

Evaluación de las alteraciones ambientales, a causa de los atentados realizados por grupos al margen de la ley en las principales líneas de transporte de crudo del país

**Daniel Alejandro Avella Sánchez - 2142168
Johan Enrique Jaimes Navarro - 2164102**

Trabajo de Grado para Optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Harving Díaz Consuegra
Ingeniero de Petróleos, Especialista en Ingeniería Ambiental, MSc. en Ingeniería de
Petróleo y Gas con Énfasis en Gerencia.**

**Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de ingeniería de petróleos
Bucaramanga
2021**

Dedicatoria

A mi persona favorita en todo el mundo; mi universo detenido, mi sol y mi luna, mi norte y mi sur, mi inicio y mi fin, a la vida misma. A la mujer más increíble que haya conocido y pueda conocer. Te elegiría mil veces, te amo con todo lo que soy y lo que puedo ser.

Soy por ti, esto es para ti.

Johan Enrique Jaimes Navarro

A mi mamá; especialmente por todo su esfuerzo, sacrificio, trabajo y lucha para poder salir adelante como ser humano y profesional, para ella siempre serán todos mis triunfos.

Daniel Alejandro Avella Sánchez

Agradecimientos

A algunos docentes por ser parte del proceso, a la academia por ser la cuna y taller de este logro, pero más a las personas que hicieron este largo y un poco complejo camino, más llevadero, sin ustedes no habría llegado hasta aquí. A Adriana Acero por salvarme en el 2015, te amo como no imaginas, siempre estaré agradecido por conocerte y ser parte de tu vida, a Bella Calamidades por ser mi sombra y mi apoyo incondicional, espero tenerlo siempre en mi vida. A Diana Reyes y Valentina Gadith por ser mi escapatoria en medio del colapso.

A SEBRADIJA por acompañarme cada semestre, por ustedes estoy aquí. A la

Alianza Galáctica por ser mi familia durante todos estos años, agradezco a la vida por hacernos coincidir.

Por supuesto que, a mi mamá y papá por apoyarme y no sacarme de la casa tan rápido, a mi familia, son todo lo que cualquier persona merece y desearía tener, los amo a todos y gracias por cada día fastidiarme preguntando que pa' cuándo me iba a graduar, aquí lo tienen, ya casi lo logro, esto es por ustedes, es de ustedes.

Johan Enrique Jaimes Navarro

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	13
1. Marco de referencia.....	14
1.1. Marco teórico.....	14
1.1.1. Composición química de los hidrocarburos	14
1.1.2. Características del petróleo según su peso.....	15
1.1.3. Efectos por el derrame de hidrocarburos	16
1.1.4. Causas convencionales de derrame de hidrocarburo por oleoductos.....	18
1.2. Marco legal	21
1.2.1. Lineamiento Plan de Contingencia-2013.....	21
1.2.2. Ley 1523 de 2012	23
1.2.3. Decreto 50 de 2018	24
1.2.4. Resolución 1486 de 2018.....	24
2. Ductos en Colombia.....	26
2.1. Oleoductos en Colombia.....	26
2.1.1. Análisis realizado a los nodos generales.....	28
2.1.2. Nodo Banadía	29
2.1.3. Nodo Porvenir.....	29
2.1.4. Nodo Vasconia	30
2.1.5. Nodo CIB (Refinería de Barrancabermeja)	31
2.1.6. Nodo Ayacucho	31

2.1.7. Nodo Coveñas.....	32
2.1.8. Nodo Cartagena	32
2.1.9. Producción anual de cada Nodo	32
2.2. Poliductos en Colombia	34
2.2.1. Poliducto Cartagena – Baranoa	37
2.2.2. Poliducto Pozos Colorados – Galán	37
2.2.3. Poliducto Galán – Lisama – Chimitá	38
2.2.4. Poliducto Galán – Sebastopol.....	39
2.2.5. Poliducto Sebastopol – Salgar	39
2.2.6. Poliducto Sebastopol – Medellín.....	40
2.2.7. Poliducto Medellín - Cartago	40
2.2.8. Poliducto Salgar - Cartago.....	41
2.2.9. Poliducto Cartago - Yumbo	42
2.2.10. Poliducto Yumbo - Buenaventura	43
2.2.11. Poliducto Salgar – Gualanday - Neiva.....	43
2.2.12. Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda.....	44
2.2.13. Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda.....	45
3. Afectaciones en los ductos de Colombia por acciones terroristas.....	46
3.1. Obtención de información.....	46
3.2. Filtración de la información.....	46
3.3. Afectaciones por departamentos.....	47
3.4. Afectaciones por oleoductos.....	50
3.5. Impactos Económicos	52

3.5.1. Costo por hidrocarburo perdido.....	53
3.5.2. Costo por intervención	54
3.6. Impactos Ambientales	55
4. Estrategias para reducir impactos ambientales.....	63
4.1. Estrategia con la Triple Hélice	64
4.2. Propuestas	67
5. Conclusiones.....	69
6. Recomendaciones.....	71
7. Referencias Bibliográficas.....	72

Listado de Figuras

	Pág.
Figura 1. Localización de los nodos en Colombia.....	27
Figura 2. Distribución de Reservas por Nodo.....	33
Figura 3. Distribución de Reservas por Nodo.....	33
Figura 4. Esquema de distribución de Nodos de Demanda.	34
Figura 5. Atentados terroristas a los ductos en Colombia anualmente.	48
Figura 6. Atentados terroristas a los ductos en Colombia por departamentos.....	48
Figura 7. Cantidad de departamento vertido a los ecosistemas por acciones terroristas en los últimos 15 años	49
Figura 8. Número de atentados por ductos en Colombia en los últimos 15 años.	50
Figura 9. Pérdida de hidrocarburo por los atentados terroristas en Colombia en los últimos 15 años.	51
Figura 10. Tasa de inflación del peso colombiano	52
Figura 11. Tasa de inflación del dólar estadounidense.	54
Figura 12. Recursos afectados con el grado de afectación Muy Alto.	56
Figura 13. Recursos afectados con el grado de afectación Alto.	57
Figura 14. Recursos afectados con el grado de afectación Medio.....	57
Figura 15. Recursos afectados con el grado de afectación Bajo.....	58

Figura 16. Peligros asociados al personal de emergencia60

Figura 17. Municipios con alta incidencia de violencia a causa de grupos armados ilegales.64

Listado de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Nodos y Oleoductos en Colombia	26
Tabla 2. Nodos de Demanda y Sistema de Transporte de Refinados.....	35
Tabla 3. Costo anual por hidrocarburo perdido en derrames.....	53
Tabla 4. Costo anual por intervención en los últimos 15 años.	54
Tabla 5. Grado de afectación por recurso en los últimos 15 años.	55
Tabla 6. Recursos afectados por los derrames en los últimos 15 años.	58
Tabla 7. Actores involucrados en la gestión de riesgo.	66

Listado de Apéndice

Ver apéndices adjuntos y pueden ser consultados en la base de datos de la Biblioteca

UIS

Apéndice A. Datos de la Autoridad Nacional De Licencias Ambientales.

Resumen

Título: Evaluación de las alteraciones ambientales, a causa de los atentados realizados por grupos al margen de la ley en las principales líneas de transporte de crudo del país¹

Autor: Daniel Alejandro Avella Sánchez & Johan Enrique Jaimes Navarro^{**}

Palabras claves: Oleoducto, desastre, petróleo.

Descripción:

Los atentados terroristas a la infraestructura petrolera es un fenómeno con alta frecuencia en los últimos tres lustros, sin embargo, una documentación objetiva y detallada que cuantifique las pérdidas económicas por acciones intervencionistas, pérdida de hidrocarburo para la venta e impactos ambientales no se ha documentado para los oleoductos en Colombia, por tal motivo la presente investigación subyace como importante para futuras investigaciones similares.

La investigación comienza analizando el sistema de transporte de hidrocarburo del país. Después se analiza una Big Data suministrada por la ANLA que detalla todos los sucesos donde haya habido pérdida de hidrocarburos en Colombia en perforación, exploración y transporte mediante una metodología discriminatoria que incluye únicamente atentados terroristas a los ductos en un periodo de tiempo del 2005 hasta el año 2020, mostrando un total de 270 atentados terroristas. El análisis anteriormente mencionado arroja que los oleoductos Trasandino y Caño Limón-Coveñas albergan el 94% de los atentados del país, también es causante del 96% del hidrocarburo vertido al medio ambiente, igualmente es relevante que los departamentos en donde pasan estos ductos también pertenecen a zonas con alta inestabilidad social y militar. Finalmente, mediante la triple hélice se concluye que el acuerdo de Paz de la Habana de 2016 es la principal causa de la reducción de atentados terroristas, es decir, acuerdos de paz multilaterales es la mejor manera de reducir impactos ambientales ocasionado por acciones terroristas. También destaca que desde la academia se puede divulgar en forma fácil y efectiva investigaciones que ayuden a comunicar los impactos ambientales que deja el derrame de hidrocarburos en ecosistemas.

¹ Trabajo de grado

^{**} Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: MSc. Harving Díaz Consuegra

Abstract

Title: Assessment of environmental alterations, due to attacks carried out by illegal groups on the main oil transportation lines in the country *

Author: Daniel Alejandro Avella Sánchez & Johan Enrique Jaimes Navarro **

Key word: Pipeline, disaster, oil.

Description:

Terrorist attacks on the oil infrastructure is a phenomenon with high frequency in the last three decades, however, an objective and detailed documentation that quantifies the economic losses due to interventionist actions, loss of hydrocarbon for sale and environmental impacts has not been documented for oil pipelines in Colombia, for this reason the present investigation is important for future similar investigations.

The investigation begins by analyzing the country's hydrocarbon transportation system. Afterwards, a Big Data provided by ANLA is analyzed that details all the events where there has been loss of hydrocarbons in Colombia in drilling, exploration and transportation using a discriminatory methodology that only includes terrorist attacks on pipelines in a period of time from 2005 to year 2020, showing a total of 270 terrorist attacks. The aforementioned analysis shows that the Trasdino and Caño Limón-Coveñas pipelines host 94% of the attacks in the country, it is also the cause of 96% of the hydrocarbon discharged into the environment, it is also relevant that the departments where these pipelines pass also belong to areas with high social and military instability. Finally, through the triple helix, it is concluded that the 2016 Havana Peace Agreement is the main cause of the reduction of terrorist attacks, that is, multilateral peace agreements are the best way to reduce environmental impacts caused by terrorist actions. It also highlights that the academy can easily and effectively disseminate research that helps communicate the environmental impacts left by the oil spill on ecosystems.

* Bachelor Thesis

** Faculty of physicochemical engineering. School of Petroleum engineering. Director: MSc. Harving Díaz Consuegra

Introducción

El fenómeno de grupos armado-revolucionarios en Colombia es un problema que atañe a la nación desde la década de los sesenta del siglo pasado ocasionado por inestabilidad social y política de la época (Díaz y Torres, 2004) y aunque se han intentado varios procesos de paz con los principales ideólogos de la guerra, han sido poco efectivo hasta el gobierno de Santos (Villarraga & Democrática, 2016).

Entre los problemas más serios ocasionados por los grupos armados ilegales están el asesinato, secuestro, vandalismo, destrucción de obras públicas y privadas e inestabilidad de la cadena de valor de Colombia, destacando en este último la producción y transporte de hidrocarburos (Diez et al., 2016). Se estima que desde los años 90 se han perdido más de 4 millones de barriles de petróleo por ataque de terceros a líneas de transporte de hidrocarburo en el país (Diez et al., 2016), lo que trae consigo grandes desafíos económicos y ambientales para la zona de influencia del ataque terrorista, agravándose por lo remoto y/o la inestabilidad social y militar de la zona que impide una pronta acción. “Se calcula que cerca del 60% de las fuentes hídricas principales del país se vieron potencialmente afectadas por la voladura de infraestructura petrolera y la minería ilegal”. Un ejemplo que sobresale es un atentado en el oleoducto Trasandino que impactó una fuente hídrica importante afectando a más de 200000 personas (Diez et al., 2016).

Por lo descrito anteriormente es importante proponer soluciones palpables a este problema desde la ingeniería de petróleo y la ingeniería ambiental, por tal motivo la presente investigación trasciende al unirlos desde un punto objetivo por análisis de datos suministrado por la ANLA.

1.Marco de referencia

1.1.Marco teórico

1.1.1.Composición química de los hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos inflamables se encuentran en formaciones geológicas debajo de la superficie de la Tierra. Los hidrocarburos se clasifican según su composición molecular como alcanos, naftenos, aromáticos y alquenos (Scholz et al., 1999).

Alcanos: también se denominan parafinas o hidrocarburos saturados, con una fórmula química $C_nH_{(2n + 2)}$. Los alcanos se caracterizan por cadenas ramificadas o no ramificadas de átomos de carbono con átomos de hidrógeno enlazados y contienen solo enlaces carbono-carbono sencillos sin enlaces dobles o triples entre átomos de carbono.

Naftenos: también se denominan cicloalcanos, con una fórmula química de C_nH_{2n} . Los naftenos son similares a los alcanos, pero se caracterizan por la presencia de uno o más anillos de átomos de carbono en la estructura química. Los naftenos son generalmente estables y relativamente insolubles en agua.

Aromáticos: son los componentes del hidrocarburo que poseen enlaces dobles y sencillos alternos entre átomos de carbono. Se sabe que son el componente más tóxico del petróleo y también están asociados con efectos cancerígenos y crónicos. Muchos aromáticos de bajo peso son solubles en agua, lo que aumenta el potencial de exposición a los recursos acuáticos. El término 'aromático' se acuñó antes del mecanismo físico que determina la aromaticidad y se derivó del hecho de que muchos de los compuestos tienen un aroma dulce. Son bien conocidos por el número

de anillos, que varía de uno a seis. Los aromáticos con dos o más anillos se conocen como hidrocarburos aromáticos policíclicos (Scholz et al., 1999).

Alquenos: también se denominan olefinas o isoparafinas, con una fórmula química de $C_nH_{(2n-2)}$. Los alquenos se caracterizan por cadenas ramificadas o no ramificadas de átomos de carbono, similares a los alcanos, excepto por la presencia de átomos de carbono con doble enlace. Los compuestos aromáticos a menudo se dibujan como alquenos cíclicos, pero su estructura y propiedades son diferentes y no se consideran alquenos. Los alquenos generalmente no se encuentran en los petróleos, no obstante, son comunes en productos refinados como la gasolina.

1.1.2. Características del petróleo según su peso

El petróleo se clasifica en tres grandes grupos de acuerdo con su peso molecular. Se pueden hacer declaraciones generales para cada una de las tres categorías, a saber, componentes de peso ligero, peso medio y peso pesado (Scholz et. al., 1999). El petróleo se compone de varias combinaciones de estas tres categorías con las siguientes características generales: Componentes livianos, medios y pesados.

Componentes livianos: Estos contienen átomos de carbono que van de C1 a C10, siendo las moléculas del petróleo más pequeñas y con pocos átomos. Se caracterizan por su alta volatilidad, se disuelven y evaporan fácilmente y dejan poco o ningún residuo debido a su corto tiempo de residencia. Se cree que muchos de estos componentes (por ejemplo, benceno y tolueno) son más biodisponibles para los animales por la vía de exposición primaria (sistema respiratorio). Son altamente inflamables y de fácil inhalación y, por lo tanto, son motivo de preocupación para la salud y la seguridad en humanos.

Componentes de peso medio: Estos contienen átomos de carbono que van de C11 a C22, los cuales poseen moléculas complejas. Tiene una tasa de evaporación baja y se disuelve muy lentamente, por lo que tarda varios días y queda algo de residuo. No tan biodisponible como los componentes de menor peso, es menos probable que afecte a los animales acuáticos. Su principal vía de exposición es el sistema respiratorio y se absorbe fácilmente a través de la piel.

Componentes pesados: Estos componentes tienen átomos de carbono mayores o iguales a C23. Disponen del tiempo de residencia más largo con respecto a los anteriores componentes y con muy pocas pérdidas por evaporación o disolución. Puede causar un efecto crónico por asfixia como residuo en la columna de agua y sedimentos (bolas de alquitrán, etc.). Su principal vía de exposición es el contacto tópico directo. Algunos componentes pesados contienen carcinógenos que se absorben a través de la piel. Su riesgo de exposición aumenta debido al largo tiempo de residencia, la probabilidad de contacto y la propiedad de adsorción de los componentes del aceite.

1.1.3.Efectos por el derrame de hidrocarburos

A lo largo de la región binacional de los Grandes Lagos en Estados Unidos, los oleoductos a menudo se encuentran muy cerca de áreas urbanas densas y áreas ecológicamente sensibles. Como se menciona a continuación, un derrame puede poner en peligro los vecindarios circundantes, las industrias comerciales, incluida la agricultura y las vías fluviales, lo que resulta en graves impactos potenciales inmediatos y a largo plazo a medida que el producto liberado se esparce o penetra profundamente en el suelo o las vías fluviales. Además de las tuberías existentes, las nuevas propuestas de infraestructura pueden afectar la región con ríos, lagos o sistemas acuíferos, que apoya actividades recreativas vitales para la economía regional y nutren un ecosistema que alberga

plantas y animales raros (Christopherson & Dave, 2014). Los impactos determinados se clasifican en Ecológico, Salud humana y económico.

- **Ecológico:** Las investigaciones indican que los derrames de hidrocarburos flotantes (Hidrocarburo sobre el agua en cualquier sistema acuático) causan la muerte por ingestión de hidrocarburos en mamíferos acuáticos y semiacuáticos y que el hidrocarburo sumergido provoca anomalías, como deformación de la columna vertebral, defectos oculares, etc., en las especies acuáticas recién nacidas (Crosby et al., 2013). Un derrame terrestre puede degradar la capa superficial del suelo o penetrar profundamente en un acuífero local, lo que afecta la salud y el bienestar económico de las comunidades cercanas.

- **Salud humana:** El crudo pesado se transporta con ayuda de nafta, la cual se evapora rápidamente en el aire y puede provocar niveles elevados de componentes tóxicos en el aire. Esto tiene un impacto en la salud y seguridad de los socorristas, así como en las comunidades circundantes (Winter Haddad, 2014).

Además, la proximidad de las tuberías a las fuentes de agua subterránea dentro de las regiones puede causar una contaminación grave que podría tener un impacto perjudicial en las comunidades (Christopherson & Dave, 2014).

- **Económico:** Además de los costos incurridos en las actividades de limpieza, un derrame de petróleo puede afectar negativamente la economía regional. Después del derrame del río Kalamazoo del oleoducto Enbridge en 2010, algunos propietarios de las comunidades circundantes vendieron sus casas por temor a una caída de los precios del mercado. En 2014 los negocios locales continúan viéndose afectados por la pérdida de clientela. Un derrame de agua o de tierra puede

resultar en costos económicos y laborales significativos al poner en riesgo los trabajos existentes (Christopherson & Dave, 2014).

1.1.4.Causas convencionales de derrame de hidrocarburo por oleoductos

a) Calidad de la tubería: Con el tiempo, la calidad del desempeño de la tubería disminuye debido al deterioro del material, grietas por corrosión, erosión y soldadura defectuosa. Ejemplos notables son las dos tuberías de Enbridge que se encuentran debajo del agua al oeste del puente Mackinac en el norte de Michigan. Estas tuberías se instalaron en 1953, hace más de 60 años, y nunca han sido reemplazadas (Alexander & Wallace, 2012). Como se señaló en un informe de la PHMSA (*Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* - Administración de seguridad de tuberías y materiales peligrosos), las tuberías viejas son propensas a la corrosión y a fallas de materiales y soldaduras. Este deterioro representa el 60% de los incidentes de rotura y falla de tuberías que resultan en un derrame de petróleo (Podawca, 2015). De manera similar, se encontró que la Línea 9 de Enbridge, instalada en 1975 y hecha de acero al carbono con un espesor de pared que variaba entre 6.35 y 9.5 mm, tenía múltiples grietas externas. en enero de 2014 (Singh, 2014). Además, estudios de Dakota del Norte, Minnesota, Wisconsin y Michigan muestran que el efecto corrosivo del petróleo diluido causó derrames de 38,220 barriles de crudo, o el 30.3% del derrame total de petróleo crudo en los Estados Unidos entre 2007 y 2010 (Christopherson & Dave, 2014; Swift et al., 2014).

b) Riesgos naturales y condiciones climáticas extremas: Los oleoductos en la región de los Grandes sistemas acuáticos en Estados Unidos atraviesan áreas sujetas a daños por hielo, corrientes, inundaciones y erosión del lecho del sistema acuático que provocan deslizamientos de tierra, que pueden tener efectos perjudiciales en la infraestructura del oleoducto. Además, los

mapas de inundaciones y La información proporcionada por los mapas de tarifas de seguros contra inundaciones de FEMA (Agencia Federal para el Manejo de Emergencia) se remonta a la década de 1970 (Alibašić, 2018). La información desactualizada puede aumentar el riesgo. La falta de información y datos contemporáneos crea incertidumbres con respecto a los efectos de la expansión de la infraestructura de la tubería propuesta, particularmente los riesgos asociados con condiciones climáticas extremas. Los datos a largo plazo de un programa de monitoreo efectivo son, por ejemplo, críticos para evaluar los riesgos asociados con la expansión propuesta del oleoducto 6B de Enbridge, que cruza cuatro ríos en puntos dentro de las 20 millas del lago Michigan (Alibašić, 2018). Para citar solo un ejemplo, Las condiciones climáticas extremas, que resultan del hielo en los inviernos y las corrientes superficiales profundas en direcciones opuestas pueden crear enormes desafíos de limpieza en caso de un derrame de petróleo (Christopherson & Dave, 2014).

c) Monitoreo: Las tuberías requieren un monitoreo constante y los accidentes pueden resultar de fallas no detectadas debido a un monitoreo insuficiente o retrasado. Por ejemplo, la inmersión submarina de la Federación Nacional de Vida Silvestre en 2013 destacó algunos de los defectos estructurales de la Línea 5 que antes pasaban desapercibidos. En el futuro, si la Línea 5 comienza a transportar DilBit², una falla en el monitoreo de defectos podría conducir a accidentes catastróficos. Por ejemplo, durante el derrame del río Enbridge Kalamazoo, las tuberías se derramaron durante más de doce horas antes de que finalmente se cerrara (Swift et al., 2017).

² Dilbit: “ es un betún diluido con uno o más productos de petróleo más livianos, típicamente condensados de gas natural como la nafta” (Swift et al., 2017).

d) Régimen regulatorio obsoleto: Los estudios muestran que los sensores externos más eficientes podrían mejorar el rendimiento de los sensores actuales, que han detectado solo el cinco por ciento de los derrames de tuberías en los EE. UU. petróleo (Christopherson & Dave, 2014). Sin embargo, el marco regulatorio existente no ha logrado hacer cumplir de manera efectiva los estándares de monitoreo mejorados. Además, las regulaciones de oleoductos de EE. UU. No requieren que las empresas de oleoductos hagan público si están transportando bitumen, lo que puede crear mayores riesgos de derrames petróleo (Christopherson & Dave, 2014). Tal divulgación podría ayudar a los funcionarios estatales y provinciales a prepararse para derrames. La incapacidad de proporcionar datos actualizados y los lapsos esporádicos de monitoreo pueden exacerbar los riesgos de derrames de ductos. Si bien los estudios muestran que la actualización de la infraestructura de la tubería con la válvula de cierre automático puede reducir los riesgos potenciales, las regulaciones actuales no imponen tales actualizaciones (Orland et al., 2012; Parfomak, 2010). Las compañías de tuberías pueden desalentar la instalación de sistemas de cierre remoto debido a los altos costos de instalación (Keeling, 2007).

e) Entorno físico: En las regiones en Estados Unidos con grandes sistemas acuáticos las tuberías atraviesan diversas áreas ecológicas, incluidas muchas ubicaciones que son prístinas, áreas protegidas que son sensibles a la degradación ambiental y áreas remotas que están aisladas, donde existe el riesgo de una respuesta de emergencia demorada. Ambas condiciones contribuyen a los riesgos potenciales de derrames de tuberías.

Las estadísticas de seguridad de los ductos de 2000-2009 informaron 411 incidentes de derrames en ductos canadienses y 3.318 incidentes de derrames en los ductos de EE. UU (NEB, 2011). En los ocho estados de los Grandes Lagos de EE. UU., 559 incidentes de derrames de

líquidos peligrosos entre 2004 y 2010 resultaron en daños a la propiedad de más de 1.1 mil millones de dólares (Belvederesi et al., 2018). Aunque los datos de la Junta Nacional de Energía de Canadá (NEB) y el Departamento de Transporte de EE. UU. (DOT) muestran que los oleoductos provocan menos incidentes de derrames de petróleo y lesiones personales que las carreteras y ferrocarriles. No obstante, falta analizar en forma progresiva el impacto acumulativo de un derrame en el medio ambiente tanto económico como en salud de la población aledaña (Christopherson & Dave, 2014).

1.2.Marco legal

Según el ministerio de ambiente y la CAR, hay siete elementos legislativos que se aplica cuando hay un derrame de hidrocarburo: (1) Lineamiento Plan de Contingencia-2013, (2) Decreto 321 de 1999, (3) Ley 1523 de 2012, (4) Decreto 1076 de 2015, (5) Decreto 50 de 2018, (6) resolución 1209 de 2018 y (7) resolución 1486 de 2018.

1.2.1.Lineamiento Plan de Contingencia-2013

El plan de contingencia se crea a partir del marco jurídico de tres leyes, nueve decretos y tres resoluciones. Ley 9 de 1979 “Código Sanitario Nacional. Consagra el título VIII a la temática de desastres. Crea el Comité Nacional de Emergencias”, Decreto-ley 1574 de 1984 “Crea y organiza el fondo Nacional de Calamidades”, Ley 1523 de 2012 “Adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres”, Ley 99 de 1993 “Crea el Ministerio del Medio Ambiente y el SINA”, Decreto 93 de 1999 “Plan Nacional para la prevención y atención de desastres”, Decreto 321 de 1999 “Plan Nacional contra derrames de Hidrocarburos”, Decreto 948 de 1995 “Sobre la prevención y control de la

contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire”, Decreto 1609 de 2002 “Reglamenta al transporte terrestre de sustancias peligrosas”, Decreto 4741 de 2005 “Reglamenta la prevención y manejo de residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral”, Resolución MAVDT 909 de 2008 “Por la cual se establecen las normas y estándares de emisión admisibles de contaminantes a la atmósfera por fuentes fijas y se dictan otras disposiciones”, Decreto 3930 de 2010 “Reglamenta sobre usos del agua y residuos líquidos”, Decreto 4728 de 2010 “Modifica parcialmente el Decreto 3930 de 2010”, Decreto 2820 de 2010 “Reglamenta la Ley 99 de 1993, sobre Licencias Ambientales”, Resolución MADS 2153 de 2010 “Por la cual se ajusta el Protocolo para el control y vigilancia de la contaminación atmosférica generada por fuentes fijas, adoptado a través de la Resolución 760 de 2010”, Resolución MADS 1401 de 2012 “Señala el criterio para definir la autoridad ambiental competente para aprobar el plan de contingencia”.

Este plan de contingencia se aplica para el derrame de cualquier sustancia nociva, por lo cual se aplica para el derrame de hidrocarburos y consta de un plan estratégico, plan operativo y plan informático. El plan estratégico contiene el alcance, la filosofía, los objetivos, la organización, la cobertura geográfica que abarca, panorama o identificación de posibles riesgos, división de responsabilidades, estrategia general de activación y los niveles de respuesta.

El plan operativo define las bases y mecanismos aplicados a la estrategia general de activación, las notificaciones, mecanismos para el reporte idóneo de la contingencia, respuestas, el control, seguimiento y finalmente la evaluación de las operaciones a las posibles contingencias. También es imperativo anexar las actividades a seguir en caso de enfrentar un escenario de riesgo. Igualmente es necesario contemplar los posibles escenarios de emergencias y tomar frente a estas

respuestas, acciones operativas, procedimientos administrativos y la forma de declarar el fin de la emergencia cuando esto suceda.

El plan informático es la cúspide de los planes anteriores, pues indica en forma gráfica cómo se desarrollarán cada uno, por ende, es el material que el equipo de contingencia obtendrá antes de entrar en a sus respectivas labores. Cabe aclarar que el plan de contingencia se crea en 1999 con el Decreto 321, sin embargo, este es su modificación parcial.

1.2.2.Ley 1523 de 2012

“Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones”.

En su artículo cuatro, define a Desastre y emergencia

“Desastre: Es el resultado que se desencadena de la manifestación de uno o varios eventos naturales o antropogénicos no intencionales que al encontrar condiciones propicias de vulnerabilidad en las personas, los bienes, la infraestructura, los medios de subsistencia, la prestación de servicios o los recursos ambientales, causa daños o pérdidas humanas, materiales, económicas o ambientales, generando una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad, que exige del Estado y del sistema nacional ejecutar acciones de respuesta a la emergencia, rehabilitación y reconstrucción” (Congreso de Colombia, 2012, p. 4).

“Emergencia: Situación caracterizada por la alteración o interrupción intensa y grave de las condiciones normales de funcionamiento u operación de una comunidad, causada por un

evento adverso o por la inminencia del mismo, que obliga a una reacción inmediata y que requiere la respuesta de las instituciones del Estado, los medios de comunicación y de la comunidad en general” (Congreso de Colombia, 2012, p. 4).

1.2.3. Decreto 50 de 2018

"Por el cual se modifica parcialmente el Decreto 1076 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible en relación con los Consejos Ambientales Regionales de la Macrocuenca (CARMAC), el Ordenamiento del Recurso Hídrico y Vertimientos y se dictan otras disposiciones".

Las modificaciones se encuentran en el Artículo 2.2.3.3.4.14 “Plan de Contingencia para el Manejo de Derrames Hidrocarburos o Sustancias Nocivas”, al cual anexa: “Los usuarios que transportan hidrocarburos y derivados, así como sustancias nocivas, no sujetas a licenciamiento ambiental, deberán estar provistos de un Plan de contingencias para el manejo de derrames, el cual deberá formularse de acuerdo con los términos de referencia específicos que adopte el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible”

1.2.4. Resolución 1486 de 2018

“Por el cual se adopta el formato único para el reporte de las contingencias para proyectos no licenciados y se adoptan otras determinaciones”.

Antes de la expedición de esta resolución, cualquier contingencia presentada en un proyecto licenciado debía ser reportada dentro de las 24 horas siguientes a su ocurrencia. Esta obligación no existía para proyectos no licenciados.

Se resalta lo siguiente:

– Con la nueva norma, cualquier persona natural o jurídica que en el desarrollo de sus actividades – no sujetas a licenciamiento ambiental – presenten una contingencia ambiental con independencia de la causa que la genere deberá reportar/notificar dicha situación dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia/conocimiento del hecho.

– Una vez reportada la contingencia (reporte inicial), se deberá remitir un reporte cada 7 días calendario con los avances de la atención de la contingencia ambiental. Cuando haya concluido la atención de la contingencia, se deberá remitir un informe final dentro de los 30 días siguientes a su finalización.

– Así mismo, se deberá implementar el plan de recuperación y remediación ambiental al que haya lugar.

– Todos los reportes se deben realizar a través de la plataforma VITAL utilizando el formato existe para el efecto.

2.Ductos en Colombia

El transporte de hidrocarburos se realiza mediante oleoductos (Upstream) y sus derivados mediante poliductos (Downstream), por ende, se realizará un análisis diferenciado según el producto en el seno de la tubería.

2.1.Oleoductos en Colombia

Los oleoductos en Colombia tienen como objetivo llegar a la refinería de Barrancabermeja o Cartagena, para ello consta de distintos Nodos de producción, cuya función es agrupar distintos crudos de uno o más campos por calidad de crudo similar, de tal manera que al llegar al centro de tratamiento (Refinería), se cumpla con los criterios de venta y transporte. Los nodos y sus oleoductos asociados se muestran en la Tabla 1.

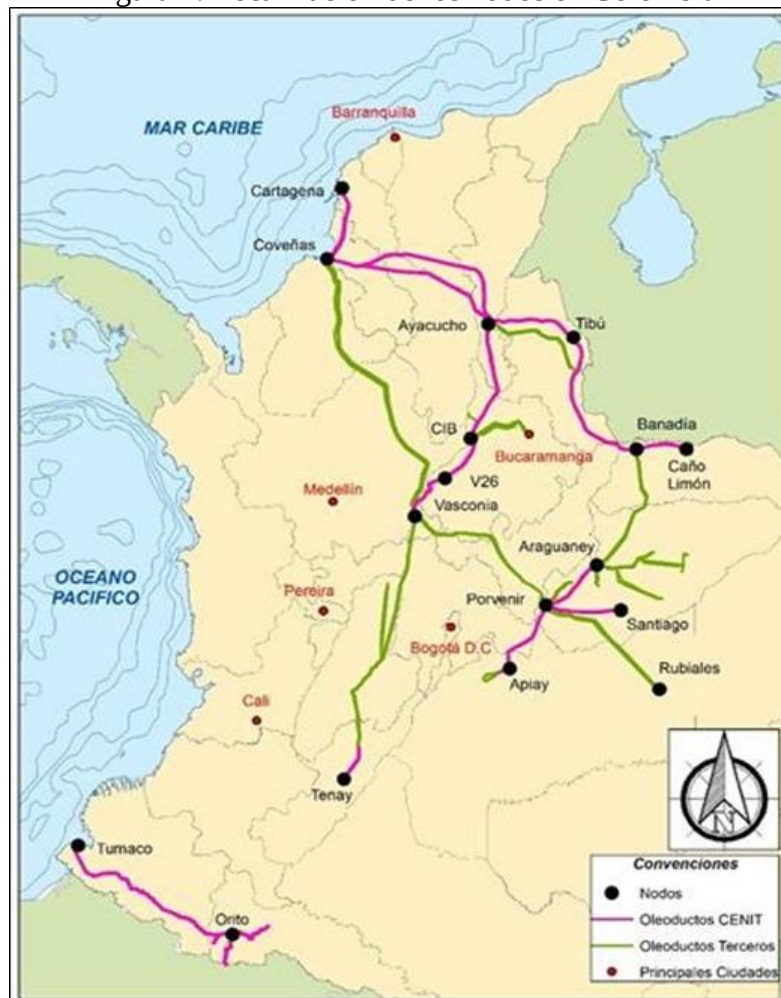
Tabla 1. Nodos y Oleoductos en Colombia

Nodo	Capacidad de Almacenamiento del Nodo [BARRILES POR DÍA]	Oleoducto Asociado
Apiay	950,000	Apiay-Porvenir
Rubiales	1,000,000	Rubiales- Porvenir
Araguaney	950,000	Porvenir - Araguañey o Santiago- Araguañey-
Santiago	850,000	Santiago-Porvenir o Santiago-Banadía
Caño Limón	1,000,000	Caño Limón-Banadía (*)
Banadía	50,000	Banadía-Ayacucho (*)
Porvenir	1,000,000	Porvenir-Vasconia (Ocesa)
Orito	150,000	Orito-Tumaco
Tenay	40,000	Tenay-Vasconia
Vasconia	2,000,000	Vasconia-Coveñas (Ocesa) Vasconia-Coveñas (ODC) Vasconia-Galán (GCB)
Velásquez 26	85,000	Velásquez 26-Galán
CIB	2,000,000	CIB-Ayacucho
Tibú	60,000	Tibú-Ayacucho
Ayacucho	25,000	Ayacucho-Coveñas (*)Ayacucho-Galán
Coveñas	200,000	Coveñas-Cartagena

Nota: (*)El antiguo oleoducto Caño Limón-Coveñas cambió su nombre a Oleoducto Bicentenario a partir de Banadía. **Fuente:** UPME (2018).

Los nodos mencionados en la Tabla 1 y detallados en la Figura 1 se clasifican en dos grandes grupos: Nodos generales y nodos de concentración (UPME, 2018). Los nodos generales contemplan los iniciales del sistema, es decir, cuyo acopio hidrocarburos es del área de influencia o área cercana. A este grupo pertenecen “los Nodos de Apiay, Rubiales, Araguaey, Santiago, Caño Limón, Tibú, Tenay y Orito”

Figura 1. Localización de los nodos en Colombia



Nota: Fuente: UPME (2018).

Existen distintos escenarios de oferta de petróleo: Alto, medio y bajo (UPME, 2018). No obstante, la misma UPME asume una oferta baja para el transporte de hidrocarburos, por lo cual, la explicación consecuente en la presente investigación se realizará bajo esa circunstancia.

2.1.1. Análisis realizado a los nodos generales

La primera parte del análisis se relaciona con el peso específico del petróleo. El hidrocarburo que para por el poliducto (y, por ende, cualquier nodo), debe poseer una gravedad API de 20° o mayor. Esto tiene por objetivo que la viscosidad del fluido en el ducto sea inferior a los 300 cSt. No obstante, este escenario es poco habitual en los llanos, por ende, los yacimientos que no cumplan con ese requerimiento deben agregar solvente hasta alcanzar tal valor.

Es imperativo igualmente realizar un análisis de almacenamiento en cada Nodo, dado es posible que algunos días el flujo esté por debajo de lo habitual y otros por encima, lo que obligaría a agregar mayor flujo en el primer escenario; tal proceso se denomina necesidades adicionales de almacenamiento.

Después se ubica el oleoducto al nodo analizado y se mide aquellos factores que pueden impactar en el ducto (como mezcla de hidrocarburos cuyo valor API es mayor al estipulado), corrigiéndolo de tal manera que no afecte el flujo final. Finalmente se cuantifica el flujo máximo que permite el oleoducto y si queda liquido remanente, este debe ser transportado por carrotanques.

El proceso descrito se repite por cada Nodo y oleoducto, identificando las deficiencias del sistema, los volúmenes de petróleo remanente y las posibles afectaciones que tendría consigo una limitación parcial o total del transporte terrestre o “la salida de operación en un sistema determinado” (UPME, 2018). Después de realizar el análisis Nodal y de los oleoductos, se calcula

la concentración volumétrica de petróleo de los nodos receptores o de concentración (Nodos que intercepta otros nodos), permitiendo distribuir el hidrocarburo en los siguientes Nodos: “Banadía, Porvenir, Vasconia, CIB, Ayacucho, Coveñas y Cartagena” (UPME, 2018).

2.1.2.Nodo Banadía

La estación Banadía pertenecía antes a la estación intermedia del oleoducto Caño Limón-Coveñas, se transformó de un Nodo de paso a uno de concentración al entrar en operación el oleoducto Bicentenario. Ahora acopia la producción de distintas áreas y de los nodos Caño-Limón, Santiago y Araguañey.

2.1.3.Nodo Porvenir

Es el principal nodo de concentración de los llanos al acoplar 4 sistemas de transporte, es decir, el 80% de los oleoductos. También adiciona la producción de su respectiva área de influencia (Cupiagua, Cusiana, etc.) y de Apiay, Rubiales, Santiago y Araguañey, los cuales presentan distintas características reológicas y son conducidos por el oleoducto Porvenir-Vasconia. Adicionalmente y según la empresa CENIT, hay una interconexión entre Monterrey y el oleoducto el Bicentenario.

Este sistema intercepta la producción de los Nodos Santiago y Araguañey y ocasionalmente transporta petróleos provenientes de Apiay y Rubiales. Dado lo complejo que puede ser el sistema, únicamente se encuentra habilitado la producción de Santiago y Araguañey hacia Banadía. Cuando el sistema se encuentra lleno, el crudo remanente es enviado por la ruta original (oleoducto Porvenir a Vasconia). Hay escenarios en el que el Nodo Porvenir se encuentra con disponibilidad excedente de hidrocarburo, en tal caso se prioriza el petróleo con mayor grado API (el de menor

viscosidad), obteniendo el siguiente orden de recepción y transporte: “1- producción del Porvenir, 2- producción de Araguaney, 3- producción de Santiago, 4- producción de Apiay y 5- producción de Rubiales” (UPME, 2018). Una vez cargado el Nodo Porvenir, se calcula el volumen remanente y se envía por carrotaques.

2.1.4.Nodo Vasconia

Este Nodo es de los más importantes para el transporte de petróleo hacia la refinería de Barrancabermeja. Este nodo intercepta a los Nodos Tenay y Porvenir (Valle Superior del Magdalena y los Llanos) y lo distribuye entre la refinería mencionada anteriormente y “el puerto de Coveñas mediante el mismo sistema de Vasconia Oleoducto de Colombia (ODC), Vasconia-Coveñas oleoducto central (OCENSA) y Vasconia-Galán, vía refinería” (UPME, 2018). Este Nodo presenta la siguiente secuencia de carga:

a. Toda la producción que arriba a Vasconia se encuentra libre para la refinería mediante el oleoducto Vasconia-Galán. Dado el caso la demanda supere la capacidad del ducto, tal hidrocarburo remanente es enviado en carrotaques.

b. Después de suplir la demanda de la refinería de Barrancabermeja, se continúa cargando los oleoductos ODC y OCENSA en dirección a Coveñas.

c. Si después de realizar la secuencia a y b y aún queda crudo en Vasconia, se “carga este en el sistema Vasconia Galán Ayacucho” (UPME, 2018). La secuencia c involucra imperiosamente un análisis del Nodo Ayacucho, el cual recibe, además del petróleo del área de influencia, el crudo de Tibú. Se debe calcular “la capacidad disponible en el Oleoducto Ayacucho Coveñas, corregida por la °API de las mezclas” (UPME, 2018).

d. Se procede a cuantificar los volúmenes máximos que puede transitar por el sistema Vasconia-Galán (“máxima capacidad disponible después de cargar la refinería” (UPME, 2018)), Galán-Ayacucho con su capacidad corregida por acción de adiciones de crudos con distintas gravedades API y “el volumen disponible en el oleoducto Ayacucho Coveñas recién calculado” (UPME, 2018). El que tenga menor volumen es transportado finalmente hacia Coveñas por la siguiente ruta: “Vasconia - Galán - Ayacucho – Coveñas” (UPME, 2018).

2.1.5.Nodo CIB (Refinería de Barrancabermeja)

Este Nodo recibe crudo de tres sectores diferentes: el área de influencia, de Vasconia y de Velásquez 26; adjuntado a la demanda de la Refinería de Barrancabermeja. Sin embargo, este complejo (La refinería) dispone de cierto grado de flexibilidad para la producción de destilados medios o gasolina según requerimientos. También cuenta con la capacidad de exportar e importar los destilados faltantes según la demanda nacional. Por tal motivo presenta el siguiente orden de carga: “: 1- producción del área, 2- oleoducto Ayacucho-CIB (que transporta crudo Caño Limón + Tibú + producción propia del área), 3- oleoducto Tenay-Vasconia, 4- oleoducto Porvenir-Vasconia, 5- producción Velásquez 26, 6- carrotanques Velásquez 26, 7- producción Vasconia, 8- carrotanques Vasconia, 9- Importación” (UPME, 2018).

2.1.6.Nodo Ayacucho

Como se muestra en la Figura 1, es el último de los nodos de concentración del sistema, es decir, el último nodo que recibe dos o más oleoductos en dirección a la refinería de Barrancabermeja. Este nodo recibe del área de influencia, del oleoducto Bicentenario y del Nodo Tibú, no obstante, la ruta Tibú-Ayacucho presenta poco uso.

La principal función de este Nodo es transportar petróleo a la Refinería de Barrancabermeja. También puede transportar desde Ayacucho a Coveñas por el oleoducto Ayacucho-Coveñas 16”. El excedente es transportado por carro tanques.

2.1.7.Nodo Coveñas

Con excepción del crudo transitado por el Nodo de Orito y el utilizado en la refinería de Barrancabermeja, este Nodo recibe la totalidad de la carga del país, llegando “de los Oleoductos de Ayacucho-Coveñas, Bicentenario, Vasconia-Coveñas ODC y Vasconia-Coveñas OCENSA, y producción local” (UPME, 2018). La principal función es suplir la demanda de la refinería de Cartagena, con adición de crudo importado si es necesario.

2.1.8.Nodo Cartagena

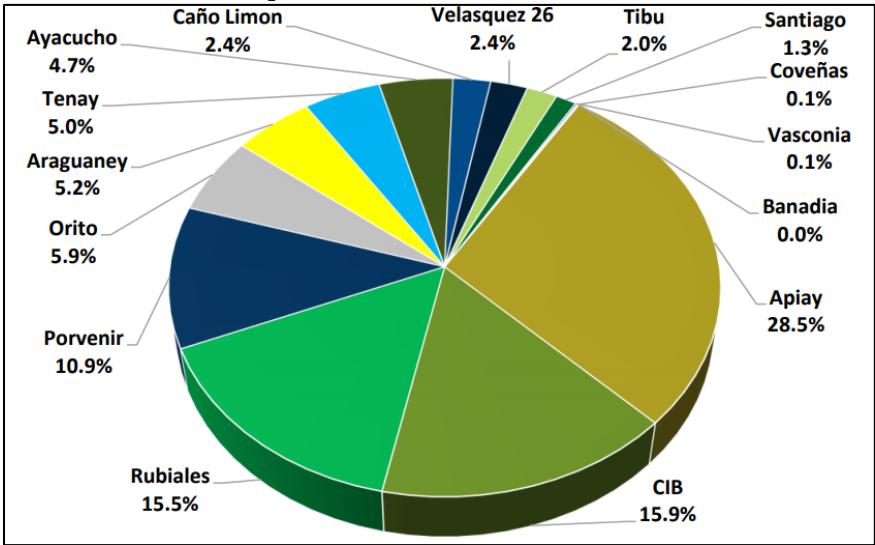
Este es el único Nodo que carece de producción de petróleo local, por tal motivo, la carga recibida proviene del Nodo Coveñas mediante el Oleoducto Coveñas-Cartagena. “En caso de que la producción nacional de crudo disponible en Coveñas resulte insuficiente, la Refinería completa su carga con crudos importados por Coveñas” (UPME, 2018).

2.1.9.Producción anual de cada Nodo

En la Tabla 1 destaca la capacidad de Almacenamiento de los Nodos Vasconia, CIB, Caño Limón, Rubiales y Porvenir. Por tal motivo es de esperar que estos Nodos también presenten altas reservas, como se muestra en la Figura 2. No obstante, el Nodo Apiay, CIB y Rubiales son los que presentan mayores reservas, esto se debe a que la capacidad de almacenamiento se refiere al petróleo que puede mantener en el Nodo, mientras la Reserva se asocia a la producción que

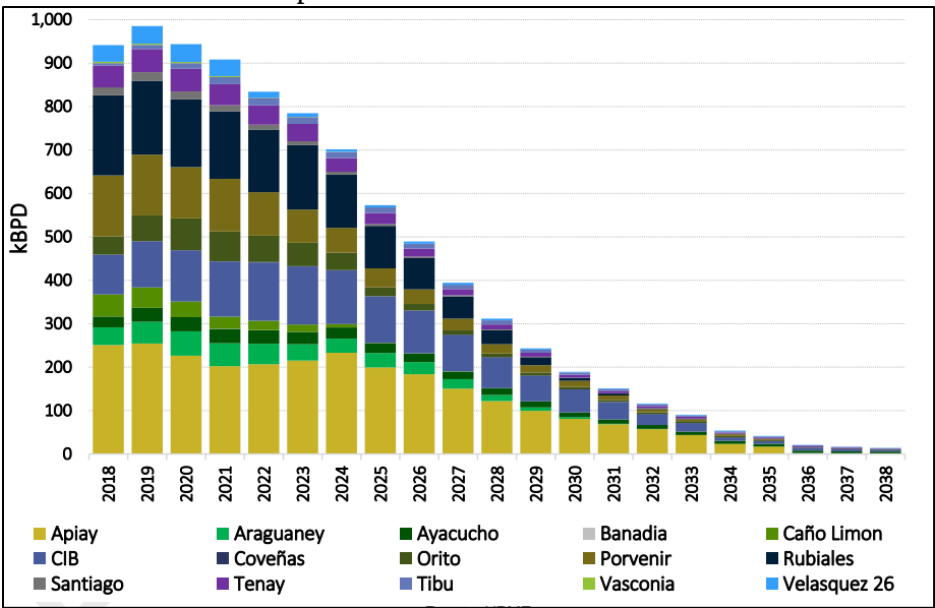
presenta cada uno por el flujo de la zona de influencia y nodos asociados. Apiay, CIB y Rubiales son mayores a los demás dado se encuentran en zonas con alta producción de petróleo, lo cual se puede verificar con la Figura 3.

Figura 2. Distribución de Reservas por Nodo



Nota: Fuente: UPME (2018).

Figura 3. Distribución de Reservas por Nodo



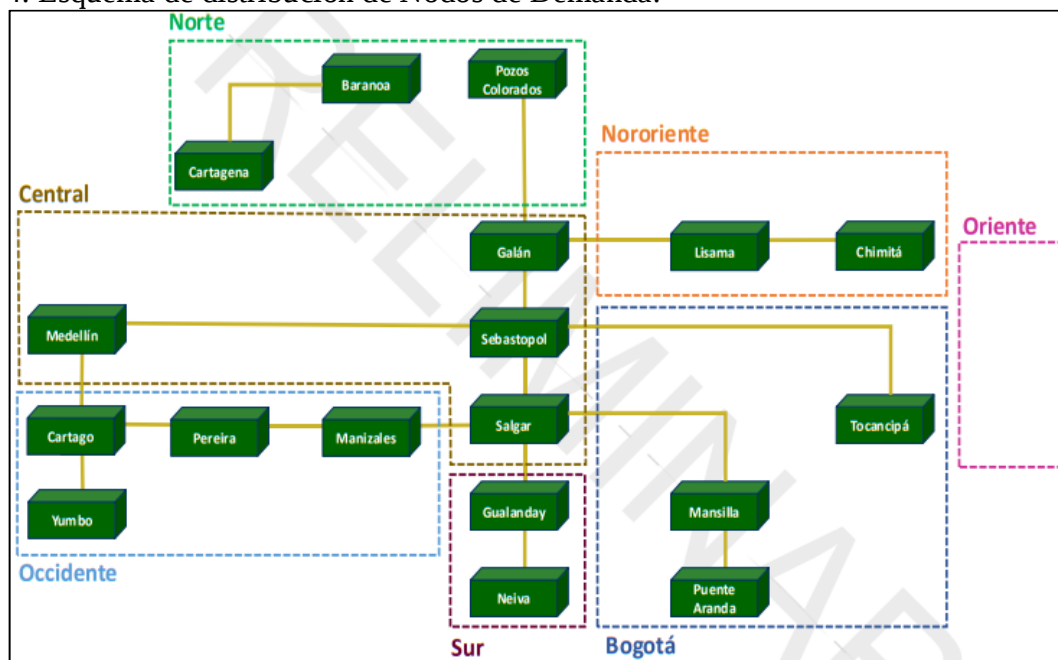
Nota: Fuente: UPME (2018).

2.2. Poliductos en Colombia

Los poliductos son sistemas que movilizan los productos refinados en forma segregada o baches progresivos lo que permite que a lo largo de cada ducto se encuentren dos o tres productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, los que posteriormente deben llegar a los sitios de almacenamiento localizadas sobre la ruta seguida por los ductos, los cuales son operadas por los distribuidores mayoristas.

El país debe mantener una demanda de combustibles o derivados. No obstante, y a diferencia de los oleoductos, se debe cubrir a mayor cantidad de lugares (Ver Figura 4), pues deben llegar a distintos centros regionales de consumo y no dos centros de acopio (como el caso de las refinerías).

Figura 4. Esquema de distribución de Nodos de Demanda.



Nota: Fuente: UPME (2018).

Cuando la demanda de combustibles o derivados presenta falencias o no se puede cubrir es necesario importarlo, para ello se utiliza los puertos de Pozos Colorados de la ciudad de Santa Marta, Buenaventura y/o Cartagena en dirección a la refinería (UPME, 2018).

La red nacional de poliductos se encuentra constituida por tuberías, estaciones de bombeo, elementos de campo, componentes y accesorios, trampas para raspadores y distintas válvulas de corte. El complejo sistema contiene igualmente tanques de almacenamiento en las estaciones de recibo, de entrega e intermedias. El sistema se desarrolló paulatinamente como una red, que saliendo de la refinería Barrancabermeja se comunicó con las principales metrópolis del país y las áreas de gran desarrollo económico (UPME, 2018).

Gran parte de los poliductos (Ver Tabla 2) muestra valores del factor de servicio³ menores del 90%. “Se debe entender que los factores de servicio consideran las incidencias mecánicas y operacionales rutinarias propias de trabajo regular del poliducto o paradas programadas para mantenimiento por efectos propios de la programación del transporte” (UPME, 2018). Por tal motivo, no aplica a factores de recuperación de bombeo por pérdidas, ya sea irrupción o demoras por parte de las refinerías, retrasos en los retiros nominados o irrupciones de terceros como o de la naturaleza, fallas geológicas, **atentados** etc.

Tabla 2. Nodos de Demanda y Sistema de Transporte de Refinados

Nodo	Tipo de Nodo	Poliducto
Cartagena	Oferta - Demanda	

³ Factor de Servicio: “es el porcentaje efectivamente utilizable de la Capacidad Nominal de un ducto, calculado para un periodo determinado, en el que se tiene en cuenta los efectos de indisponibilidad de equipo mecánico, los programas de mantenimiento de línea y el número de días del periodo considerado. (cuya reducción puede ser ocasionada por temas como restricciones temporales de la operación y de mantenimiento del mismo y sus instalaciones conexas y complementarias)” (UPME, 2018).

Nodo	Tipo de Nodo	Poliducto
Baranoa	Demanda	Mamonal -Baranoa
Importación 1	Oferta	Pozos Colorados - Galán
Importación 2	Oferta	Pozos Colorados
Galán	Oferta - Demanda	Pozos Colorados - Galán
Lisama	Demanda	Galán - Lisama
Chimitá	Demanda	Lisama - Chimitá
Sebastopol	Demanda	Galán - Sebastopol
Medellín	Demanda	Sebastopol - Medellín
Salgar	Demanda	Sebastopol - Salgar
Cartago	Demanda	Medellín - Cartago + Salgar Manizales - Pereira - Cartago
Manizales	Demanda	Salgar - Manizales
Pereira	Demanda	Manizales - Pereira
Yumbo	Demanda	Cartago - Yumbo
Buenaventura	Oferta - Demanda	Yumbo - Buenaventura
Mansilla	Demanda	Salgar - Mansilla
Puente Aranda	Demanda	Mansilla - Puente Aranda
Tocancipá	Demanda	Sebastopol - Tocancipá
Gualanday	Demanda	Salgar - Gualanday
Neiva	Demanda	Gualanday - Neiva
Orito	Demanda	
Importación 3	Oferta - Demanda	

Fuente: UPME (2018).

Para el transporte por poliductos es obligatorio evaluar parte de la demanda de combustibles o derivados para cada Nodo, comparándola con la disponibilidad de los poliductos relacionado al Nodo, evaluado así un posible déficit en alguno de los tramos y “si la capacidad de almacenamiento es suficiente para aprovechar el potencial máximo del poliducto respectivo” (UPME 2018). Este cálculo es iterativo para todos los sistemas de poliductos del País.

2.2.1.Poliducto Cartagena – Baranoa

Este subsistema transporta derivados desde la refinería de Cartagena hasta las plantas mayoristas ubicadas en el Nodo de consumo Baranoa y se constituye como el único sistema de transporte de la Costa Norte. Entre sus activos se encuentra una estación de bombeo ubicada en Cartagena y está conformado tubería de 12 pulgadas de diámetro que sumados alcanzan una longitud total de 103.6 km y capacidad nominal de 30,000 barriles/día con factor de servicio de 92%, indicando una capacidad efectiva de 27.500 barriles día (UPME 2018).

Está localizado en los departamentos de Atlántico y Bolívar y moviliza gasolina, ACPM y Jet en baches de 12 mil barriles por día (miles de barriles) de ACPM, 20 mil barriles por día de gasolina, 30 mil barriles por día de Jet y 12 mil barriles por día de ACPM. Este último producto se transporta mezclado con biodiesel en una proporción del 4% y el restante 6% es adicionado en la planta de abasto en Baranoa (UPME 2018).

2.2.2.Poliducto Pozos Colorados – Galán

Este poliducto comunica a la estación de Pozos Colorados en Santa Marta con la estación Galán en Barrancabermeja, tiene una longitud de 696 km y un diámetro de tubería de 14 pulgadas, alcanzando una capacidad nominal de 160,000 barriles por día con el uso de DRA⁴ y factor de servicio de 87%, que le permite movilizar hasta 140.000 barriles por día (UPME 2018).

⁴ DRA: “Drag reduction additive, es un aditivo reductor de fricción que disminuye la turbulencia inducida cuando un fluido circula por un conducto evitando la pérdida mecánica del fluido, permitiendo un caudal mayor con la misma presión”

La línea cuenta con dos estaciones de bombeo intermedias denominadas Copey y Ayacucho y cruza además los Departamentos de Magdalena, Cesar y Norte de Santander. Posibilita la disponibilidad oportuna de refinados en el Interior del país al llevar los productos importados y los excedentes de la refinería de Cartagena que salen vía cabotaje de Cartagena a Santa Marta. Por este segmento se transporta nafta, gasolina y ACPM en esquema de baches de 200 mil barriles por día (miles de barriles) de gasolina, 150 mil barriles por día de nafta y 120 kBl de ACPM (UPME 2018).

2.2.3. Poliducto Galán – Lisama – Chimitá

Para la atención de la demanda de los Departamentos de Santander, Norte de Santander, Arauca, y parte del Cesar se utiliza el subsistema de transporte Galán – Lisama – Chimitá (Bucaramanga), cuya longitud es de 96 km y capacidad nominal de 27.000 barriles día utilizando DRA y factor de servicio de 92%, lo que realmente admite 24,800 barriles día. Está conformado por tuberías de distintos diámetros y moviliza GLP, gasolina y ACPM (UPME 2018).

El esquema de baches incluye transporte de 50 MIL BARRILES POR DÍA de ACPM, 22 mil barriles por día de gasolina y nuevamente 50 mil barriles por día de GLP. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 15 días aproximadamente y baches de GLP entre gasolina corriente cerca de cada 8 días. Suministra combustibles a las plantas de almacenamiento mayorista de Lisama y Rio Sogamoso, antes de llegar a Chimitá (Bucaramanga) y desde la planta de Lisama se transportan vía terrestre los refinados a la planta de abasto en Ayacucho, localizada sobre el subsistema Pozos Colorados – Galán (UPME 2018).

2.2.4.Poliducto Galán – Sebastopol

Este subsistema está conformado por dos líneas, un de 16 pulgadas de diámetro y otra de 12 pulgadas y posee una longitud de 230 km cada una. Cuenta con una capacidad nominal conjunta de 298,000 barriles día, un factor de servicio de 92% y uso de DRA, lo que permite tener una capacidad efectiva de 275,000 barriles día (UPME 2018).

La línea de 16 pulgadas transporta en forma de baches gasolina motor hasta 90 mil barriles por día, Nafta 112 mil barriles por día, y ACPM 70 mil barriles por día con 2% de biodiesel. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina motor cada 10 días aproximadamente. Por la línea de 12 pulgadas se transporta fundamentalmente ACPM con 2% de biodiesel en baches de 155 mil barriles por día, Jet 70 mil barriles por día y 155 mil barriles por día de ACPM en mezcla del 2%. También se programan baches de queroseno o virgen oil entre ACPM, aproximadamente cada 10 días (UPME 2018).

2.2.5.Poliducto Sebastopol – Salgar

Este subsistema es una continuación del segmento Galán – Sebastopol y está constituido por dos líneas en paralelo de 16 y 12 pulgadas de diámetro, cada una con un factor de servicio de 92%, longitud es de 145 km individualmente y utilizando DRA. Alcanza una capacidad efectiva de 152,500 barriles por día. Comunica la estación Sebastopol en el municipio de Puerto Olaya en Santander con la estación Salgar localizada el Puerto Salgar, Departamento de Cundinamarca. La línea de 16 pulgadas transporta gasolina, ACPM y nafta y por el ducto de 12 pulgadas se transporta ACPM con 2% de biodiesel, Jet, Queroseno y Virgin oil, con la misma frecuencia que en el tramo Galán – Sebastopol.

El ducto permite abastecer el sur del país al conectarse con la línea que pasa por Gualanday que termina en Neiva y suministrar refinados al suroccidente del país comunicándose con el poliducto que llega a Cartago por el eje cafetero

2.2.6.Poliducto Sebastopol – Medellín

El poliducto comunica a la estación de Sebastopol en Santander con la estación La María en el municipio de Medellín. Tiene una longitud de 163 km y diámetros de tubería de 10, 12 y 16 pulgadas, alcanzando una capacidad efectiva de 63,000 barriles por día, con el uso de DRA y factor de servicio de 92%. Este segmento de transporte cuenta con una estación de bombeo intermedia denominadas Cisneros.

Transporta refinados provenientes de importaciones y la refinería de Barrancabermeja hacia el occidente y suroccidente del país. Por esta línea se transporta en esquema de baches gasolina y ACPM mezclado al 2% de biodiesel así: 124 mil barriles por día de ACPM, 143 mil barriles por día de gasolina. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 5 días aproximadamente y un bache de Jet entre ACPM cada 10 días en promedio.

2.2.7.Poliducto Medellín - Cartago

Esta línea es continuación del subsistema Sebastopol - Medellín comunicando la estación La María en Medellín, con la estación Cartago localizada en el Departamento del Valle del Cauca. Cuenta con una longitud de 236 km y diámetro de tubería de 10 y 12 pulgadas alcanzando una capacidad efectiva de 45,000 barriles día utilizando DRA y factor de servicio del 92%.

Transporta gasolina y ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 124 mil barriles por día de ACPM, 143 mil barriles por día de gasolina y así sucesivamente, incluyendo además baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 5 días aproximadamente y un bache de Jet entre ACPM cada 10 días habitualmente.

Este segmento hace parte de un anillo (también denominada red interna son los cuadros de la Figura 4) que converge en el Nodo Cartago y transporta los combustibles hacia el sur y occidente del país. El ducto además suministra combustibles a las plantas de abasto de La Pintada en el Departamento de Caldas y Cartago en el Departamento del Valle del Cauca.

2.2.8.Poliducto Salgar - Cartago

El ducto tiene una longitud de 212 km con diámetros de 6 y 8 pulgadas, capacidad de 20,500 barriles por día, con factor de servicio del 90% y uso de DRA. Transporta el 30% de los combustibles que demanda el suroccidente del país y cierra el anillo que moviliza combustibles a la región del sur. Este segmento de transporte es denominado ODECA y cuenta con cuatro estaciones intermedias de bombeo denominadas La Dorada, Mariquita, Fresno y Herveo.

Suministra los refinados a las plantas de abasto en Manizales, Pereira, Belmonte y Cartago que atienden la demanda de combustibles del eje cafetero y parte del norte del Valle del Cauca. Transporta ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 23 mil barriles por día, gasolina 30 mil barriles por día y nuevamente ACPM 23 mil barriles por día y gasolina 30 mil barriles por día. Igualmente se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 10 días aproximadamente y GLP entre gasolina corriente cada 15 días.

Este segmento de transporte es el encargado de movilizar el GLP que se utiliza en el occidente y sur del país. Los volúmenes de GLP que proceden de los campos de Cusiana y Cupiagua son transportados en carro tanques, debido a la ausencia de conexión entre el sistema nacional de transporte de derivados y los campos de producción en los Llanos

2.2.9. Poliducto Cartago - Yumbo

El ducto Cartago - Yumbo está constituido por dos líneas en paralelo, una que sigue la ruta Medellín – Cartago - Yumbo y la segunda viene por Manizales – Cartago – Yumbo, las cuales permiten transportar los refinados que se consumen en los Departamentos del sur y occidente del país. En conjunto operan con factor de servicio 91%, lo que permite una capacidad efectiva de 39,600 barriles día.

La línea que procede de Medellín tiene un diámetro de 10 pulgadas y suministra combustibles a las plantas de abasto de Buga y Mulaló, mientras que el segmento ODECA cuenta con diámetro de 6 pulgadas y entrega los productos en las plantas de abasto de Yumbo. Cada una de las líneas tienen una longitud de 158 km.

Traslada ACPM mezclado al 2% con biodiesel en baches de 124 mil barriles por día, luego va gasolina en cantidades de 30 mil barriles por día, nuevamente 124 mil barriles por día de ACPM en mezcla y así de manera repetida. Se moviliza también baches de gasolina extra entre gasolina corriente más o menos cada 5 días y un bache de Jet entre ACPM cada 10 días habitualmente.

2.2.10. Poliducto Yumbo - Buenaventura

Este segmento comunica la estación de Yumbo con el Puerto de Buenaventura y es uno de los pocos ductos bidireccionales existentes en el país. Cuenta con una longitud de 102.7 km y tuberías cuyos diámetros son de 12, 8 y 6 pulgadas sumando una capacidad nominal de 15,000 barriles por día, operando con un factor de servicio del 92%, que equivale a 13,800 barriles día de capacidad efectiva, sin uso de DRA.

Cuenta con una estación de bombeo intermedia denominada Dagua. Moviliza producto hacia Buenaventura procedente de las plantas de abasto de Yumbo. Igualmente puede recibir producto en Buenaventura ya sea procedente del mercado externo o de Cartagena movilizándolo hacia Yumbo.

2.2.11. Poliducto Salgar – Gualanday - Neiva

Esta línea conforma en primera instancia el ducto que une la estación Salgar en Cundinamarca con la estación Gualanday en Tolima, cuya longitud alcanza los 168.5 km, diámetro de 12 pulgadas tiene una capacidad efectiva de 24,000 barriles día y factor de servicio del 91%. Suministra producto a las plantas de abasto en Mariquita y Gualanday.

El segundo tramo comunica las estaciones de Gualanday y Neiva en el departamento de Huila, dispone de una longitud de 162 km y está conformado por tubería de 8 pulgadas de diámetro concentrando una capacidad efectiva de 11,000 barriles/día y factor de servicio de 92%. En los dos segmentos que conforman este subsistema no se emplea DRA.

2.2.12.Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda

Esta línea transporta los combustibles al centro del país, donde se ubica el mayor mercado nacional y junto con el ducto Sebastopol – Tocancipá conforman una red enmallada, permitiendo movilizar los combustibles a Bogotá por distintas rutas. El subsistema Salgar - Mansilla – Puente Aranda une las estaciones Salgar en Cundinamarca y Puente Aranda en Bogotá contando para ello con cuatro estaciones de bombeo intermedias tituladas Guaduro, Villeta, Albán y Facatativá.

El ducto tiene una longitud de 152.7 km con tuberías de 10, 8 y 6 pulgadas de diámetro que proporcionan una capacidad efectiva de 78,000 barriles día, factor de servicio del 92% de manera conjunta y no usa DRA. Suministra productos refinados a las plantas de abasto de Mansilla en Facatativá y Puente Aranda en la capital. También incluye una derivación desde la estación de Puente Aranda hasta el aeropuerto El Dorado transportando únicamente combustible de aviación, que hoy se encuentra copado.

Por el ducto se movilizan los productos en proceso de baches con la siguiente programación en la sección Salgar - Mansilla: 82 mil barriles por día de mezcla de ACPM al 2%, en la secuencia siguen 86 mil barriles por día de gasolina, de nuevo 82 mil barriles por día de mezcla de ACPM, 86 mil barriles por día de gasolina y después de un bache de ACPM siguen 57 mil barriles por día de Jet. Se programan baches de gasolina extra entre gasolina corriente aproximadamente cada 5 días. Por la sección Mansilla – Puente Aranda se transporta 30 mil barriles por día de mezcla de ACPM, 30 mil barriles por día de gasolina, de nuevo 30 mil barriles por día de mezcla de ACPM, y 30 mil barriles por día de gasolina en la secuencia sigue el bache de ACPM y posteriormente una porción de 17 mil barriles por día de Jet. También se envían baches de gasolina extra entre gasolina corriente cada 5 días aproximadamente.

2.2.13. Poliducto Salgar- Mansilla – Puente Aranda

Este ducto une la estación de Sebastopol en el Departamento de Santander con la estación de Tocancipá en Cundinamarca; cuenta con una longitud de 276 km y está conformado por tuberías de 20 y 16 pulgadas, lo que permite una capacidad nominal equivalente a 95,000 barriles día y un 92% del tiempo operativo anual bombeando. Cuenta con una capacidad efectiva de 87,500 barriles día, además de utilizar DRA y transporta 60 mil barriles día de Nafta para la dilución de los crudos hasta un punto intermedio denominado Sutamarchán, donde se deriva una línea hacia Apiay. Esta situación solo posibilita el transporte 27,500 barriles día de combustibles hacia la estación de Tocancipá.

Dispone de dos estaciones de bombeo intermedias, una en Santander llamada Santa Rosa y otra en el Departamento de Boyacá denominada Sutamarchán, que hacen posible la entrega de refinados a la planta de abasto localizada en Tocancipá muy cerca de Bogotá. La línea constituye la ruta alterna a la línea Puerto Salgar – Mansilla y permite alto niveles de confiabilidad en la operación para la capital colombiana al formar un anillo. Moviliza ACPM, gasolina, Virgin oil y Nafta,

3. Afectaciones en los ductos de Colombia por acciones terroristas

La presente investigación se utilizará información suministrada por la ANLA, la cual se encuentra en el Apéndice A. El presente análisis tendrá dos grandes temas: Impacto ambiental e Impacto económico. No obstante, se detallará el proceso de selección de datos.

3.1. Obtención de información

La información inicialmente es suministrada por la ANLA donde muestra todos los incidentes ocurridos donde haya ocurrido derrame de petróleo o derivados en el territorio Colombiano con información como: a) lugar (municipio y departamento), b) causa, c) origen/causa del derrame, d) fecha del siniestro o incidente, e) nombre del proyecto, f) empresa afectada, g) producto derramado, h) área afectada, i) recursos afectados, j) peligros, k) costo por atención de la emergencia, l) clasificación de impacto generado por la emergencia, m) volumen de líquido derramado y n) algunas observaciones (como personas fallecidas a causa de la emergencia). Toda la información está indexada en tres hojas de Excel con tablas dinámica seccionadas de la siguiente manera: (1) información desde el año 2000 al año 2015, (2) información desde el año 2016 al año 2019 e (3) información del año 2020, como se observa en el Apéndice A.

3.2. Filtración de la información

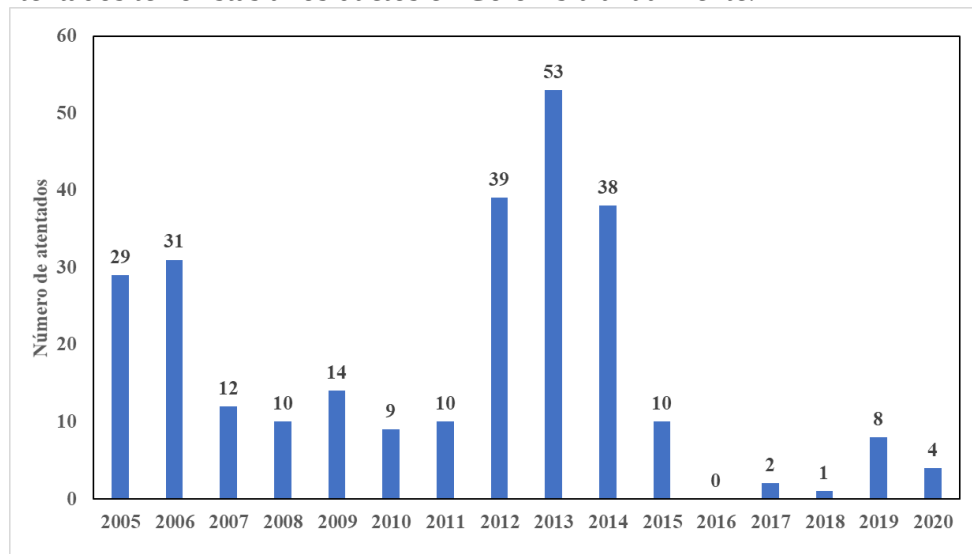
Las tablas dinámicas es una excelente forma de filtrar información y mediante el inciso **b) causa** (incluyendo atentado terrorista) se puede discernir de filas no útiles para el presente estudio. Este inciso consta de: 1) Acción de terceros, 2) desastre natural, 3) falla mecánica o técnica y 4) no reporta, seleccionando únicamente la causa 1) acción de terceros. Después se selecciona del inciso **e) nombre del proyecto lo relacionado a ductos**: 1) Combustóleo Ayacucho-Retiro-

Coveñas, 2) construcción Gasoducto Ballena Barrancabermeja, 3) construcción variante poliducto Salgar-Mariquita 4) construcción y operación del oleoducto Araguaney - Banadía, 5) construcción y operación del gasoducto de la costa atlántica (Ballena, Cartagena, Barranquilla), 6) derrame de hidrocarburo en el kilómetro 153 del Oleoducto Velázquez-Galán, 7) Gasoducto Barrancabermeja – Neiva, 8) Gasoducto Barrancabermeja - Payoa – Bucaramanga, 9) Gasoducto Opón - Barrancabermeja, 10) Oleoducto Caño Limón - Coveñas, 11) oleoducto trasandino, 12) operación y mantenimiento del poliducto Cartagena – Baranoa, 13) poliducto del oriente, 14) poliducto Galán – Chimita, 15) poliducto Gualanday – Natagaima, 16) poliducto Sebastopol Medellín – Cartago, 17) poliducto Salgar – Mansilla- Puente Aranda y 18) variante del propano ducto Galán. Finalmente, en el inciso **c) origen/causa del derrame** se selecciona lo relacionado a atentado terrorista, obteniendo un total de 270 datos.

3.3.Afectaciones por departamentos

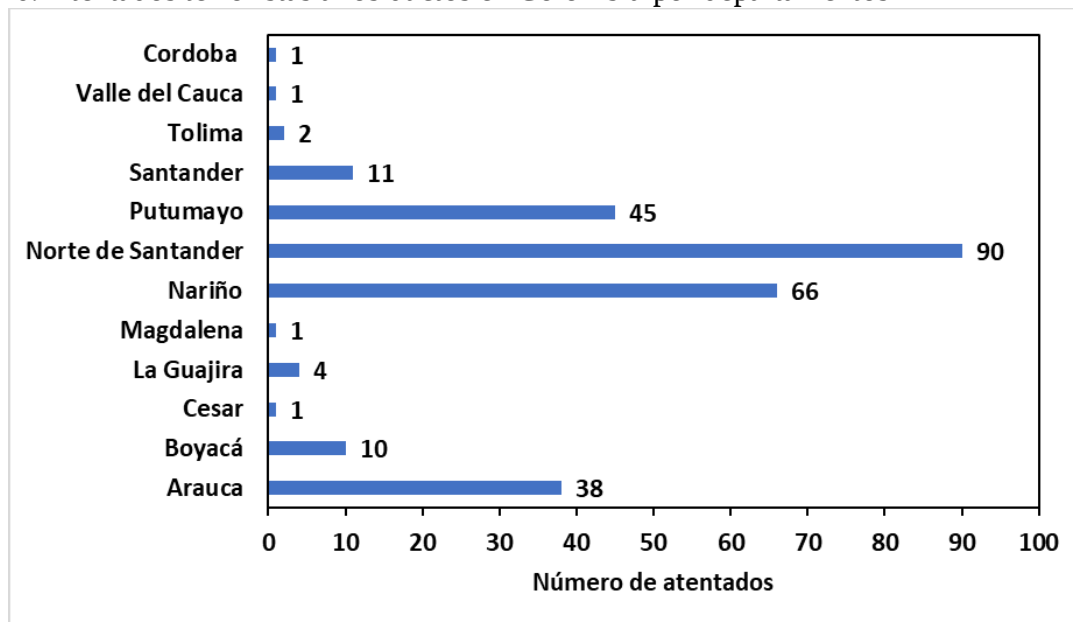
Los atentados terroristas anuales se muestran en la Figura 5, donde el 97% pertenece a Oleoducto, el restante 3 por ciento a poliductos y gasoductos. Una particularidad de la Figura 5 es el gran Cambio de 2012 a 2016, el cual coincide con las fechas de negociaciones por parte del Gobierno Santos con las Farc, manteniendo poca tendencia a nuevos atentados en los años siguientes al acuerdo de la Habana, por tal motivo se puede concluir que el tratado de Paz ha impactado positivamente a la industria Petrolera.

Figura 5. Atentados terroristas a los ductos en Colombia anualmente.



Al analizar el número de atentados según los departamentos se obtiene la Figura 6, mostrando que **Norte de Santander, Nariño, Putumayo y Arauca abarcando el 88%** de los atentados ejecutados en los últimos 15 años.

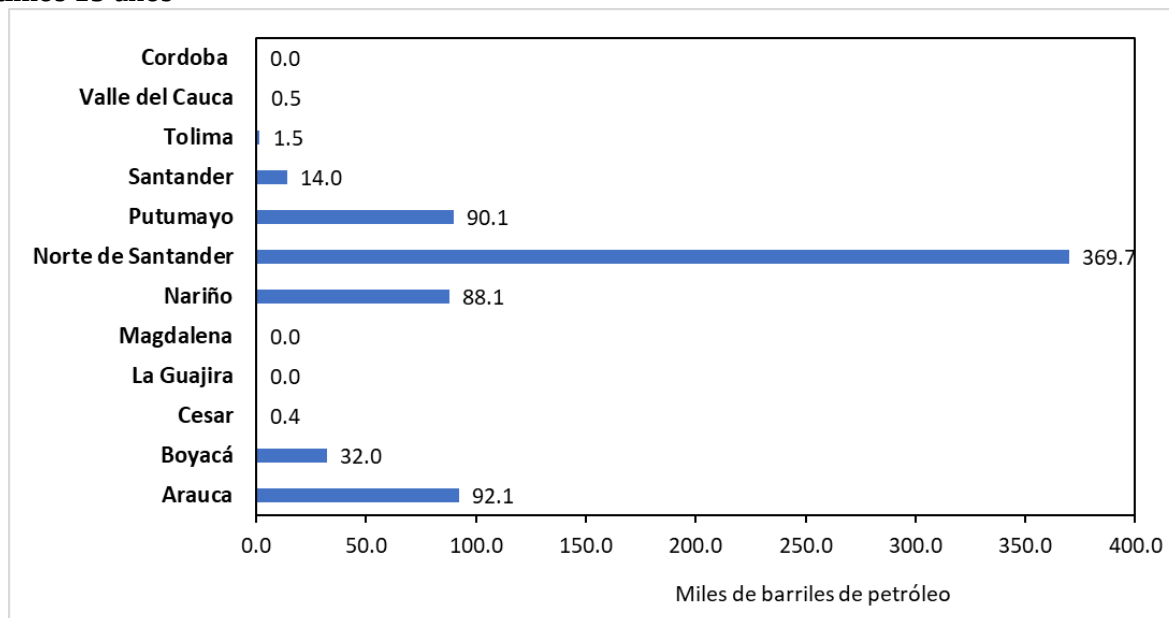
Figura 6. Atentados terroristas a los ductos en Colombia por departamentos



El 33% de los atentados terroristas ocurre en el Norte de Santander, el 24,4% en Nariño, el 16,6% en Putumayo y el 14% en Arauca. Estos departamentos presentaron en un pasado próximo (antes del acuerdo de Paz de la Habana) altos índices de violencia por grupos al margen de la ley (Céspedes-Báez, 2018).

El hecho que Putumayo y Nariño se encuentren juntos no es de sorprender, pues en esos departamentos existe el oleoducto asociado Orito-Tumaco, importante para el Sur del País. El departamento de Norte de Santander tiene los oleoductos asociados Banadía-Tibú-Ayacucho, importante para el suministro de hidrocarburo a la refinería de Barrancabermeja. El departamento de Arauca es también relevante en la demanda de hidrocarburos para el país, pues en el Nodo Caño Limón circula cerca del 4% del petróleo total destinado a la refinería de Barrancabermeja. En la siguiente Figura se detalla la cantidad de hidrocarburo vertido al ecosistema por acciones terroristas a los distintos departamentos.

Figura 7. Cantidad de departamento vertido a los ecosistemas por acciones terroristas en los últimos 15 años

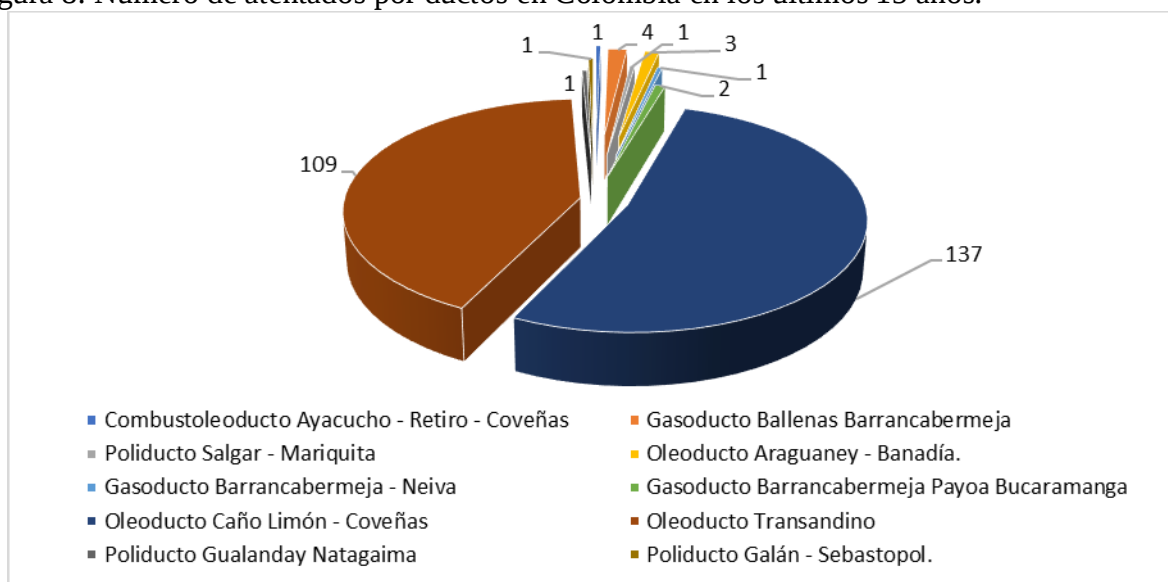


En Norte de Santander ha vertido el 53% de hidrocarburo al medio ambiente, seguido por Arauca con 13.8% después putumayo con el 13% y Nariño con 12,7%. Estos cuatro departamentos abarcan el 93% del petróleo vertido al ecosistema por atentados terroristas (640 mil barriles), lo que podría indicar que las estrategias para reducir impactos ambientales deben enfocarse en estos sectores.

3.4.Afectaciones por oleoductos

Al analizar los oleoductos afectados se obtiene la Figura 8, mostrando que más del 94% de los atentados están en los oleoductos Caño Limón-Coveñas (Oleoducto Bicentenario después de Banadía) y el Oleoducto Transandino (Oleoducto del Nodo Tumaco-Orito). El oleoducto Transandino es el sexto Oleoducto con mayor circulación de petróleo de país.

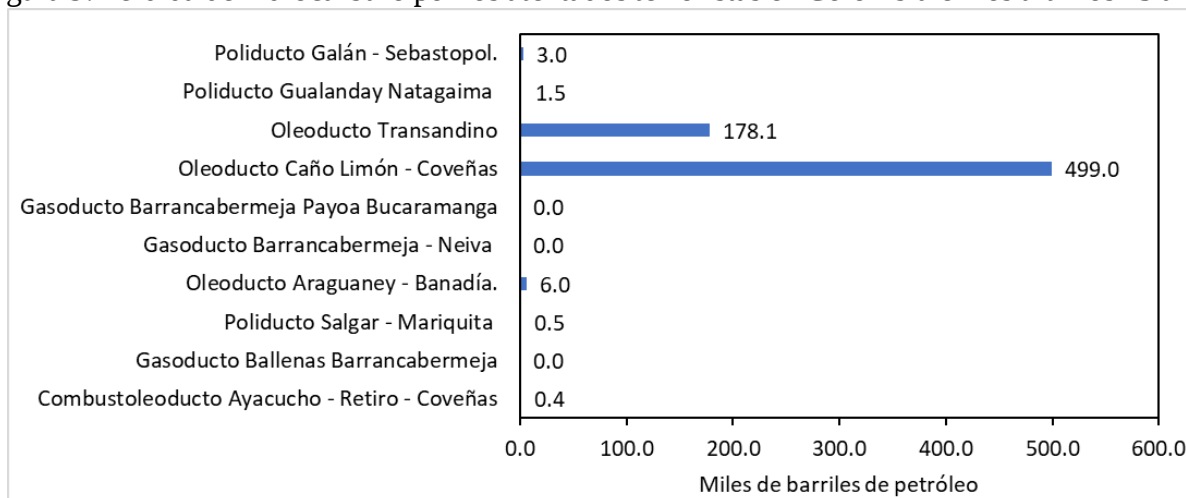
Figura 8. Número de atentados por ductos en Colombia en los últimos 15 años.



El oleoducto trasandino atraviesa Nariño y Putumayo y el oleoducto Caño Limón-Coveñas pasa por Norte de Santander y Arauca, lo que explica que estos departamentos sean los más

afectados por atentados terroristas. Las pérdidas de petróleo por acciones terroristas alcanzan la cifra de 688442 Barriles por día, mayormente del Oleoducto Transandino y Limón-Coveñas, como se observa en la Figura 9. Los no oleoductos vierten derivados y combustóleo. El único registro cuantificado para gas proviene del Gasoducto Barrancabermeja Payoa Bucaramanga, con 10 millones de pies cúbicos estándar desecho al medio ambiente.

Figura 9. Pérdida de hidrocarburo por los atentados terroristas en Colombia en los últimos 15 años.



Del total del hidrocarburo vertido al medio ambiente por acciones terroristas, el oleoducto Caño Limón-Coveñas participa en el 72,47% y el oleoducto trasandino en el 25,9%. El oleoducto Caño Limón-Coveñas está entre Norte de Santander, Boyacá y Arauca, estos departamentos abarcan el 72,4 % del petróleo vertido al medio ambiente por atentados terroristas. El oleoducto trasandino atraviesa Nariño y Putumayo, que en conjunto se ha vertido el 25,9% del petróleo por acciones terroristas. En otras palabras, los departamentos más afectados se visualizan en paralelo con los oleoductos más impactados por terceros.

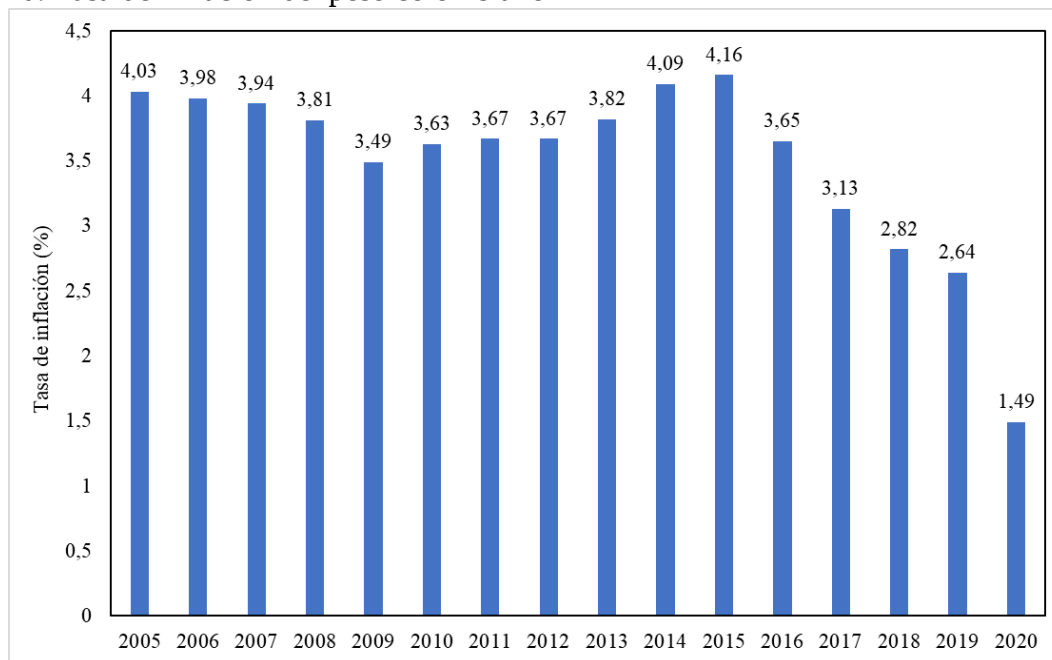
3.5. Impactos Económicos

El costo por la emergencia tiene dos aspectos muy relevantes: costo total por la intervención y costo asociado por la pérdida del hidrocarburo. Para ello se procede a calcular el valor presente del dinero según la tasa de inflación (ver Figura 10) y la ecuación (1)

$$VF = VP(1 + i)^n \quad (1)$$

Donde VF es Valor Futuro, VP es valor presente, i es la tasa de inflación y n es el tiempo (en años). Esta ecuación se utilizará para determinar cuánto dinero se ha perdido por acciones terroristas.

Figura 10. Tasa de inflación del peso colombiano



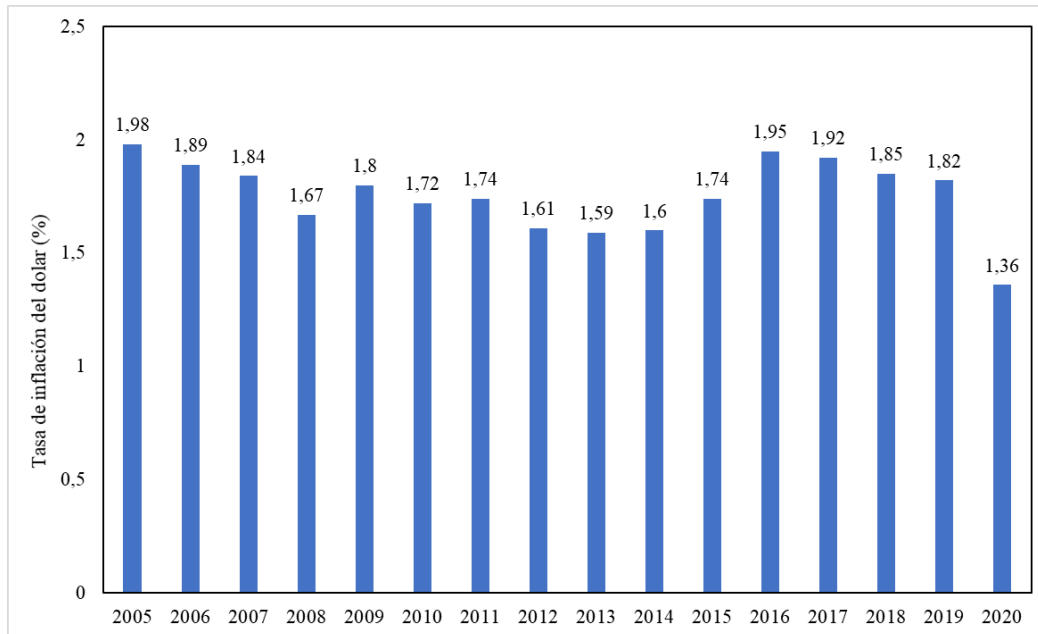
3.5.1. Costo por hidrocarburo perdido

El dólar, al igual que el peso colombiano presenta inflación (ver Figura 11) y mediante la ecuación (1) se puede determinar el precio actual del hidrocarburo perdido durante los derrames, como se observa en la Tabla 3. También es importante tener presente el cambio del precio del barril de petróleo durante los últimos tres lustros, el precio suministrado en la presente investigación es el promedio anual del barril de Brent. El precio real es de 73.046.448 UDS.

Tabla 3. Costo anual por hidrocarburo perdido en derrames.

Año	Derrame	Precio Barril	Costo anterior	Costo actual	Tasa de inflación
2005	67296	54.38	3659556.48	5013592.378	1.98
2006	102681	65.14	6688640.34	8829005.249	1.89
2007	40946	72.52	2969403.92	3830531.057	1.84
2008	27479	96.99	2665188.21	3304833.38	1.67
2009	19762	61.51	1215560.62	1507295.169	1.8
2010	14045	79.47	1116156.15	1350548.942	1.72
2011	26700	111.27	2970909	3535381.71	1.74
2012	155870	111.63	17399768.1	20009733.32	1.61
2013	134426.517	108.56	14593342.69	16490477.23	1.59
2014	64549.5768	99.03	6392344.591	7159425.941	1.6
2015	34687.25	52.35	1815877.538	2015624.067	1.74
2016	0	43.55	0	0	1.95
2017	0	54.25	0	0	1.92
2018	0	71.06	0	0	1.85
2019	0	64.18	0	0	1.82
2020	0	65	0	0	1.36
Total			61486747.63	73046448.44	

Figura 11. Tasa de inflación del dólar estadounidense.



3.5.2. Costo por intervención

Analizando el Apéndice B, solo 183 datos de los 270 muestran el costo por la intervención, por lo cual se puede concluir que se obtendrá únicamente el costo parcial. El resultado se muestra en la Tabla 4, con un costo total de 303.538 mil millones de pesos colombianos actuales; aproximadamente 87 millones USD con un dólar a \$3500.

Tabla 4. Costo anual por intervención en los últimos 15 años.

Año	Costo anterior Millones de pesos	Costo actual Millones de pesos
2005	0	0
2006	1740,727134	3115,90157
2007	0	0
2008	3855,922487	6285,153654
2009	8983,117877	13564,50799
2010	2170,525007	3212,37701
2011	1924,655601	2752,257509
2012	9557,389375	13189,19734
2013	51517,37224	69548,45252
2014	143653,5825	189622,7289

2015	1755,838128	2247,472804
2016	0	0
2017	0	0
2018	0	0
2019	0	0
2020	0	0
Total	225159,1304	303538,0493

El costo total asociado a los atentados terroristas en los últimos 15 años es de 159.771.605 USD. No obstante, el daño ambiental puede ser mayor, por ende, en la siguiente sección se analizará a profundidad la incidencia sobre el ecosistema próximo a los derrames.

3.6.Impactos Ambientales

Los recursos afectados por los derrames se detallan en la primera Columna de la Tabla 5. El porcentaje de datos suministrados que No reportan o están por definir es del 39,6% (100 atentados terroristas). Esto se debe a que la información del profesional encargado del plan de emergencia ocasionado por el vertimiento de hidrocarburo al ecosistema mediante el sistema VITAL es parcialmente suministrada.

Tabla 5. Grado de afectación por recurso en los últimos 15 años.

Recurso afectado	Muy Alta	Alta	Media	Baja	No reporta	Por definir
Agua	0	1	0	1	1	0
Agua y flora	0	1	0	0	0	0
agua y suelo	0	1	1	1	9	0
No reporta	0	0	0	0	14	0
suelo	2	11	5	7	11	1
suelo y agua	2	6	0	1	13	0
suelo y aire	0	0	0	0	1	0
Suelo y flora	4	15	2	10	11	0
suelo y vegetación	0	0	0	0	1	0
Suelo, agua y flora	21	32	20	5	39	0
Suelo, agua, aire, flora y fauna	0	0	1	0	0	0

Recurso afectado	Muy Alta	Alta	Media	Baja	No reporta	Por definir
Suelo, agua, flora y aire	0	1	1	0	0	0
Suelo, agua, flora y fauna	0	2	0	0	0	0

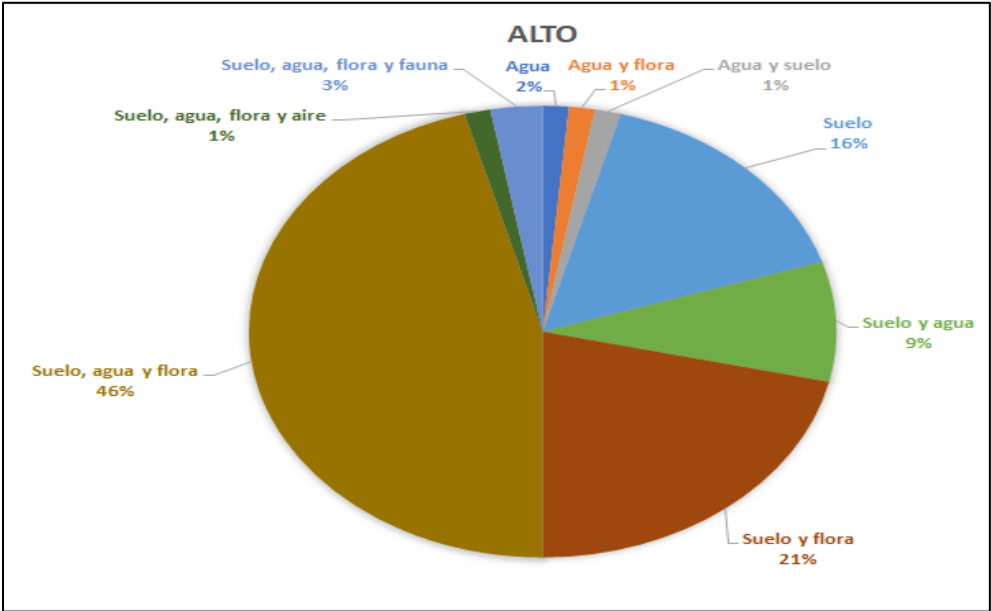
A continuación, se realiza una interpretación individual del grado de afectación por recurso, teniendo en cuenta que en cada columna se encuentran el número de atentados y su clasificación según el recurso afectado, comenzando por el grado de afectación Muy Alto, como se observa en la Figura 12

Figura 12. Recursos afectados con el grado de afectación Muy Alto.



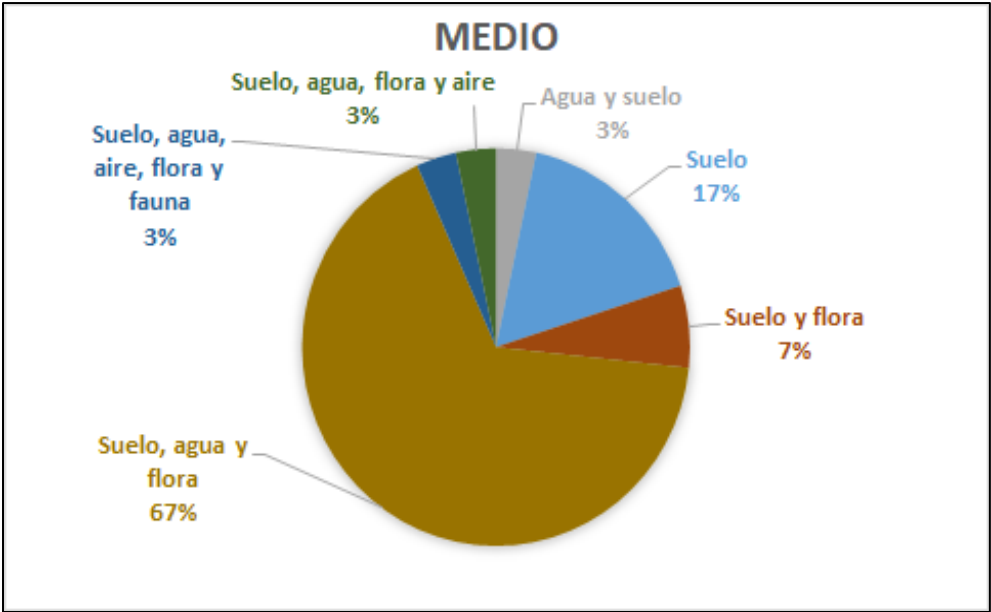
El grado de afectación Muy Alto se presenta en 29 atentados terroristas, de los cuales 2 afectaron en muy alta proporción el suelo, 2 en suelo y agua, 4 en suelo/flora y 21 en suelo/agua/flora. El grado de afectación Alto se detalla en la Figura 13.

Figura 13. Recursos afectados con el grado de afectación Alto.



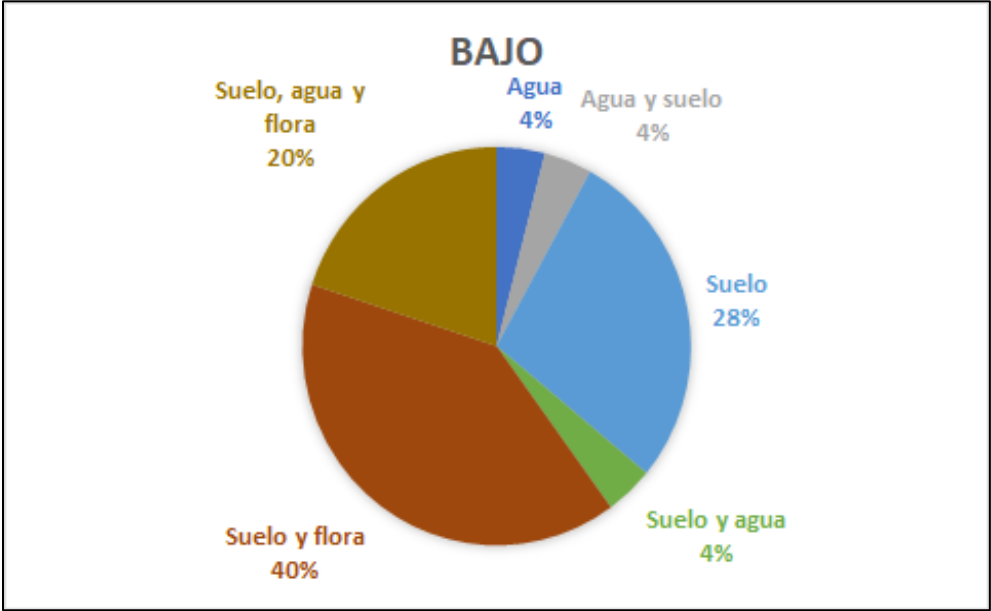
El grado de afectación Alto se presenta en 70 atentados terroristas, de los cuales 5 afectaron en muy alta proporción el suelo, 6 en suelo y agua, 15 en suelo/flora y 32 en suelo/agua/flora. El grado de afectación Medio se detalla en la Figura 14.

Figura 14. Recursos afectados con el grado de afectación Medio.



El grado de afectación Medio se presenta en 30 atentados terroristas, de los cuales 11 afectaron en muy alta proporción el suelo, 2 en suelo/flora y 20 en suelo/agua/flora.

Figura 15. Recursos afectados con el grado de afectación Bajo.



El grado de afectación Bajo se presenta en 25 atentados terroristas, de los cuales 7 afectaron en muy alta proporción el suelo, 1 en suelo y agua, 10 en suelo/flora y 5 en suelo/agua/flora. Al comparar los recursos afectados por ductos se observa que el oleoducto Caño Limón-Coveñas y el oleoducto trasandino son los que mayores recursos afectan, como se detalla en la Tabla 6.

Tabla 6. Recursos afectados por los derrames en los últimos 15 años.

Ducto	agua y suelo	No reporta	suelo	suelo y agua	suelo y aire	Suelo y flora	suelo y vegetación	Suelo, agua y flora
Combustoleoducto Ayacucho - Retiro - Coveñas	0	0	0	0	0	1	0	0
Gasoducto Ballenas Barrancabermeja	0	0	1	0	0	3	0	0
Poliducto Salgar - Mariquita	0	0	0	0	0	0	0	0
Oleoducto Araguañey - Banadía.	0	0	2	0	0	1	0	0

Gasoducto Barrancabermeja - Neiva	0	1	0	0	0	0	0	0
Gasoducto Barrancabermeja Payoa Bucaramanga	0	2	0	0	0	0	0	0
Oleoducto Caño Limón - Coveñas	0	8	14	12	0	24	0	72
Oleoducto Transandino	12	1	19	10	1	13	1	45
Poliducto Gualanday Natagaima	0	1	0	0	0	0	0	0
Poliducto Galán - Sebastopol.	0	1	0	0	0	0	0	0

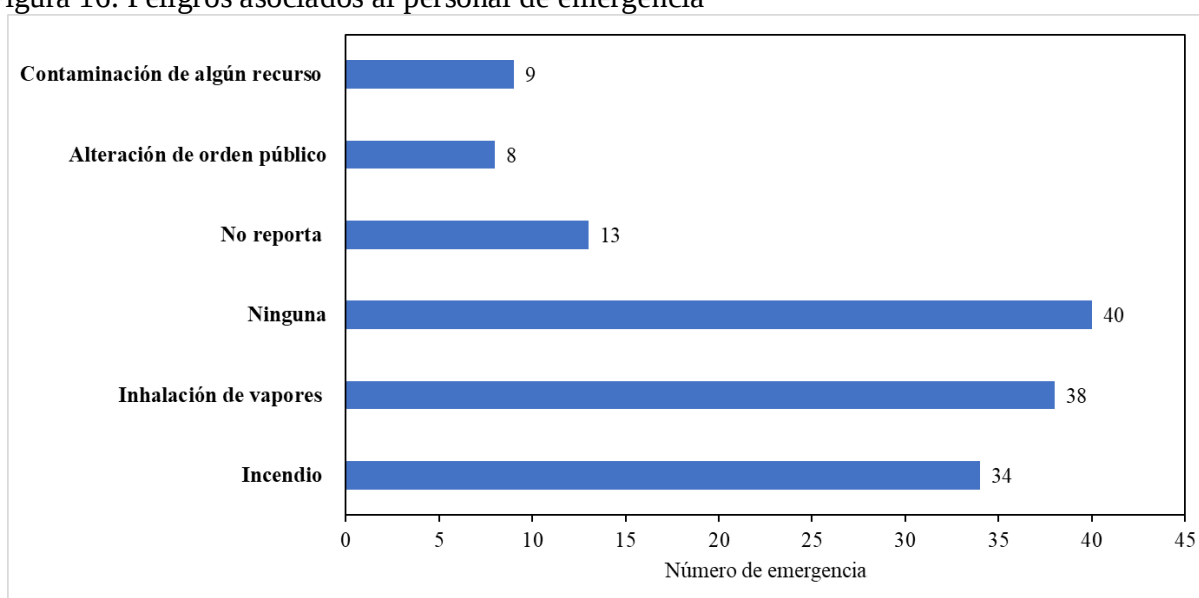
No es de sorprender que el oleoducto trasandino y Caño Limón-Coveñas con 42,7% y 52,7% respectivamente son los que más afectan a los recursos, pues se ha demostrado en el presente capítulo que estos ductos han sido los más afectados por atentados terroristas. Los recursos más afectados son el Suelo, agua y flora con el 46%. El recurso con menor impacto es el aire y la vegetación (inferior al 5%). Que el agua sea altamente perjudicada por los derrames es perjudicial para el ecosistema, pues afecta directamente a la población dependiente del recurso hídrico, los animales de la zona de influencia y la flora aledaña.

El recurso hídrico es poco afectado en forma aislado, sin embargo, los recursos en conjunto del suelo, agua y flora disponen de alto grado de afectación, como se detalla en la Tabla 5, esto quiere decir que los principales recursos del ecosistema se ven altamente afectados por los atentados terroristas realizados y como se detalla en el Marco teórico, estos hidrocarburos presentan bastante tiempo en el suelo si las acciones de remediación no son inmediatas.

El 94% de los atentados ocurre en dos oleoductos: trasandino y Caño Limón-Coveñas, localizados en los departamentos Nariño-Putumayo para el oleoducto trasandino y Norte de Santander-Arauca en el oleoducto Caño Limón-Coveñas; estos dos oleoductos cubren el 98% del

hidrocarburo vertido al ecosistema, además afectan al 94% de los recursos con respecto a todas las afectaciones, siendo mayormente grados de afectación de Alta y Muy alta, como se observa en la anterior Tabla. No obstante, cabe aclarar que la mayoría de los datos es No reporta, lo cual no es una falencia de la ANLA, sino de los profesionales que no reportaron tales datos a la autoridad. Por lo anterior, las medidas de mitigación de impactos debes enfocarse en los dos oleoductos mencionados y sus respectivos departamentos.

Figura 16. Peligros asociados al personal de emergencia



Entre el peligro latente para reducir el impacto ambiental al personal del plan de emergencia se encuentra alteraciones de orden público, incendio e inhalación de vapores como detalla en la Figura 16, esto impacta negativamente en el ecosistema, pues impide la rápida acción del personal remediador.

El área total afectada, al igual que el grado de afectación presenta mayormente No reporta, no obstante, mantiene valores para el oleoducto trasandino con un área total afectada de 1.398.375

metros cuadrados de territorio, valor inferior al real por la cantidad de valores sin reportar (superior al 65% de los datos).

De acuerdo con la literatura especializada (Medrano, 2019), cuando ocurre un derrame de petróleo crudo se altera la composición del suelo, puesto que se produce la pérdida de contenido de materia orgánica y de nutrientes minerales (potasio, sodio, sulfato, fosfato y nitrato). Asimismo, un efecto indirecto, derivado de los derrames de petróleo crudo, es la exposición del suelo a la lixiviación y erosión debido a las acciones de limpieza de las áreas afectadas.

Cuando los derrames alcanzan cuerpos hídricos (como lagos, ríos y humedales), el petróleo crudo flota, producto de la diferencia de densidad respecto del agua, obstaculizando el ingreso de la luz solar. Ello evita el intercambio gaseoso y favorece la solubilización de materiales que afectan al plancton y los microinvertebrados, cuyo hábitat se encuentra en el fondo de los cuerpos hídricos. No obstante, se debe indicar que, como señala Mendelsshon (Medrano, 2019), si bien la mayor parte de los componentes tóxicos y volátiles que alcanzan los cuerpos hídricos se evaporan y otros se oxidan por la radiación ultravioleta, existen compuestos tóxicos que presentan la capacidad de depositarse en los sedimentos.

El daño ecológico, sin embargo, no se agota en la afectación del componente suelo y de los cuerpos hídricos, ya que también alcanza a la fauna y la flora de las zonas afectadas. En efecto, cuando se produce un derrame de hidrocarburos líquidos y estos entran en contacto con el suelo, la fauna que se desarrolla bajo la capa superficial muere y, en consecuencia, altera el ecosistema de la zona, pues dicha fauna constituye un agente conductor en los ciclos de los nutrientes que son absorbidos por la flora. Adicionalmente, la fauna de la zona afectada migra en busca de nuevas fuentes de alimento, lo que conlleva la alteración de los ecosistemas.

En cuanto a la flora, cuando se vierte petróleo crudo en el área foliar de especies de flora, se afecta su normal desarrollo; así, las especies involucradas presentarán inconvenientes en los procesos vitales de su fisiología (intercambio gaseoso, proceso de fotosíntesis, transpiración, entre otros), lo que podría conllevar en determinados casos de muerte de los individuos de tales especies (Medrano, 2019).

4.Estrategias para reducir impactos ambientales

La cantidad de hidrocarburo vertido al ecosistemas aledaños por acciones terroristas muestra una gran mejoría en los últimos 4 años, momento en el que se realizó el acuerdo de paz entre el gobierno Santos y las guerrillas de las FARC-EP, además se negociaba otro acuerdo con el ELN, por lo cual se puede concluir que la PAZ es la mejor estrategia para evitar estos desastres Ecológicos, económicos y sociales, pues como se mostró en el anterior capítulo, los impactos son graves cuando hay zonas hídricas, afectando a la flora, fauna y población dependiente del recurso hídrico.

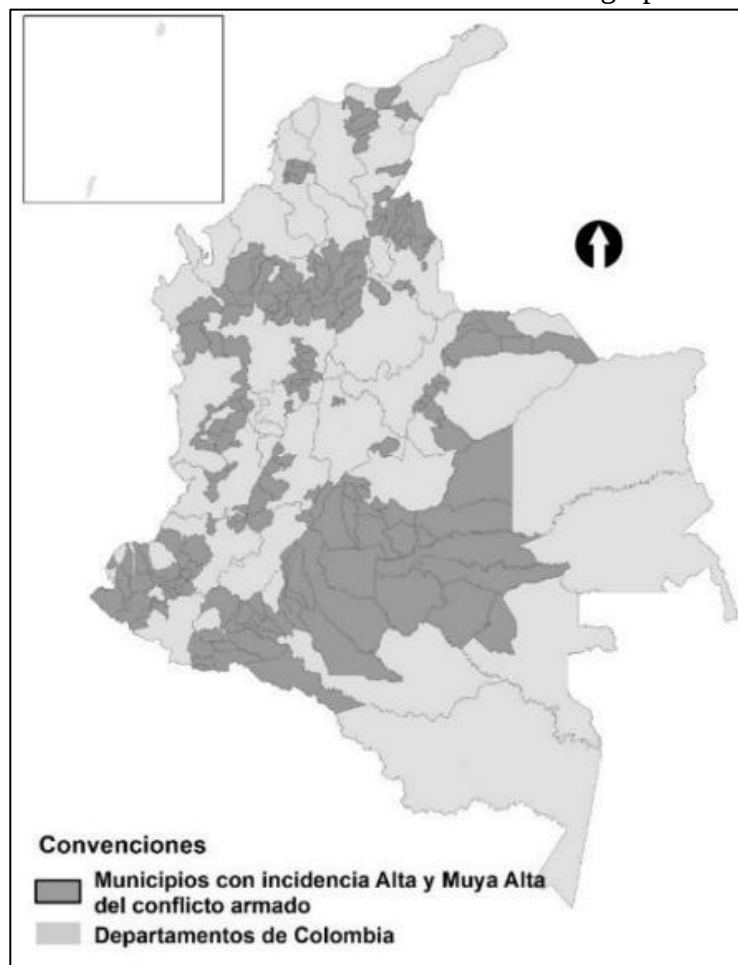
Los departamentos más afectados por atentados terroristas son Norte de Santander, Nariño, Putumayo y Arauca, situación que coinciden con lugares con alta incidencia de violencia por acción de grupos terroristas, como se observa en la Figura 17.

Como se explicó anteriormente, la cuantificación de derrames de hidrocarburos por ductos (ver Figura 9) es de 688442 Barriles por día, sin embargo, es un valor parcial, pues como se muestra en la Tabla 3 y el Apéndice B-columna R, hay bastantes datos donde se reporta No reporte, lo que demuestra que más hidrocarburo se ha vertido en el suelo y cuerpos hídricos que el calculado en la presente investigación. El valor obtenido por Diaz et al., (2016) es de 756000 Barriles por día entre 2009-2016, 536437 Barriles por día más que el calculado en la presente tesis, otra prueba de que precio asociado por limpieza y perdido es subvalorado en la presente tesis.

El análisis del precio asociado a las acciones de limpieza de la presente investigación entre 2009-2016 es de 294 mil millones de pesos colombianos actuales, no obstante, el precio de Diaz et al., (2016) es de 35 mil millones de pesos, valor ocho veces inferior al estipulado en la presente

investigación, sin embargo, como se muestra en el Apéndice B, se encuentra bien calculado, por lo que concluye que limpiar un barril de petróleo tiene un precio promedio de 1340000, valor muy superior al costo real del barril, mostrando así el gran impacto que causa los atentados terroristas.

Figura 17. Municipios con alta incidencia de violencia a causa de grupos armados ilegales.



Nota: Adaptado de Diaz et al., (2016).

4.1.Estrategia con la Triple Hélice

El estudio entre Estado, Academia y Empresa es analizado como un modelo propuesto por Etzkowitz y Leydesdorff (1997). Este modelo pretende que el accionar de la Academia sea un creador de conocimiento, que juega un papel primordial entre la relación empresa y estado; y como

éstos se desarrollan para crear innovación en las organizaciones como fuente de creación del conocimiento. Este modelo es un proceso intelectual orientado a visualizar la evolución de las relaciones entre academia-sociedad, y por otro lado caracterizado por la intervención de la universidad en los procesos económicos y sociales.

Este modelo permite una vinculación entre disciplinas y conocimientos, donde la academia tiene un papel estratégico y es la base para generar las relaciones con la empresa. El desarrollo de estas relaciones se ha discutido ampliamente en diferentes tipos de investigaciones que pretenden tratar de desarrollar las acciones correspondientes entre gobierno, empresa y academia. El modelo propuesto por Etzkowitz y Leydesdorff (2000), propone una gradual disminución de las diferencias entre disciplinas y entre distintos tipos de conocimientos, así como entre las diferentes instancias relacionadas con la vinculación entre la academia, la empresa y el estado, lo que permite un análisis desde la óptica particular de cada caso, por pares o bien en una forma integral.

En el párrafo anterior debe diferenciarse claramente los tres contextos: Estado, Academia y Empresa. En el Estado de Colombia participa con la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energías y la Presidencia, este último es la máxima autoridad de poder ejecutivo, líder indiscutido de las fuerzas militares, encargado de la elección de los ministros, entre otros, por tal motivo es el único que puede crear y aplicar acuerdos de armisticios o similares a menor escala. La Academia entra activamente en las Universidades con sus respectivos departamentos de estudios y grupos de investigación. La empresa es el principal participante económico encargado de la construcción y funcionamiento de los oleoductos y poliductos siguiendo parámetros de la ANLA y la Dirección de Hidrocarburos, es

decir, es la encargada de gestionar los riesgos asociados a los ductos por distintos factores, entre ellos ataques terroristas.

Para proponer estrategias que permitan reducir los impactos ambientales ocasionado por derrame de hidrocarburos en los oleoductos por atentados terroristas es importante considerar el modelo de la triple hélice, como se detalla en la Tabla 7

Tabla 7. Actores involucrados en la gestión de riesgo.

Gestión del riesgo	ANLA	Estado Dirección de Hidrocarburos	Presidencia	Academia Universidad y grupos de investigación.	Empresa Empresas de transporte de petróleo.
Monitoreo de las condiciones de operación: Presiones en el ducto, integridad del ducto, válvulas, bombas y otros componentes importantes del sistema.					X
Identificar y localizar puntos o sectores críticos de fuga o desgaste por acción de terceros en el pasado o el uso continuo del ducto.		X			X
Evaluar el estado ambiental del ecosistema aledaño al ducto: Flora, Fauna, Agua y Aire, identificando zonas delicadas.	X			X	X
Crear planes de gestión que atienda la pronta ayuda que requiere el ecosistema en caso de derrame de hidrocarburo con base a nuevas tecnologías y estudios preliminares.	X				
Incentivar la participación ciudadana en la prevención de desastres por acciones terroristas a los ductos.	X				X
Proponer y crear acuerdos de paz multilaterales.			X		
Adoptar estándares internacionales y normas técnicas para la atención de desastres ocasionado por derrames de hidrocarburos	X				X

cuando existan acciones terroristas.		
Delimitar el área de afectación ocasionado por el derrame de hidrocarburo.	X	
Analizar el efecto del programa de atención de desastres utilizado en pro de mejorar continuamente dichos programas.	X	X

4.2.Propuestas

La mejor estrategia se concluye de la Figura 5 es la PAZ, mostrando reducciones considerables a los oleoductos y poliductos del país después del acuerdo de paz del primer Novel de Paz que tiene Colombia y como se muestra en la Tabla 7, es la presidencia el único ente que lo puede hacer posible.

El Marco teórico demuestra que países con alto desarrollo tecnológico como Estados Unidos y Canadá también presenta problemas serios de derrames, sin embargo, ninguno asociado a actos terroristas. No obstante, destacan que la tardía detención del derrame es la principal causa de problemas ambientales serios al verter más hidrocarburos al ecosistema. La academia por intervención y participación de grupos de investigación puede ayudar a crear planes de gestión que pueden mejorarse tras cada aplicación, proponer y aplicar tecnologías para mitigar impactos ambientales al ecosistema y promover la divulgación de la información tanto técnico-científico como social. Por lo descrito las propuestas de intervención son:

- ✓ Invertir en sistemas tempranos de detección de derrames y/o fugas de hidrocarburos en el sistema de oleoductos, poliductos y gasoductos de Colombia.
- ✓ Aplicar mayor número de válvulas de bloqueo de flujo en los poliductos Trasandino y Caño Limón-Coveñas.

- ✓Aplicar sistemas de detección de movimientos de personas próximo a los oleoductos mediante sensores de movimientos remotos automatizados.
- ✓Crear sistemas de flujos terrestres en las zonas próximas a las cuencas hídricas de tal manera que el hidrocarburo vertido al suelo nunca toque el sistema hídrico superficial.
- ✓Divulgar información por parte de los grupos de investigación donde se muestren los impactos ambientales por acciones terroristas a los ductos y las tecnologías aplicadas para reducir el grado de afectación.
- ✓Crear y aplicar acuerdos multilaterales de paz con los distinta autores del conflicto armado en Colombia en pro de reducir considerablemente los atentados a los principales oleoductos del país.
- ✓Robustecer la seguridad civil y territorial de los departamentos del Putumayo, Nariño, Norte de Santander y Arauca, lo que permitiría tener un menor número de incidentes en los principales oleoductos afectados por el terrorismo en Colombia.
- ✓Aplicar programa de socialización sobre los efectos adversos de los derrames de hidrocarburos por acciones de terceros sobre los oleoductos y poliductos del país mediante la participación de líderes de comunidades importantes en las zonas y expertos ambientalistas en zonas donde se presente transporte de hidrocarburos por ductos.
- ✓Incentivar a la población civil la temprana denuncia de posibles atentados terroristas a las autoridades militares correspondientes mediante simples llamadas o mensajes, manteniendo la privacidad de la persona denunciante.

5.Conclusiones

En los últimos 15 años se han ejecutado 270 atentados terroristas a los oleoductos, poliductos y gasoductos de Colombia, de los cuales, los oleoductos Trasandino y Caño Limón-Coveñas son los más afectados. El oleoducto Trasandino desde el año 2005 ha tenido 109 atentados terroristas entre los departamentos Nariño y Putumayo y ha vertiendo 178100 barriles de petróleo al medio ambiente. El oleoducto Caño Limón-Coveñas desde el 2005 ha recibido 109 atentados terroristas entre los departamentos del Norte de Santander, Boyacá y Arauca y ha vertido 499000 barriles de petróleo al medio ambiente.

Los recursos más impactados por los derrames de hidrocarburos son el suelo, agua y flora con 117 atentados terroristas, seguido por suelo y flora con 42 y suelo y agua con 22. Estos recursos son afectados mayormente por los derrames de hidrocarburos en los oleoductos trasandino y Caño Limón-Coveñas con 42,7% y 52,7% de participación respectiva. El grado de afectación para los recursos suelo, agua y flora es de 21 atentados con Muy alta, 32 con alta, 20 con media y 39 sin reportes. El grado de afectación para los recursos suelo y flora es de 4 atentados con Muy alta, 15 con alta, 2 con media y 11 sin reportes. El grado de afectación para los recursos suelo y agua es de 2 atentados con Muy alta, 6 con alta y 11 sin reportes.

En el análisis triple del marco teórico, la información suministrada por la ANLA y la triple hélice sugiere que la mejor manera para reducir los impactos ambientales ocasionados por derrames es mediante acuerdos de paz multilaterales con los distintos partícipes del conflicto armado en Colombia, pues cómo se muestra a partir del año 2016, hubo una reducción en los atentados superior al 70% después del acuerdo de paz del gobierno de Santos. Otra sugerencia es invertir en sistemas tempranos de detección de derrames y/o fugas de hidrocarburos en los

oleoductos Trasandino y Caño Limón-Coveñas, en donde la academia, con ayuda de grupos de investigación puede participar activamente.

6.Recomendaciones

Los años más violentos en Colombia desde 1960 fueron los años 90, sin embargo, no se estudia ese momento histórico del país en la presente investigación, por ende, se recomienda analizar el impacto en los ductos desde 1990 hasta el año 2004.

La presente investigación no profundiza el objeto de los atentados ejecutado por los grupos ilegales, por tal motivo se recomienda analizar tales motivos y con ello proponer posibles soluciones con mayor grado de profundidad.

El 46% de la información recopilada en la presente investigación no categoriza el grado de afectación de los recursos, por tal motivo se recomienda a los profesionales suministrar tal información mediante el sistema VITAL a la ANLA.

7.Referencias Bibliográficas

- Alexander, J., & Wallace, B. (2012). *Sunken Hazards: Aging Oil Pipelines Beneath the Straits of Mackinac, an Ever-present Threat to the Great Lakes*. National Wildlife Federation, Great Lakes Regional Center.
- Alibašić, H. (2018). Evaluating Tools and Resources for Sustainability and Resilience Planning. In *Sustainability and Resilience Planning for Local Governments* (pp. 99-110). Springer, Cham.
- Belvederesi, C., Thompson, M. S., & Komers, P. E. (2018). Statistical analysis of environmental consequences of hazardous liquid pipeline accidents. *Heliyon*, 4(11), e00901.
- Céspedes-Báez, L. M. (2018). Género y memoria histórica: balance de la contribución del CNMH al esclarecimiento histórico. *Género y memoria histórica: balance de la contribución del CNMH al esclarecimiento histórico*, ISBN: 978-958-8944-96-8 (Junio 2018); 116 pp.
- Christopherson, S., & Dave, K. (2014). A new era of crude oil transport: risks and impacts in the Great Lakes Basin.
- Congreso de Colombia. (2012). *Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones*.
- Crosby, S., Fay, R., Groark, C., Smith, J. R., Sullivan, T., Pavia, R., & Shigenaka, G. (2013). *Transporting Alberta oil sands products: defining the issues and assessing the risks*.

- Díaz, A. M., & Torres, F. J. S. (2004). *Geografía de los cultivos ilícitos y conflicto armado en Colombia*. Universidad de los Andes, Facultad de Economía, CEDE.
- Díaz, S. L. C., Prada, C. Z., López, J. B., OTALORA, G. D. R., Cala, J. E. R., Vengoechea, R. C. O., & Ibatá, L. M. (2016). *Dividendos ambientales de la paz Retos y oportunidades para construir una paz sostenible* (No. 015122). Departamento Nacional de Planeación.
- Etzkowitz, H., & Leydesdorff, L. (2000). The dynamics of innovation: from National Systems and “Mode 2” to a Triple Helix of university–industry–government relations. *Research policy*, 29(2), 109-123.
- Keeling, D. J. (2007). Transportation geography: new directions on well-worn trails. *Progress in Human Geography*, 31(2), 217-225.
- Medrano, U. S. (2019). Análisis de la fiscalización ambiental de los derrames de petróleo en el Oleoducto Norperuano desde el enfoque de la regulación.
- NEB (National Energy Board). (2011). Focus on safety and environment a comparative analysis of pipeline performance—2000–2009.
- Oland, C. B., Rose, S. D., Grant, H. L., Lower, M. D., Spann, M. A., Kirkpatrick, J. R., & Sulfredge, C. D. (2012). *Studies for the requirements of automatic and remotely controlled shutoff valves on hazardous liquids and natural gas pipelines with respect to public and environmental safety* (No. ORNL/TM-2012/411). Oak Ridge National Lab. (ORNL), Oak Ridge, TN (United States).

Parfomak, P. W. (2010). *Keeping America's pipelines safe and secure: key issues for congress*. DIANE Publishing.

Podawca, K. (2015). The analysis of socio-spatial availability of gas pipeline infrastructure for communes located in the impact zone of national parks. *Economic and Regional Studies (Studia Ekonomiczne i Regionalne)*, 8(673-2017-2637), 67-79.

Singh, R. P. (2014). *Pipeline integrity handbook*. Elsevier, Incorporated.

Swift, A., Casey-Lefkowitz, S., Shope, E., & Club, S. (2011). *Tar sands pipelines safety risks*. New York: Natural Resources Defense Council.

UPME. (2018). *Plan indicativo de abastecimiento de combustibles líquidos*. Obtenido de: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_liquidos_2018.

Villarraga Sarmiento, Á., & Democrática, F. C. (2016). Los procesos de paz en Colombia, 1982-2014 (Documento resumen).

Winter, J., & Haddad, R. (2014). Ecological impacts of dilbit spills: Considerations for natural resource damage assessment. *Retrieved August, 12, 2018*.