidad, San Luis, Nunchia y Yopal.

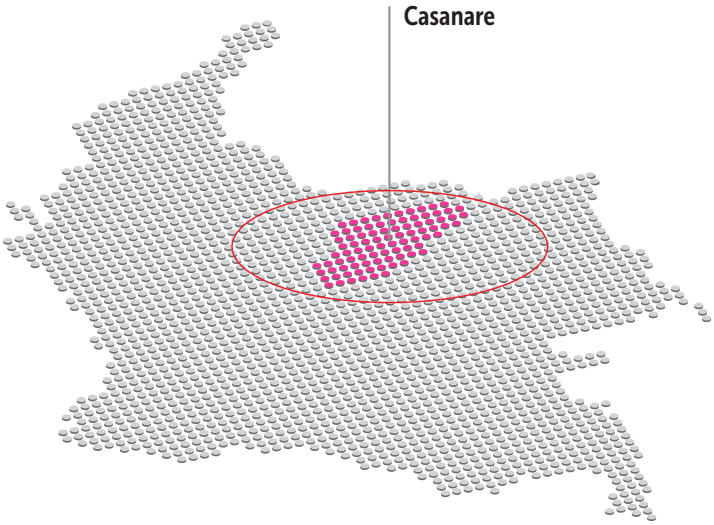
Estos proyectos innovadores han sido financiados bajo la ejecución de obligaciones ambientales de compensación y recursos provenientes de la inversión de no menos del 1%, donde la participación de Corporinoquía y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ha sido fundamental en el acompañamiento de la aprobación y seguimiento a las obligaciones. Sembrando vida permitió a 70 familias beneficiadas acreditarse como socias de Fedecaco, lo cual permitirá recibir orientación y apoyo técnico para la comercialización de sus productos una vez empiecen a generar producción.

Sistemas agroforestales con enfoque de restauración productiva

77 ha de platano, cacao y maderables: municipios de Monterrey, Tauramena y Yopal.

130 ha de cacao y platano: municipios de Tauramena y Aguazul.

360 ha de cacao: Pore, Paz de Ariporo, Villanueva, Aguazul, Tauramena, Maní, Trinidad, San Luis, Nunchía y Yopal.



Aporte metas AICHI



Aporte a la ODS:



7.7. BANCO DE HÁBITAT - OCENSA

Con el objetivo de dar ejecución a sus obligaciones ambientales invirtió en un mecanismo de cupos novedoso para el país, en el proyecto Banco de Hábitat, ubicado en el departamento del Meta. Este proyecto corresponde a 92 ha en las que se podrán realizar actividades de preservación, restauración, rehabilitación, recuperación y/o uso sostenible para la conservación de la biodiversidad, mediante la destinación de recursos de inversión de no menos del 1 %.

Con el establecimiento del Banco de Hábitat del Meta bajo la resolución 1051 de 2017, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible estableció los mecanismos agregados de inversión, como una posibilidad efectiva para la ejecución de obligaciones derivadas de compensaciones bióticas e ejecución de recursos provenientes de la inversión de no menos del 1 %. Esta apuesta es una gran oportunidad para quienes tienen obligaciones ambientales, dado que asegura que los recursos serán ejecutados de una manera transparente en la medida en que los pagos solo se realizan por resultados en materia de conservación.

El área donde se localiza el Banco de Hábitat es de gran relevancia para la preservación del recurso hídrico, teniendo en cuenta el gran impacto y la presión que existe sobre estos recursos en esta región del país. Este primer banco de hábitat es una estrategia amplia de conservación de áreas privadas, la cual espera conservar al menos 600 ha de ecosistemas estratégicos, generar más de 30 empleos entre directos e indirectos, aumentar la productividad para los dueños de los predios y disminuir los costos de compensación ambiental de las empresas.

Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI



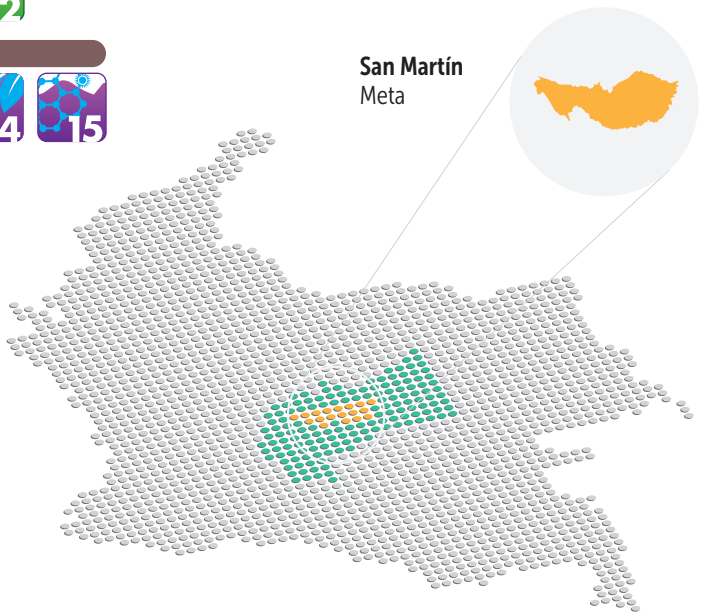
Departamento del Meta

Municipio: San Martín

El Banco de Hábitat conserva mas de 600 hectáreas.

Generación de mas de 30 empleos.

Inversión de recursos del 1% para la conservación de 92 ha del Banco de Hábitat.

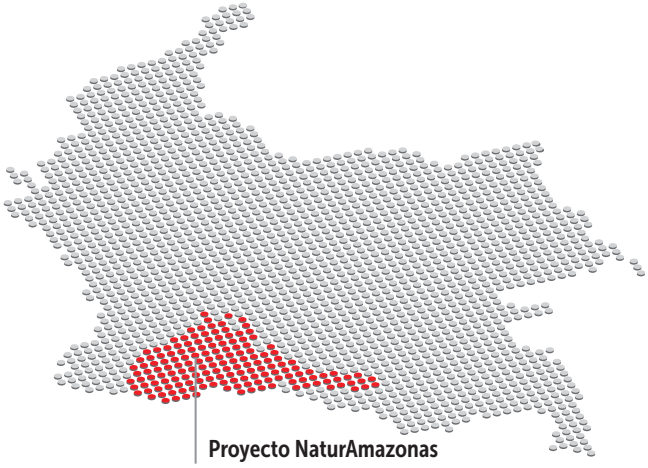


Generación de alianzas proconservación.
Expediciones botánicas con colecta de más de 10.000 individuos.

Generación de conocimiento con estrategias participativas.
89 mujeres bajo el proceso de guardianas del conocimiento botánico.

Implementación de proyectos productivos sostenibles.
290 apicultores formados y entrenados.

Alternativas de cadenas de producción con enfoque sociosistémico.
250 estufas ecológicas.



Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI



7.8. NATURAMAZONAS -GRAN TIERRA ENERGY

Este proyecto a gran escala de reforestación y conservación en el Putumayo es liderado por Gran Tierra en asociación con la ONG Conservación Internacional (CI), y tiene como objetivo restaurar y proteger el corredor Andes – Amazonas, una de las regiones con mayor biodiversidad del mundo. Esta iniciativa ha sido desarrollada con la participación y el apoyo del Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible y con la participación y el apoyo de Corpoamazonía. NaturAmazonas está enfocado en aumentar el conocimiento sobre cómo las comunidades pueden beneficiarse económicamente de los ecosistemas; de este modo se comprometen con la conservación y el uso sostenible de los recursos, y en retribución reciben beneficios tangibles.

NaturAmazonas tiene cuatro componentes principales: i) generación de alianzas en pro de la conservación ambiental; ii) generación de conocimiento que integre investigaciones participativas; iii) ejecución del uso sostenible de los ecosistemas naturales afectados por la intervención humana, y iv) identificación de diferentes alternativas en las cadenas de producción y empresas sostenibles, desde un enfoque socioeconómico.

Como resultado de este proyecto, miembros de la comunidad han sido contratados para expediciones, recogiendo y categorizando más de 10.000 especímenes de plantas nativas. Las 89 mujeres llamadas "Guardianas del Conocimiento Botánico" no solo adquieren conocimientos sobre especies nativas, sino que contribuyen a la creación de una cartografía participativa. Por otra parte, la asociación de apicultores de abejas continuó creciendo, 290 miembros han sido entrenados y certificados, y pueden alquilar las abejas a los agricultores locales para ayudarlos a polinizar sus cultivos, siendo esta actividad otro flujo de ingresos.

En el marco de NaturAmazonas se retomó el Centro Agroforestal Guayuyaco, en el municipio de Piamonte, que fue reacondicionado para convertirse en un centro productivo y de capacitación comunitario, el cual busca apoyar la iniciativa de reforestación. Por otra parte, este proyecto ha entregado 250 estufas ecológicas a las familias de las comunidades locales que no tienen acceso seguro a la electricidad. Las estufas portátiles son 60 % más eficientes que la quema abierta de leña con menos emisiones; además las comunidades pueden cargar teléfonos celulares y tener electricidad hasta por tres horas.

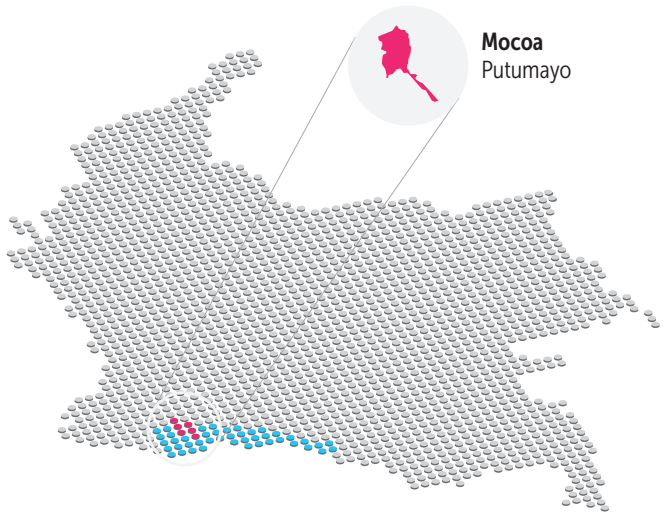
En 2019, Gran Tierra expandió esta iniciativa a un nuevo proyecto llamado "Conservación y comunidades prósperas", el cual busca dar apoyo técnico y financiero a las comunidades rurales en Putumayo, para establecer prácticas agrícolas sostenibles, por medio de una red de conexiones a mercados regionales y nacionales. Este programa trabajará en suplir las necesidades alimentarias de cada familia, mientras se desarrollan los trabajos de zonificación para actividades de conservación y restauración de bosques.

Alianza entre Gran Tierra, Corpoamazonía e ICANH

Diversidad cultural del departamento del Putumayo

20 toneladas de material arqueológico recuperado

Participación de 25 arqueólogos y 160 colaboradores locales



Aporte a la ODS:

Aporte metas AICHI

7.9. MUSEO SURUMA -GRAN TIERRA ENERGY

Con el objetivo de construir un museo en el Putumayo que funcione como exhibición arqueológica permanente, Gran Tierra se alía con Corpoamazonía, el Instituto Colombiano de Antropología e Historia (ICANH) y la Fundación de Amigos de las Colecciones de Arte del Banco de la República. El museo Suruma, ubicado en el Centro Experimental Amazónico (CEA), será un espacio de educación para preservar y proteger objetos arqueológicos, y presentará la historia y la diversidad cultural del departamento de Putumayo.

Todos los objetos que se alojan en el museo provienen de actividades arqueológicas desarrolladas por Gran Tierra, donde participaron 25 arqueólogos y 160 colaboradores locales. A la fecha, más de 20 toneladas de material arqueológico han sido recuperadas y se han encontrado fragmentos de cerámica, objetos líticos (dos puntas talladas), piezas completas de alfarería y una pieza orfebrería.

7.10. INICIATIVA CHAWAR -GRAN TIERRA ENERGY

El Proyecto Chawar es un esfuerzo conjunto entre Gran Tierra y el IAVH, el cual busca entender el territorio y sus necesidades, y proponer una herramienta técnica de seguimiento y monitoreo de los cambios de la biodiversidad del Putumayo. Esta iniciativa incluye muestreos activos y pasivos, busca generar información relevante y oportuna para la gestión de la biodiversidad, y fortalecer las capacidades de las comunidades participantes. Además tiene potencial de articularse con el Sistema de Información sobre la Biodiversidad (SIB) Colombia para la gestión de los registros biológicos, por ejemplo nuevas especies biológicas o ampliaciones de distribución.

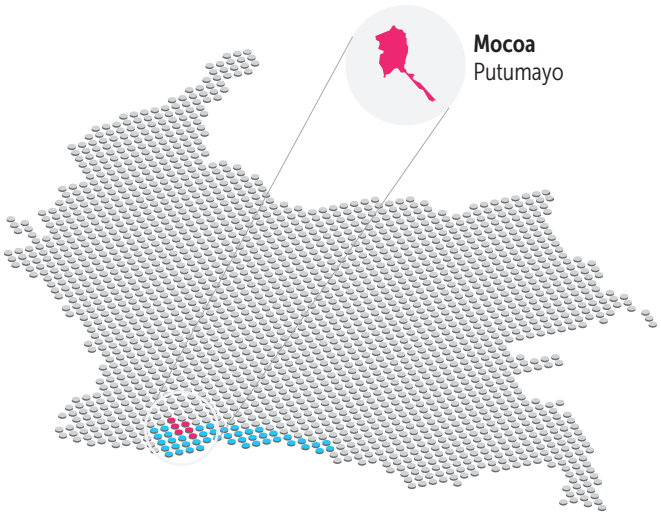
El proyecto permitirá a la compañía abordar mejor las problemáticas ambientales, al determinar cómo y dónde planificar el desarrollo. El sistema de monitoreo Chawar incorpora datos sobre biodiversidad, servicios ecosistémicos e información social y cultural, brindando así una base para el análisis e interpretación en tiempo real de la interacción de estos factores previo y durante la ejecución de los proyectos de Gran Tierra.

Alianza entre Gran Tierra e IAvH

Monitoreo de biodiversidad bajo un enfoque paricipativo

Articulación con el SIB Colombia

Monitoreo de variables de biodiversidad, servicios ecosistémicos y socioculturales

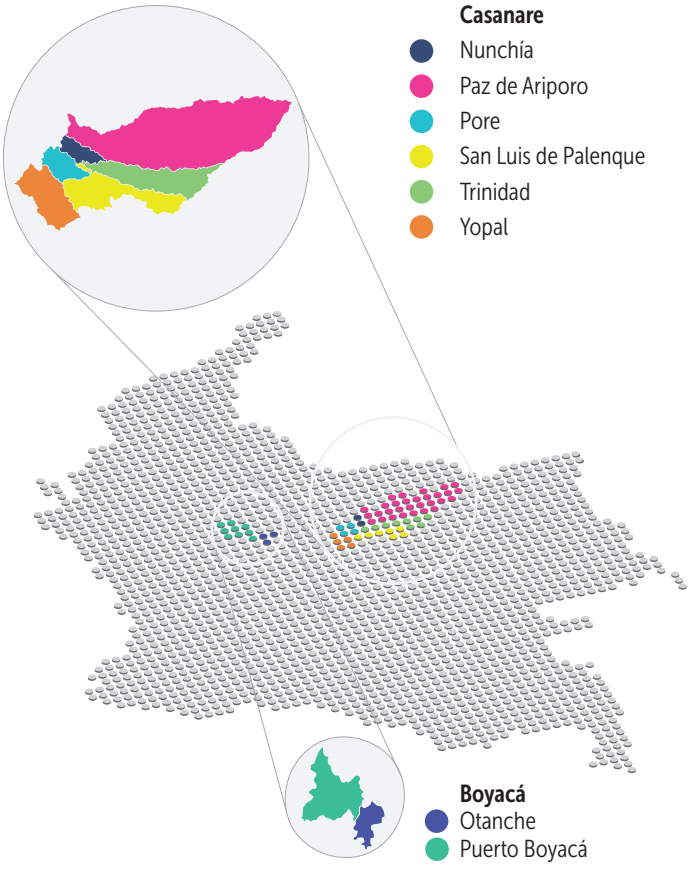


Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI





Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI



7.11. SISTEMAS AGROFORESTALES PARA LA RECUPERACIÓN DE ÁREAS DEGRADADAS E INVESTIGACIÓN COMUNITARIA PARA EL MONITOREO DE FAUNA -PAREX RESOURCES

Como una alternativa para la restauración ecológica de zonas degradadas en Casanare y para generar beneficios económicos para las comunidades, en 2019, Parex inició la implementación de sistemas agroforestales en 148,86 hectáreas. Este proyecto busca beneficiar a 75 familias rurales de los municipios de Paz de Ariporo, Pore, Nunchía, Trinidad, San Luis de Palenque y Yopal.

A nivel nacional, con el fin de fortalecer el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (SINAP), Parex en un trabajo conjunto con la Unidad de Parques Nacionales Naturales de Colombia apoyó financiera y técnicamente el registro de una nueva Reserva de

Alianza entre Gran Tierra e IAvH

Implementación de 148,86 hectáreas de agroforestales, beneficiando a 75 familias en Casanare.

Registro de la RNSC "El Esparramo" en Paz de Ariporo para la conservación de 72 hectáreas.

Programa de monitoreo PNR Serranía de las Quinchas en Boyacá.

la Sociedad Civil (RNSC) en el Municipio de Paz de Ariporo. La nueva RNSC "El Esparramo" cuenta con 72 hectáreas, las cuales contribuyen a la conservación de los ecosistemas y los servicios que estos proveen al municipio.

Para fomentar la conservación y el conocimiento de la fauna, Parex estableció un acuerdo de cooperación con la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC). Como parte del acuerdo se realizó la "Caracterización de aspectos poblacionales y uso del hábitat en relación con los ecosistemas existentes, para Ateles hibridus, Crax alberti y Chelonoidis carbonarius, como información clave para formular un programa de monitoreo en el Parque Natural Regional: Serranía de Las Quinchas". El programa de monitoreo propuesto permite la participación comunitaria conectando investigadores locales, quienes desarrollan procesos de concientización y talleres en el área de influencia del proyecto.

7.12. TORTUGAS SABANERAS, SÍMBOLO PRINCIPAL DE LA BIODIVERSIDAD EN EL CASANARE -PAREX RESOURCES

Durante tres años consecutivos, Parex ha promovido una iniciativa para repoblar los cuerpos de agua de Casanare con tortugas sabaneras (Podocnemis expansa y Podocnemis unifilis) así como educar a los niños de este departamento en la conservación de esta especie amenazada. En 2019, 360 de estos especímenes fueron liberados en la Reserva Forestal: "La Esperanza", ubicada en el municipio de Paz de Ariporo.

Para profundizar en el compromiso con este proyecto, Parex organizó "La Travesía Sabanera", un evento que reunió a más de 250 personas para recorrer la Reserva en bicicleta, y así incentivar el turismo de naturaleza y socializar los beneficios de este tipo de iniciativas para la conservación de los ecosistemas y la biodiversidad. Esta actividad fue acompañada por el lanzamiento de la publicación: "El Galápago Sabanero", patrocinada por Parex; la edición y distribución de más de 500 libros se llevó a cabo en las comunidades del municipio de Yopal, Casanare.

Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI



Programa de liberación y monitoreo de tortugas sabaneras en RNSC "La Esperanza" Paz por Ariporo.

360 individuos liberados de tortugas (*Podecnemis expansa* y *Prodecnemis unifilis*).

Turismo de naturaleza en la RNSC " La Esperanza" con 250 personas voluntarias.

Publicación de mas de 500 ejemplares del libro **Galapago Sabanero.**

7.13. ENERGÍA SOLAR PARA LAS COMUNIDADES -PAREX RESOURCES

Uno de los proyectos más exitosos en 2019 fue la instalación de un total de 35 paneles solares con sus respectivas conexiones en viviendas ubicadas en las localidades de Medio Melúa y Alto Navajas, en el municipio de Puerto López, departamento del Meta. Gracias a esta inversión, 26 familias beneficiadas tienen hoy acceso a energías renovables a un bajo costo.

Asimismo, en el municipio de Paz de Ariporo (Casanare), Parex instaló un sistema de energía alternativa fotovoltaica, el cual permite la conservación de alimentos y medicinas por más tiempo; algo necesario en zonas alejadas del centro de la ciudad y del sistema de interconexión eléctrica.

Instalación de 35 paneles solares en el municipio de Puerto López, Meta.

26 familias beneficiadas en el municipio de Puerto López, Meta.

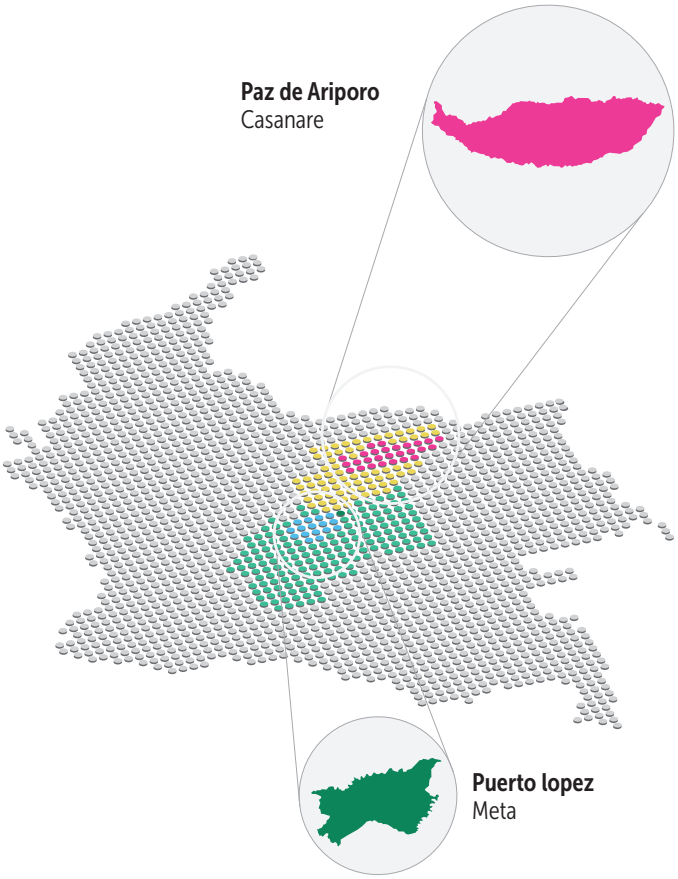
Instalación de un sistema de energía alternativa fotovoltaica en Paz de Ariporo.

Aporte a la ODS:



Aporte metas AICHI





En el acueducto del municipio de San Vicente de Chucurí (Santander), se instaló un oleoducto de 27 km para llegar a los hogares de 45 familias (alrededor de 200 personas) que no habían tenido acceso directo al agua durante 50 años. El mantenimiento del tanque de agua y adaptación benefició a 55 familias en el departamento. Por otra parte, en el centro urbano del municipio de Hato Corozal, en el departamento de Casanare, alrededor de 6.000 personas se beneficiaron de la optimización de la planta de tratamiento de agua. El proyecto se llevó a cabo gracias a una asociación entre Parex, la alcaldía y la Empresa de Servicios Públicos de Hato Corozal (EPHAC).

En las comunidades El Cedral y Pueblo Nuevo (Hato Corozal), materiales fueron entregados para la mejora de las tuberías y nuevas conexiones para obtener agua en los hogares también fueron instalados; esto facilitó el flujo de agua a seis casas en la zona, el centro comunitario y también la escuela. En las instituciones educativas, Parex instaló plantas de tratamiento de agua y dispensadores para que los estudiantes puedan disfrutar de la ozonización y la refrigeración de agua.

7.14. AGUA PARA TODOS -PAREX RESOURCES

El programa Agua para Todos es un proyecto transversal y un compromiso estratégico de Parex para el desarrollo de comunidades sostenibles. A través de este proyecto, se ha logrado mejorar el acceso, la calidad y la disponibilidad de agua potable en algunas zonas donde opera Parex como Casanare, Arauca, Cesar, Santander y Magdalena. La iniciativa también ha permitido capacitar a los beneficiarios en el uso sostenible de los recursos hídricos.

Entre 2017 y 2019, Parex ha invertido 1.312 millones de pesos a través del programa, beneficiando a 8.568 personas. En ese período, se construyeron alrededor de 42 kilómetros de redes de distribución, 95 tanques, 19 plantas de tratamiento de agua, 16 dispensadores de agua y 94 filtros fueron instalados y/o mejorados. Específicamente en el año 2019, la mejora de las condiciones de acceso al agua potable benefició a un total de 6.600 personas de los departamentos de Casanare, Cesar y Santander.

En los municipios de Aguachica y Río de Oro (Cesar) se perforó un pozo de agua profundo, beneficiando a 225 estudiantes de las escuelas de las comunidades de El Juncal y Montecitos; además se instalaron sistemas de purificación y optimización de agua.

Aporte a la ODS:

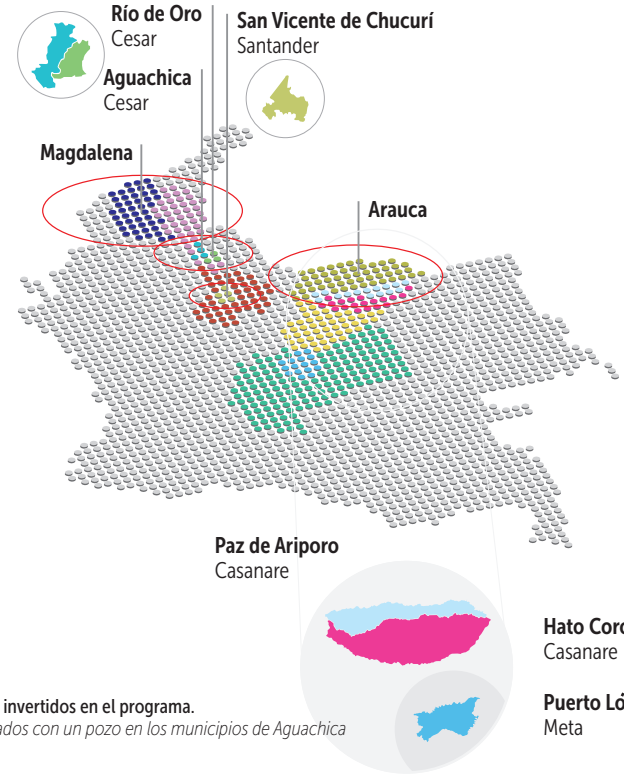
Aporte metas AICHI

A

B

D

E



1.312 millones de pesos invertidos en el programa.
225 estudiantes beneficiados con un pozo en los municipios de Aguachica y río de Oro.

Beneficio para 8.568 personas.
Instalación de sistemas de agua potabale para 45 familias en San Vicente del Chucurí.

Construcción de 42 km de redes de distribución, 95 tanques y 19 PTAR.
Construcción PTAR Hato Corozal, beneficiando 6.000 personas.

Instalación de dispersores y 94 filtros de agua.
Instalación de sistemas de agua potable para comunidades El Cedral y Pueblo Nuevo en Hato Corozal.

7.15. APORTES AL CONOCIMIENTO DE LA BIODIVERSIDAD MARINA EN LA REGIÓN PROFUNDA DEL CARIBE COLOMBIANO -ANADARKO, ECOPETROL

Anadarko y Ecopetrol realizan un análisis integrado de información producida durante más de cinco años de trabajos de campo del sector petróleo y gas en aguas profundas, en el área de perforación exploratoria marina Bloque Fuerte Norte en el mar Caribe. El objetivo es explorar tendencias espaciales y temporales en las variables oceanográficas, de calidad de aguas, de sedimentos y de las comunidades biológicas. Además, conocer áreas de interés y hacer seguimiento a las actividades para prevenir, corregir, mitigar o compensar los impactos significativos. En el marco de este proyecto se desarrollaron estudios de especies de fauna asociados a los ecosistemas marinos, lo cual aporta a la conservación de estos ecosistemas y especies allí presentes. Dentro de los principales resultados está el registro de 1.447 taxones y 618 especies, de las cuales 43 son nuevas especies para Colombia, ocho para el Caribe y dos para Atlántico.

Registro de 1.447 taxones

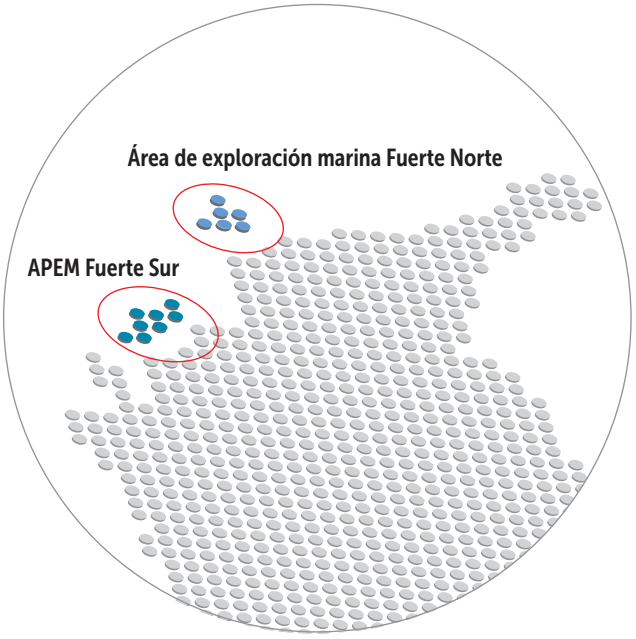
Registro para 43 nuevas especies para Colombia

Registro de 618 especies

Reporte de 8 nuevas especies para El Gran Caribe

Registro de 696 especies a nivel de familia

Reporte de 2 nuevas especies para el Atlántico Tropical



Pulpo *Cirrothauma* sp. observado a partir de imágenes con ROV a 1.799 m de profundidad [31]



7.16. RESERVA NATURAL CAMPO OCELOTE -HOCOL

Se inició el desarrollo de la Reserva Natural Campo Ocelote, en el municipio de Puerto Gaitán, departamento del Meta, como un nuevo espacio de conservación que permitirá el enriquecimiento vegetal, la protección de la fauna, flora y la mejora del agua y aire en un área de 1.276 hectáreas. Esta Reserva se desarrolla en ejecución de obligaciones de compensación e inversión del 1 %, contribuyendo al enriquecimiento de la cobertura vegetal asociada a las fuentes de agua de la zona; también busca establecer un corredor ecológico entre varios cursos de agua de la región, generando así condiciones adecuadas para la protección de especies de fauna y de flora nativas de la región.

Este esfuerzo coordinado entre Hocol S.A. y la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Área de Manejo Especial La Macarena, Cormacarena, y aprobado por la Anla, a la fecha, incluye procesos de forestación de más de 264.000 árboles. Entre ellos están samán (Samanea saman), gualanday (Jacaranda caucana), yopo (Anadenanthera peregrina), orejero (Enterelobium cyclocarpum), tronador (Hura crepitans) y cachicamos (Calophyllum brasiliense). Una vez finalizado el desarrollo de las actividades de forestación, la Reserva capturará aproximadamente 6.000 toneladas equivalentes de CO2 (dióxido de carbono) de la atmósfera por año.

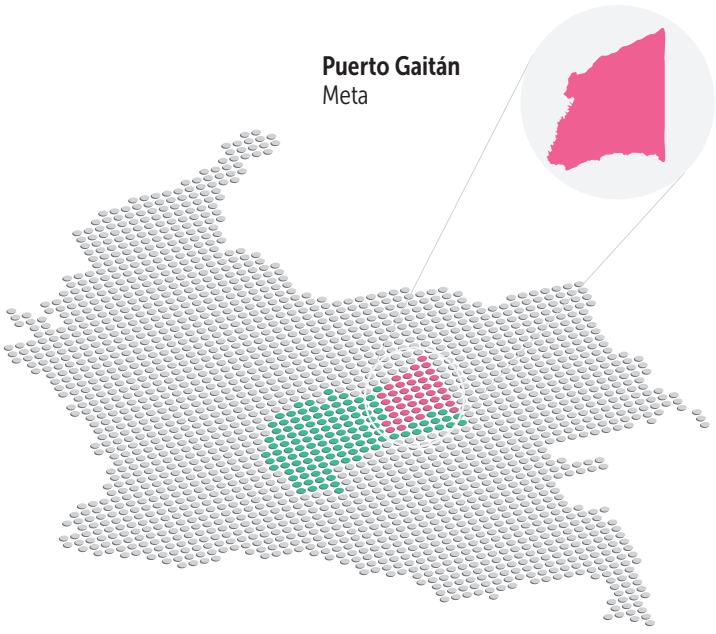
Aporte a la ODS:

Aporte metas AICHI

Establecimiento de la Reserva Natural Campo Ocelote en 1.276 hs.

Restauración con más de 264.000 árboles.

Estimaciones de captura de 6.000 toneladas equivalentes de CO_2.



A

ACP: Asociación Colombiana del Petróleo, gremio de la industria de hidrocarburos en Colombia [10]

Aguas de producción: Agua presente en las formaciones geológicas asociada a los yacimientos de petróleo y gas la cual es extraida a superficie durante la etapa de producción de los pozos. [15]

Área de influencia: Área en la cual se manifiestan de manera objetiva y en lo posible cuantificable, los impactos ambientales significativos ocasionados por la ejecución de un proyecto, obra o actividad, sobre los medios abiótico, biótico y socioeconómico, en cada uno de los componentes de dichos medios. Debido a que las áreas de los impactos pueden variar dependiendo del componente que se analice, el área de influencia podrá corresponder a varios polígonos distintos que se entrecrucen entre sí [4]

Área hidrográfica: Corresponden a las cinco macrocuencas o áreas hidrográficas que son objeto de planes estratégicos, instrumentos de planificación ambiental de largo plazo con visión nacional y constituyen el marco de formulación, ajuste, y/o ejecución de los diferentes instrumentos de política, planeación, gestión y seguimiento existentes en cada una de ellas [18]

Arqueología preventiva: Investigación científica dirigida a identificar y caracterizar los bienes y contextos arqueológicos existentes en el área de aquellos proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental [19]

Autoridad Ambiental: Son las Corporaciones Autónomas Regionales, las autoridades ambientales a que se refiere el artículo 13 de la Ley 768 de 2002,la autoridad ambiental de Buenaventura de que trata el artículo 124 de la Ley 1617 de 2013, Parques Nacionales Naturales de Colombia y Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (Decreto 1076 de 2015)

B

Barril de Petróleo Equivalente: Energía liberada en la combustión de un Barril (1 bbl) de petróleo. Como puede variar según la composición del crudo, se toma un valor aproximado de un Barril Equivalente de Petróleo (1 BEP) igual a cinco coma setenta y tres gigajulios (5,73 GJ) En promedio, en Colombia, equivale energéticamente a cinco mil setecientos Pies Cúbicos (5.700 ft3) de Gas Natural o a cero coma trece ocho siete ocho Toneladas Equivalentes de Carbón (0,13878 TEC) [21]

C

Cadena productiva del sector hidrocarburos: Conjunto de actividades económicas relacionadas con la exploración, producción, transporte, refinación o procesamiento y comercialización de los recursos naturales no renovables conocidos como hidrocarburos [5]

Componente: Aspectos ambientales que constituyen un medio (abiótico, biótico o socioeconómico) como, por ejemplo, componente atmosférico, hidrológico, faunístico, florístico, hidrobiológico, demográfico, entre otros [1]

Concepto técnico: Es el documento que presenta los resultados de la evaluación técnica de los diferentes procesos de licenciamiento, permisos y trámites ambientales (evaluación y seguimiento y sancionatorio) [4]

Compensaciones por pérdida de biodiversidad (proyectos licenciables): Son aquellas generadas por el impacto sobre la estructura de un ecosistema natural o semina¬tural, la diversidad funcional y la composición de especies después de seguir la jerarquía de la mitigación, producto de un proyecto, obra o actividad sujeto a licenciamiento ambiental. [22]

Compensaciones por cambio en el uso del suelo: Son aquellas obligaciones derivadas por el cambio en el uso del suelo a causa del desarrollo de un proyecto, obra o actividad diferente a las asociadas a conserva¬ción de recursos naturales. [22]

Compensaciones por afectaciones al paisaje: Son aquellas que se dan por afecta¬ciones a elementos asociados al paisaje como la conectividad o el mantenimiento de servi¬cios ecosistémicos. Este tipo de compensa-ciones no está reglamentada en la normativi¬dad y usualmente se consideraba de manera excepcional en la otorgación de licencias, per¬misos o autorizaciones por parte de algunas autoridades ambientales regionales. [22]

Compensaciones por aprovechamiento forestal único de bosque natural: Se refiere a la afectación generada sobre la estructura y composición de una cobertura forestal natural derivada por la remoción del bosque. [22]

Compensaciones por sustracción de reservas forestales protectoras nacionales y regionales: Está enfocado a resarcir la afectación que se genera al levan¬tar la estrategia de conservación in situ o la categoría protección frente a las áreas que se mantienen como reserva. [22]

Corte de agua: Porcentaje de agua y sedimento básico contenidos en los Hidrocarburos Líquidos. [16]

D

Demanda hídrica: Cantidad o volumen de agua usado por los sectores económicos y la población [7]

Diagnóstico Ambiental de Alternativas (DAA): El Diagnóstico Ambiental de Alternativas tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. Las diferentes opciones deberán tener en cuenta el entorno geográfico y sus características ambientales y sociales, análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas [4]

Disposición final: Es el proceso de aislar y confinar los residuos o desechos peligrosos, en especial los no aprovechables, en lugares especialmente seleccionados, diseñados y debidamente autorizados, para evitar la contaminación y los daños o riesgos a la salud humana y al ambiente [13]

E

Economía circular: Sistema de producción y consumo que promuevan la eficiencia en el uso de materiales,agua y la energia,teniendo en cuenta la capacidad de recuperación de los ecosistemas [20]

G

Gases de Efecto Invernadero: Son los componentes gaseosos de la atmósfera, tanto naturales como antropogénicos, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de onda del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmosfera y las nubes [12]

H

Hidrocarburos: Compuestos orgánicos que contienen carbón e hidrógeno, presentándose en la naturaleza como gases, líquidos, gradas y, a veces, sólidos [6]

I

Impacto ambiental: Cualquier alteración en el sistema ambiental biótico, abiótico y socioeconómico, que sea adverso o beneficioso, total o parcial, que pueda ser atribuido al desarrollo de un proyecto, obra o actividad [4]

Indicadores: Una observación empírica o estimación estadística que sintetiza aspectos de uno o más fenómenos que resultan importantes para uno o más propósitos analíticos y de monitoreo en el tiempo [8]

L

Licencia ambiental: Autorización que otorga la autoridad ambiental competente, mediante acto administrativo, a una persona o empresa, para la ejecución de un proyecto, obra o actividad que conforme a la ley y asimismo a los reglamentos puede producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente, o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje. Establece los requisitos, obligaciones y condiciones que el beneficiario de la licencia ambiental debe cumplir para prevenir, mitigar, corregir, compensar y manejar los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada. La licencia ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad [4]

M

Medidas de compensación: Son las acciones dirigidas a resarcir y retribuir a las comunidades, las regiones, localidades y al entorno natural por los impactos o efectos negativos generados por un proyecto, obra o actividad, que no puedan ser evitados, corregidos o mitigados [4]

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 [4]

O

Oferta hídrica: Volumen de agua almacenada en los cuerpos de agua superficiales en un periodo de tiempo determinado [7]

P

Perforación: Consiste en la perforación de pozos, cuya finalidad es llegar hasta la capa de roca donde posiblemente se pudieron acumular los hidrocarburos (petróleo y gas). Esta etapa inicia por lo general, después de que se obtiene la información del estudio sísmico. [5]

Plan de Manejo Ambiental (PMA): 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 [4]

Producción: Es el proceso mediante el cual se extraen los hidrocarburos (petróleo y gas) desde la capa de roca hasta la superficie [5]

R

Refinación: La refinación consiste en transformar el petróleo para obtener productos derivados [5]

Residuos: Es cualquier objeto, material, sustancia, elemento o producto que se encuentra en estado sólido o semisólido, o es un líquido o gas contenido en recipientes o depósitos, cuyo generador descarta, rechaza o entrega porque sus propiedades no permiten usarlo nuevamente en la actividad que lo generó ó porque la legislación o la normatividad vigente así lo estipula [13]

Residuos peligrosos: 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 considera residuo o desecho peligroso los envases, empaques y embalajes que hayan estado en contacto con ellos. [13]

S

Seguimiento ambiental del proyecto: Instrumento administrativo que la autoridad ambiental utiliza para verificar el avance, cumplimiento y efectividad del plan de manejo ambiental, así como de las obligaciones y requerimientos establecidos en la licencia ambiental [4]

Servicios ecosistémicos: Son los beneficios directos e indirectos que los seres humanos reciben de la biodiversidad, y que son el resultado de la interacción entre los diferentes componentes, estructuras y funciones que hacen parte de esta. Incluyen servicios de aprovisionamiento, como alimentos, fibras, leña, suelo, agua, pieles, mascotas; servicios de regulación, como mantenimiento de la calidad del aire, como la regulación de las inundaciones, sequías, degradación del terreno y enfermedades; servicios de sustento como la formación del sustrato y el reciclaje de los nutrientes.

Sísmica: Proceso mediante el cual ondas de energía atraviesan las capas de roca, se devuelven hasta la superficie y llegan a unos equipos especiales que se llaman geófonos, los cuales reciben la información y la transmiten a un computador [5]

Sostenibilidad: Capacidad de preservar en el tiempo las tres funciones principales de ecosistemas la función de proveedores de recursos naturales, su capacidad para recibir y tratar residuos y contaminantes y como fuente de recursos para el mantenimiento de las condiciones necesarias para la vida, lo que implica preservar el capital natural [11]

Subzona hidrográficas: Subdivisiones de las zonas hidrográficas

Sustracción en áreas de reserva forestal: Es un proceso mediante el cual la Autoridad Ambiental, evalúa la pertinencia de levantar la figura jurídica de reserva forestal de Ley 2da de 1959 o en un área específica para el desarrollo de un proyecto,obra o actividad.

T

Transporte: Consiste en la conducción del hidrocarburo desde la boca del pozo hasta los sitios de almacenamiento y procesamiento, como son las estaciones de bombeo, refinerías y centros de comercialización (puertos) [5]

U

Uso y/o aprovechamiento de los recursos naturales: Extracción y utilización de productos y subproductos provenientes de los recursos naturales para beneficio del hombre o con fines económicos.[4]

V

Vertimientos: Descarga final a un cuerpo de agua, a un alcantarillado o al suelo, de elementos, sustancias o compuestos contenidos en un medio líquido [14]

Z

Zona hidrográfica: Las subdivisiones principales de las áreas hidrográficas [9]


GUARDANES DEL
CONOCIMIENTO
BOTÁNICO

BIBLIOGRAFÍA GLOSARIO

[1] COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE- Minambiente. Decreto 1076 "Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible". Bogotá: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible,2015

[2] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s.f.). Levantamiento de Veda de Flora Silvestre. Recuperado 7de julio de 2020, de https://www.minambiente.gov.co/index.php/tramites-minambiente/levantamiento-de-veda-de-flora-silvestre

[3] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. (s.f.). Evaluación de Viabilidad de Sustracción de Áreas de Reserva Forestal de Orden Nacional. Recuperado 7 de julio de 2020, de https://www.minambiente.gov.co/index.php/tramites-minambiente/evaluacion-de-sustraccion-en-areas-de-reserva-forestal#:~:text=El%20tr%C3%A1mite%20de%20Evaluaci%C3%B3n%20de,de%20un%20proyecto%2C%20obra%20o

[4] Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. (s. f.). Glosario. Recuperado 7 de julio de 2020, de http://portal.anla.gov.co/instrumentos

[5] Ministerio de Minas y Energía & Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2008). Cadena productiva de los hidrocarburos. https://www.anh.gov.co/Ninos/Cartillas/cadenaProductivaHidrocarburos.pdf

[6] Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. (s. f.). Importancia de los hidrocarburos. Recuperado 7 de julio de 2020, de https://www.uaeh.edu.mx/scige/boletin/prepa3/n2/m11.html

[7] Sistema de Información Ambiental de Colombia. (s. f.). Demanda y uso de agua. Recuperado 8 de Agosto de 2020, de http://www.siac.gov.co/demandaagua

[8] Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales-IDEAM. (s. f.). Sobre los indicadores ambientales. Recuperado 8 de Agosto de 2020, de http://www.ideam.gov.co/web/ecosistemas/sobre-los-indicadores-ambientales#:~:text=MAS%20SOBRE%20NUESTROS%20INDICADORES%20AMBIENTALES%20%2D%20IDEAM&text=El%20primer%20caso%20menciona%20que,de%20monitoreo%20en%20el%20tiempo.

[9] COLOMBIA. Instituto Colombiano de Hidrología, Meteorología y Adecuación de Tierras. Resolución 337 "Por medio del cual se adopta un sistema de codificación para las estaciones hidrometereologicas".1978

[10] Asociación Colombiana del Petróleo. ¿Qué es? Recuperado el 8 de agosto de 2020, de https://acp.com.co/web2017/es/que-es-la-acp

[11] Centro Europeo de Posgrado CEUPE. (s. f.). Sostenibilidad, un concepto necesario. Recuperado el 8 de agosto de 2020, de https://www.ceupe.com/blog/sostenibilidad-un-concepto-necesario.html

[12] Sistema de Información Ambiental de Colombia. (s. f.). Gases de efecto invernadero. Recuperado 8 de agosto de 2020, de http://www.siac.gov.co/climaticogei

[13] COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 4741 "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." Ministerio De Ambiente, Vivienda Y Desarrollo Territorial .2005

[14] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. 2015. Minambiente presenta nueva Norma de Vertimientos que permitirá mejorar la calidad agua del país. Recuperado el 8 de agosto de 2020, de https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias/1700-minambiente-presenta-nueva-norma-de-vertimientos-que-permitira-mejorar-la-calidad-agua-del-pais

[15] International Association of Oil & Gas Producers. 2020. Environmental performance indicators-2018 data-. Recuperado 8 de agosto de 2020, de https://data.iogp.org/Environment/ProducedWater

[16] Ministerio de Minas y Energía (2009). Glosario. Resolución 181495/09

[17] Oilfield Glossary. (s. f.). Gel de fracturamiento. Recuperado 8 de agosto de 2020, de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/frac_gel.aspx

[18] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Microcuencas. Recuperado 8 de agosto de 2020, de https://www.minambiente.gov.co/index.php/gestion-integral-del-recurso-hidrico/planificacion-de-cuencas-hidrograficas/macrocuencas

[19] Instituto Colombiano de Antropología e Historia ICANH. (s.f.). Programa de arqueología preventiva -PAP-. Recuperado 8 de agosto de 2020, de https://www.icanh.gov.co/programa_arqueologia_preventia_pap

[20] Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible & Ministerio de Comercio, Industria y Turismo.2019. Estrategia nacional de economía circular: Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, colaboración y nuevos modelos de negocio. Bogotá Colombia.

[21] COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Agencia Nacional de Hidrocarburos. Anexo 1. Acuerdo No. 02 de 2017 "Por el cual se sustituye el Acuerdo No. 4 de 2012". Ministerio de Minas y Energía.2017.

[22] COLOMBIA MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 256 de 2018. "Por medio del cual se adopta la actualización del Manual de Compensaciones Ambientales del Componente Biótico y se toman otras determinaciones". 2018. Modificado por la Resolución 1428 de 2018.

1. ACP.2019. Informe Estadístico de Petróleo.

2. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Estadísticas del sector. Tomado de: https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/sistemas-integrados-de-operaciones/estadisticas-de-produccion.

3. ANH.2019. Producción Fiscalizada de Petróleo por Campo. Estadísticas del Sector. Tomado de: https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector

4. ARPEL. 2019. Enviromental Performance Benchmarking in the Oil and Gas Industry in Latin America and the Caribbean-2018 Data. ARPEL Publication BE03-2019

5. ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. ACP. 2015 Informe Desempeño Ambiental. Bogotá.

6. ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES EN LATIONAMÉRICA Y EL CARIBE. ARPEL. 2019. Environmental Performance Benchmarking in the Oil and Gas Industry in Latin América and the Caribbean 2018 Data. December 2019.

7. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES-ANLA.2019. Informe de Gestión Año 2019. Bogotá.

8. AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES-Oficina de Atención al Usuario. Expedientes de solicitud y modificación de Licencias Ambientales. Expedientes años 2016-2019.

9. COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 2099 (22. diciembre.2016). Por el cual se modifica el decreto 1076 de 2015, relacionado a la inversión forzosa por la utilización del agua tomada directamente de fuentes naturales. Bogotá

10. COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resoluciones. Tomado de: https://www.minambiente.gov.co/index.php/normativa/resoluciones.

11. COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 3930 "Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9 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 liquidos y se dictan otras disposiciones". Bogotá: 2010

12. 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.

13. DANE.2020. Economía Circular Primer Reporte 2020. Tomado de: https://www.dane.gov.co/files/investigaciones/boletines/economia-circular/economia-circular-1-reporte.pdf

14. GACETA | ANLA.http://www.ANLA.gov.co/ciudadania/actos-administrativos-gaceta.

15. IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA. 2016. Inventario nacional y departamental de Gases Efecto Invernadero – Colombia. Tercera Comunicación Nacional de Cambio Climático. IDEAM, PNUD, MADS, DNP, CANCILLERÍA, FMAM. Bogotá D.C., Colombia.

16. IDEAM. 2019. Informe Nacional de Residuos o Desechos Peligrosos en Colombia, 2018. Bogotá, D.C.

17. IDEAM. 2018. Estudio Nacional del Agua ENA 2018. Bogotá, D.C.

18. INSTITUTO COLOMBIANO DE ANTROPOLIGIA E HISTORIA. ICANH. 2019 Intervención arqueológica preventiva. Bogotá.

19. Instituto Colombiano de Antropología e Historia, ICANH. [on line]. [Bogotá D. C., Colombia]. [revisado el 27 de mayo de 2020]. Disponible en Internet: https://www.icanh.gov.co/recursos_user/ICANH%20PORTAL/SUBDIRECCI%C3%93N%20CIENT%C3%8DFICA/ARQUEOLOGIA/2020/Resolucion_Fases_Aprobacion_PMA_e_Implementacion_PMA.pdf

20. INTERNATIONAL ASSOCIATION OF OIL & GAS PRODUCERS. IOGP. 2018. Spills Environmental Performance Indicators. Tomado de: https://data.iogp.org/Environment/Spills

21. IOGP.2020. Environmental perfomance indicators-2018 data-.Tomado de: https://data.iogp.org.

22. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible & Ministerio de Comercio, Industria y Turismo. 2019. Estrategia nacional de economía circular: Cierre de ciclos de materiales, innovación tecnológica, colaboración y nuevos modelos de negocio. Bogotá Colombia.

23. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. 2019. Sector hidrocarburos se suma a la Estrategia Nacional de Economía Circular. Recuperado el 10 de Agosto de 2020, de https://www.minambiente.gov.co/index.php/noticias-minambiente/4374-sector-de-hidrocarburos-se-suma-a-la-estrategia-nacional-de-economia-circular#:~:text=El%20sector%20de%20hidrocarburos%20acoge,por%20el%20Desarrollo%20Sostenible%20del

24. Molina. G. (2014). Estudio de viabilidad del uso de residuos aceitosos como combustible alterno de un horno cementero. Facultad de Ciencias Administrativas y Económicas. Universidad ICESI. Bogotá.

25. Presidencia de la Republica. 2020. Grupo Ecopetrol adjudicó contrato para la construcción de nuevo megaparque solar en el Meta. Tomado de : https://idm.presidencia.gov.co/prensa/grupo-ecopetrol-adjudico-contrato-para-la-construccion-de-nuevo-megaparque-solar-en-el-meta-200818

26. Refinería de Cartagena. (s.f.). Contexto Ambiental. Tomado de: https://www.reficar.com.co/Repositorio/ReporteSostenibilidad2018/HTML_Reficar/contexto-ambiental.html

27. Superservicios, DNP.2018. Disposición Final de Residuos Sólidos. Informe Nacional-2018. Bogota,2019

28. VITAL | ANLA http://vital.ANLA.gov.co/SILPA_UT_PRE/ReporteTramite/ReporteTramiteCP.aspx.

29. VITAL | ANLA. Reporte de Contingencias. Tomado de: http://vital.ANLA.gov.co/SILPA_UT_PRE/ReporteTramite/ReporteTramite.aspx

30. XM,2019. Datos generales de la operación 2019. Tomado de: https://informeanual.xm.com.co/demo_3/pages/xm/01-de-la-operacion.html

31. Fuente de la imagen: Subsea7 (I-TECH Services) Reportado en Guerrero y Cantera (2019), Dueñas et al. (2020)Citas: Guerrero, J. y J. Cantera. 2019. P. 5254. Cefalópodos/Cephalops.En/ In: Puentes V, Dueñas LF, León J. (Eds.). 2019. Guía Visual de Organismos de Aguas Profundas del Caribe Colombiano/ Visual Guide for Deep Sea Organisms of the Colombian Caribbean. Anadarko Colombia Company ©, Fondo Nacional de Financiamiento para la Ciencia, la Tecnología y la Innovación "Francisco José de Caldas" – COLCIENCIAS ©. 98 p.Dueñas, L., V. Puentes y H. Sáenz. 2020. Megafauna: caracterización general de los invertebrados asociados al fondo marino en la región profunda del Caribe colombiano. p. 302323. En: Sánchez-Ramírez, C, (ed). Aportes al conocimiento de la biodiversidad marina en la región profunda del Caribe colombiano: Contribución del sector petróleo y gas. Anadarko Colombia Company Sucursal Colombia, Ecopetrol S.A., Aquabiósfera S.A.S. Bogotá, 431 p.

BIBLIOGRAFÍA



SIGLAS, ACRÓNIMOS Y ABREVIATURAS

ACP	Asociación Colombiana del Petróleo
ANLA	Autoridad Nacional de Licencias Ambientales
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
ARPEL	Asociación regional de empresas del sector petróleo, gas y biocombustibles en Latinoamérica y el Caribe
BOE	Barrel of Oil Equivalent (Barril de petróleo equivalente)
BOEPD	Barrels of Oil Equivalent Per Day (Barriles de petróleo equivalente por día)
bpd	Barril de petróleo día
CDB	Convenio Diversidad Biológica
CT	Concepto Técnico
DANE	Departamento Administrativo Nacional de Estadística
dB	Decibeles
DTA	Dictamen técnico ambiental
EIA	Estudio de Impacto Ambiental ENA Estudio Nacional del Agua
gal	Galón
GJ	Gigajulio
Ha	Hectárea
IAVH	Instituto Alexander Von Humboldt
ICANH	Instituto Colombiano de Antropología e Historia
IDEAM	Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales
IEP	Informe Estadístico Petrolero Editado por la ACP
IOGP	International Association of oil & gas producers
km	Kilómetro
KPC	Miles pie cúbico de gas
kt	Mil toneladas
kWh	kilowatio hora
LA	Licencia Ambiental
M	Millones
m^3	Metros cúbicos
MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
MJ	Megajulio
Mm^3	Millones de metros cúbicos
Mt	Millones de toneladas
ND	No disponible
NR	No reportan
O	Oil Aceite; Crudo, petróleo
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
PIGCCMe	Plan Integral de Gestión de Cambio Climático del sector minero energético
PMA	Plan de Manejo Ambiental
PND	Plan Nacional de Desarrollo

RESPEL	Residuos peligrosos
ROV	Remotely Operated Vehicle (Underwater)
SIB	Sistema de Información sobre Biodiversidad
SILA	Sistema de Información de Licencias Ambientales
SINCHI	Instituto Amazónico de Investigaciones Científicas
SMLV	Salario Mínimo Legal Vigente
Superservicios	Superintendencia de servicios públicos domiciliarios
SZH	Subzona Hidrográfica
t	Toneladas (Sistema internacional de unidades)
VITAL	Ventanilla Integral de Trámites Ambientales en Línea
VOC	Valores Objeto de Conservación
WCS	Wildlife Conservation Society
ZH	Zona hidrográfica



FACTORES DE CONVERSIÓN

1 barril = 42 gal
1 barril = 0,1428 t
1 barril de petróleo = 5.700 ft3 de gas
1 MJ= 0,2778 kWh
1 MJ=0,001 GJ
1 barril = 0,1589 m^3
1 m^3 = 6,2898 barriles
1 t CH4 = 28 t de CO2 eq
1 t = 1.000 kg

acp
Asociación Colombiana del Petróleo

ecopetrol

ACUERDO DE COOPERACIÓN NO. 1 (3029625) ECP-ACP DEL ACUERDO MARCO SOCIOAMBIENTAL NO. 3027595


acp
Asociación Colombiana
del Petróleo