

Análisis del Cumplimiento de los Planes de Contingencias en las Empresas del Sector
Hidrocarburos según los Decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999.

Rubén Fernando González Díaz

Trabajo de Grado para Optar al Título de Ingeniero de Petróleos

Directora

Kathy Margarita Daza Brochero

Magister en Gestión en la Industria de los Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingeniería Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2025

Dedicatoria

Este objetivo cumplido va dedicado a mi creador todopoderoso, mi padre eterno. De manera especial dedico este logro a mi progenitor y padre terrenal, mi bastón en esta vida; a mi madre y vientre biológico, mi iniciadora; a mis hermanos y sus familias, mis compañeros de vida y mi sangre.

“⁸Yo conozco tus obras; he aquí, he puesto delante de ti una puerta abierta, la cual nadie puede cerrar; porque, aunque tienes poca fuerza, has guardado mi palabra, y no has negado mi nombre. ¹¹He aquí, yo vengo pronto; retén lo que tienes, para que ninguno tome tu corona.”

Apocalipsis 3, 8.11.

Agradecimientos

Agradezco a la energía creadora, Dios y esperanza mía por estar conmigo siempre y por la oportunidad de aprender y culminar con éxito esta carrera profesional.

Agradezco a mi padre José Manuel Gonzalez Jaimes, por creer en mí, plasmar sus sueños y sus ideas en mi vida, guiarme y apoyarme durante mi existencia; este título también deriva de su esfuerzo y lleva su nombre.

Agradezco a mi madre Marlene Diaz Pérez por estar siempre conmigo, soportar lo que eso significa, poner mi existencia en manos del Altísimo y apoyarme en el camino.

Agradezco también a mi hermano Edinson y su familia por animarme e infundirme palabras de aliento y esperanza, por ser apoyo y compañía, por ser mi hermano.

A mi hermano Fabian, por ser parte de mi vida, compartir la suya conmigo y ser ayuda.

A mi hermana Yadira y su familia, por apoyarme, ser compañía y ayuda para mi vida.

A mis docentes que me guiaron en este trayecto, en especial al profesor Félix Páez de la escuela de matemáticas; a mi docente directora de tesis, la profe Kathy Daza y su familia; a mis calificadores, los ingenieros Oscar Vanegas y Harving Diaz, y a todos los maestros y directivos que estuvieron guiándome en este camino académico.

A mi escuela de Ingeniería de Petróleos, a su parte administrativa y a todo el personal UIS por estar siempre para mí y brindarme miles de oportunidades.

A mis amigos, compañeros y a todo ser humano que estuvo presente en este camino.

Desde mi corazón.

Muchas Gracias.

Tabla de contenido

Introducción	14
1. Planteamiento del Problema	17
2. Justificación	18
3. Objetivos	19
3.1 Objetivo General	19
3.2 Objetivos Específicos	19
4. Marco Referencial	20
4.1 Marco Teórico	20
4.1.1 Recursos naturales	20
4.1.1.1 Recursos naturales renovables.	20
4.1.1.2 Recursos naturales no renovables.	21
4.1.1.3 Recursos potencialmente renovables.	23
4.1.2 Los hidrocarburos	24
4.1.2.1 Características fisicoquímicas de los hidrocarburos.	25
4.1.2.1.1 Composición química.	25
4.1.2.1.2 Propiedades físicas.	26
4.1.2.1.3 Reactividad química	27
4.1.2.2 Extracción de hidrocarburos.	27
4.1.2.3 Importancia de los hidrocarburos.	28

4.1.2.3.1	Uso y aplicaciones en la industria. -----	28
4.1.2.3.2	Impacto económico y social. -----	29
4.1.3	Consecuencias de los derrames de hidrocarburos sobre el medio ambiente -----	29
4.1.3.1	Efecto del petróleo sobre el agua.-----	30
4.1.3.2	Efecto del petróleo sobre la fauna y la flora. -----	31
4.1.3.3	Efecto del petróleo sobre las aves.-----	32
4.1.4	Principales mecanismos para mitigar los efectos de un derrame. -----	33
4.1.4.1	Desarrollo sostenible.-----	35
4.1.4.1.1	Definición y principios. -----	35
4.1.4.2	Desarrollo sostenible en el sector hidrocarburos.-----	36
4.1.5	Plan nacional de contingencia (PNC)-----	37
4.1.5.1	Componentes de un plan de contingencia.-----	38
4.1.5.1.1	Organización del plan de contingencia:-----	39
4.1.5.1.2	Recursos necesarios para implementar el plan de contingencia:-----	39
4.1.5.2	Mecanismos de respuesta: -----	39
4.1.5.3	Importancia del PNC en la industria. -----	41
4.2	Marco Legal -----	43
4.2.1	Evolución histórica de la normativa .-----	43
4.2.2	Decreto 2190 de 1995.-----	45
4.2.3	Decreto 321 de 1999. -----	46
5.	Metodología-----	46
5.1	Enfoque de la Investigación-----	46
5.2	Tipo de Investigación-----	47

5.3 Instrumentos de Recolección de Datos -----	48
5.4 Metodología de investigación. -----	48
5.5 Metodología de evaluación. -----	49
5.5.1 Estructura de Evaluación -----	49
5.5.1.1 Principios fundamentales. -----	50
5.5.1.2 Ítems y criterios de evaluación. -----	50
5.5.1.2.1 Criterio sobre el plan estratégico. -----	50
5.5.1.2.2 Criterio sobre el plan operativo. -----	51
5.5.1.2.3 Criterio sobre el plan informativo. -----	51
5.5.2 Estimación del grado de desempeño del PDC. -----	51
6. Resultados -----	56
6.1 Cumplimiento Objetivo 1 -----	56
6.1.1 Estudio de casos y antecedentes. -----	56
6.1.1.1 Caso 1: ECOPETROL, Tumaco. -----	56
6.1.1.2 Caso 2: PERENCO, Tumaco. -----	61
6.1.1.3 Caso 3: OCENSA, Golfo de Morrosquillo. -----	64
6.1.1.4 Caso 4: VETRA Y PRODUCCIÓN COLOMBIA, Puerto Asís -----	67
6.1.1.5 Caso 5: ECOPETROL, Lizama. -----	70
6.1.1.6 Caso 6: GRAN TIERRA ENERGY, Mocoa. -----	76
6.1.1.7 Caso 7: MANSAROVAR ENERGY, Puerto Boyacá. -----	80
6.2 Cumplimiento objetivo 2. -----	84
6.2.1 Análisis de casos. -----	84

6.2.1.1 CASO 1. ECOPETROL. LIZAMA.-----	88
6.2.1.1.1 Licencia y PDC-----	89
6.2.1.1.2 Hechos-----	90
6.2.1.1.3 Ubicación satelital -----	92
6.2.1.1.4 Procedimiento y sentencias. -----	92
6.2.1.2 CASO 2. GRAN TIERRA ENERGY, MOCOA-----	96
6.2.1.2.1 Licencia y PDC-----	96
6.2.1.2.2 Hechos-----	97
6.2.1.2.3 Ubicación satelital -----	98
6.2.1.2.4 Procedimiento y sanciones -----	98
6.2.1.3 CASO 3. MANSAROVAR ENERGY. PUERTO BOYACA -----	101
6.2.1.3.1 Licencia y PDC.-----	101
6.2.1.3.2 Hechos-----	102
6.2.1.3.3 Ubicación satelital -----	103
6.2.1.3.4 Procedimiento y sanciones -----	103
6.3 Cumplimiento objetivo 3.-----	107
6.3.1 Análisis de casos. -----	108
6.3.1.1 ECOPETROL – LIZAMA -----	108
6.3.1.1.1 Fallas del PDC.-----	108
6.3.1.1.2 Evaluación del PDC -----	109
6.3.1.1.3 Cálculos -----	109
6.3.1.2 GRAN TIERRA. MOCOA -----	110

6.3.1.2.1 Fallas del PDC.-----	110
6.3.1.2.2 Evaluación del PDC.-----	111
6.3.1.2.3 Cálculos-----	111
6.3.1.3 MANSAROVAR, PUERTO BOYACA-----	112
6.3.1.3.1 Fallas del PDC.-----	112
6.3.1.3.2 Evaluación del PDC-----	113
6.3.1.3.3 Cálculos-----	113
Recomendaciones-----	115
Anexos-----	117
Conclusiones-----	124
Referencias-----	127

Lista de Tablas

Tabla 1. Evolución histórica de la normativa. -----	43
Tabla 2. Metodología de evaluación para medir el grado de desempeño. -----	52
Tabla 3. Rangos y puntos de calificación. -----	53
Tabla 4. Ejemplo de la metodología de calificación. -----	54
Tabla 5. Caso 1: ECOPETROL, Tumaco. -----	56
Tabla 6. Caso 2: PERENCO, Yopal. -----	61
Tabla 7. Caso 3: OCENSA, Golfo de Morrosquillo. -----	64
Tabla 8. Caso 4: VETRA Y PRODUCCIÓN COLOMBIA, Puerto Asís. -----	67
Tabla 9. Caso 5: ECOPETROL, Lizama. -----	70
Tabla 10. Caso 6: GRAN TIERRA ENERGY, Mocoa. -----	76
Tabla 11 Caso 7: MANSAROVAR ENERGY, Puerto Boyacá -----	80
Tabla 12. Licencia Ecopetrol Campo Lisama. -----	89
Tabla 13. Licencia GTE Campo Moqueta -----	96
Tabla 14. Licencia Mansarovar Campo Moriche -----	101
Tabla 15. Evaluación del PDC aplicado por ECOPETROL-Lisama 158.-----	109
Tabla 16. Evaluación del PDC aplicado por GTE-Mocoa. -----	111
Tabla 17. Evaluación del PDC aplicado por MSR-Puerto Boyacá. -----	113
Tabla 18. Licencia de operación de la empresa Mansarovar en Boyacá -----	114

Lista de Figuras

Figura 1. Disposición de las plumas de un ave.-----	32
Figura 2. Condiciones de operación para diversas barreras de contención de derrames. -----	34
Figura 3. Organización de los planes estratégico, operativo e informativo del PNC. -----	46
Figura 4. Derrames totales reportados a la ANLA (2015-2024)-----	84
Figura 5. Procesos sancionatorios ambientales por sectores (2013-2020) -----	85
Figura 6. Multas totales impuestas a empresas del sector por la ANLA (2010-2021)-----	86
Figura 7. Valor total por pagar por multas ambientales según ANLA (2010-2021) -----	87
Figura 8. Eventos totales registrados por la empresa Ecopetrol S.A entre 2018 y 2021. -----	88
Figura 9. Derrames totales reportados por Ecopetrol a la ANLA (2018-2021)-----	89
Figura 10. Ubicación satelital del recorrido de crudo evento ECOPETROL-Lisama 158.----	92
Figura 11. Derrames totales reportados por GTE ante la ANLA (2018-2021) -----	96
Figura 12. Ubicación satelital del recorrido de crudo en el evento GTE-Mocoa -----	98
Figura 13. Derrames totales reportados por MSR ante la ANLA (2018-2021)-----	101
Figura 14. Ubicación satelital del recorrido de crudo en el evento MSR-Puerto Boyacá----	103

Lista de Anexos

Anexo A. Incidentes de derrames reportados por Ecopetrol (2011-2023).-----	117
Anexo B. Incidentes de derrames mayores a 1 Barril reportados Ecopetrol (2011-2023)---	118
Anexo C. Evaluación hecha por CGR del PDC evento OCENSA-Golfo Morrosquillo. ----	119
Anexo D. Procesos sancionatorios activos por la ANLA a la fecha (2023). -----	120
Anexo E. Valor de las multas emitidas a empresas del sector por la CAR (2010-2020)-----	121
Anexo F. Conductas generadoras de sanciones por parte de la ANLA (2010-2021) -----	122

Resumen

Título: Análisis del Cumplimiento de los Planes de Contingencias en las Empresas del Sector Hidrocarburos según los Decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999

Autor: Rubén Fernando González Díaz

Palabras clave: recursos naturales, capacitación, contingencia, hidrocarburos, implementación, supervisión.

Descripción:

Con el fin de hallar una salida a la problemática ocasionada por derrames de hidrocarburos en Colombia y la necesidad de dotar con una herramienta eficiente a las empresas del sector para que puedan defenderse y proteger los recursos naturales ante una eventual emergencia, se ordenó la creación e implementación de un plan de contingencia contra derrames de hidrocarburos mediante los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999; sin embargo, en el transcurso de los años se evidencian múltiples afectaciones al medio ambiente y las comunidades producto de incidentes con derrames de crudo y que no fueron contenidos de manera eficiente. Este estudio analiza el cumplimiento de los planes de contingencia en las empresas del sector hidrocarburos en Colombia, según los Decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999, mediante los cuales se establece la obligación de elaborar e implementar planes de contingencia contra derrames de hidrocarburos y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres. La investigación se centra en los incidentes ocurridos entre los años 2018 y 2021; evalúa el desempeño de los planes de contingencia y su impacto socioambiental. Las conclusiones de este proyecto muestran las principales fallas en la implementación de los planes de contingencia, tales como la falta de capacitación continua del personal, insuficiencia de recursos y equipos adecuados y deficiente coordinación interinstitucional. Basado en los hallazgos, este documento propone medidas para mejorar la supervisión, la capacitación y la disponibilidad de recursos, así como para fortalecer la transparencia y la comunicación durante las emergencias.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Kathy Margarita Daza Brochero, Magister en Gestión en la Industria de los Hidrocarburos.

Abstract

Title: Analysis of Compliance with Contingency Plans in Hydrocarbon Sector Companies According to Decrees 2190 of 1995 and 321 of 1999

Author: Rubén Fernando González Díaz

Key words: natural resources, compliance, contingency, hydrocarbons, implementation, supervision.

Description:

In order to find a solution to the problem caused by oil spills in Colombia and the need to provide companies in the sector with an efficient tool to defend themselves and protect natural resources in the event of an emergency, the creation and implementation of a contingency plan against oil spills was ordered through decrees 2190 of 1995 and 321 of 1999; however, over the years there has been evidence of multiple impacts on the environment and communities as a result of incidents with oil spills that were not efficiently contained. This study analyzes the compliance of contingency plans in companies of the hydrocarbon sector in Colombia, according to Decrees 2190 of 1995 and 321 of 1999, which establish the obligation to prepare and implement contingency plans against spills of hydrocarbons and harmful substances in marine, fluvial and lacustrine waters. The research focuses on incidents that occurred between 2018 and 2021; it evaluates the performance of the contingency plans and their socio-environmental impact. The findings of this project show the main failures in the implementation of contingency plans, such as lack of continuous training of personnel, insufficient resources and adequate equipment, and poor inter-institutional coordination. Based on the findings, this document proposes measures to improve supervision, training and resource availability, as well as to strengthen transparency and communication during emergencies.

* Bachelor Thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering, School of Petroleum Engineering. Director: Kathy Margarita Daza Brochero, Master in Management in the Hydrocarbon Industry.

Introducción

El territorio nacional de Colombia posee una riqueza natural destacada. "Con más de 50.000 especies registradas y cerca de 31 millones de hectáreas protegidas, equivalentes al 15% del territorio nacional, nuestro país ocupa el segundo lugar a nivel mundial en biodiversidad". (Carvajalino, 2021). Colombia es uno de los países con más precipitaciones de agua por año; su geografía alberga gran cantidad del recurso hídrico. "En el listado de los países que cuentan con la mayor cantidad de agua, tres países latinoamericanos están entre los 10 primeros: "Brasil (primer sitio), Colombia (tercero) y Perú (octavo)" (Mundial, 2015). Sin embargo, este no es el único fluido que encuentra alojamiento en la geografía del territorio nacional de Colombia: otro muy importante, conocido como el oro negro, es buscado, extraído, transportado y finalmente comercializado. En este proceso de producción de hidrocarburos existe un peligro latente: el agua y el petróleo son fluidos sumamente importantes para el desarrollo de la vida; lastimosamente no se llevan muy bien. El petróleo contamina el agua y es perjudicial para el medio ambiente. Vasudevan y Rajaram (2001) refieren que los derrames de hidrocarburos afectan de manera directa los ecosistemas debido a la composición química que estos poseen y que resulta tóxica y mortal para los seres vivos; los más afectados por estos eventos son los microorganismos presentes en el medio ambiente y que son de vital importancia para el equilibrio natural de los ecosistemas. Esto genera el peligro potencial no solo de eliminar la potabilidad del líquido vital, sino de afectar de manera drástica la sostenibilidad socioambiental. Lastimosamente, en el transcurso de los años este riesgo se ha convertido en realidad en varias oportunidades, por ejemplo: El derrame de 33 mil toneladas de crudo sobre la bahía de Buenaventura en 1976, los 14 mil barriles sobre la ciénaga en Zapatosa (Cesar) en 1990, los 45 mil barriles de petróleo que terminaron en las aguas de la quebrada San Roque

(Remedios, Antioquia) en 1992 o los 10 mil barriles que llegaron a las quebradas Pinde y Pianulpí en zona rural de Tumaco el 22 de junio de 2015.

Con la necesidad de brindar a las empresas del sector hidrocarburos la capacidad de enfrentarse a cualquier inconveniente que se presente en la operación de sus actividades cotidianas, se decretó la orden de elaborar, desarrollar y adoptar un Plan Nacional de Contingencia (PNC) contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres, mediante la implementación de los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999, decretos que actualmente están derogados por el decreto 1868 de 2021; no obstante, sirven como parámetro para la investigación por el carácter explícito de su contenido. Esta medida regula el compromiso de los entes involucrados con la protección del medio ambiente y las comunidades aledañas donde la industria opera; sin embargo, persisten los eventos devastadores a lo largo de los años, como en Teorama (Norte de Santander), el 12 de febrero de 2019, o el afloramiento del pozo Lisama 158 el 2 de marzo de 2018 en Barrancabermeja (Santander), que dejaron graves consecuencias al equilibrio socioambiental de los territorios, evidenciando las falencias en la implementación de los planes de contingencia.

Considerando los antecedentes y los riesgos inminentes que presenta la operación industrial del sector hidrocarburos en el país, es útil realizar una investigación que describa e interprete los eventos asociados a derrames de hidrocarburos con el objetivo de medir el grado de desempeño en la implementación del PDC por medio de las empresas y con los resultados obtenidos generar conclusiones y recomendaciones para mitigar de alguna manera los efectos futuros que estas contingencias acarrearán al medio ambiente y las comunidades. Por tal motivo, la presente investigación propone una metodología para la evaluación del grado de desempeño en la implementación del PDC, mediante el desarrollo de 3 objetivos o capítulos; en el primero se realiza una investigación histórica y de antecedentes a nivel nacional, se identifican las

empresas responsables y los resultados obtenidos de la elaboración e implementación de planes de contingencia contra derrames según los decretos de estudio y posterior a la entrada en vigor de estos.

Para la segunda parte, se enfoca la investigación en los años de estudio (2018-2021), y se identifican las contingencias que resultaron relevantes y perjudiciales no solo para las comunidades y el medio ambiente, sino también para las empresas responsables de los hechos.

Por último, se realiza la metodología de evaluación y se mide el grado de desempeño de la elaboración e implementación de los planes de contingencia con base en los principios y objetivos estipulados en este, y se concluye de los resultados para brindar recomendaciones que puedan de alguna manera ayudar a mitigar los efectos que se generan cuando ocurren derrames de hidrocarburos.

1. Planteamiento del Problema

En Colombia, la operación de proyectos del sector hidrocarburos es compleja y de alto riesgo; esto ocurre por muchos factores, entre los que se destacan las condiciones sociales, geográficas y climáticas. Solamente la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL S.A) en los años comprendidos entre 2011 a 2023 reporta un total de 4473 incidentes con derrames de crudo debido a problemas netamente operacionales (Anexo A), de los cuales 147 son derrames mayores a 1 barril de crudo (Anexo B), por otra parte, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), reportó entre 2015 y el primer semestre de 2024 un total de 5408 incidentes relacionados con derrames de hidrocarburos (Figura 4), es pertinente aclarar que la mayoría de los eventos son de afectación mínima, no obstante, en los últimos años han ocurrido eventos fuera de control con afectaciones severas y donde la implementación del PNC ha sido ineficiente o nula, estos antecedentes dejan algunas dudas por ejemplo si ¿las empresas del sector hidrocarburos que operan en el país cumplen con la normativa para la creación e implementación de los planes de contingencia según los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999 y si esta normativa es eficiente? La investigación y posterior respuesta de esta pregunta nos llevará a determinar el grado de desempeño socioambiental de los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999, identificando las falencias, ventajas y desventajas derivadas del proceso de implementación del PDC y concluyendo su efectividad, para finalizar con unas recomendaciones con el objetivo de mitigar los daños frente a estos sucesos.

2. Justificación

El territorio colombiano presenta un reto constante para las empresas petroleras. Condiciones complejas como una geografía desafiante y un conflicto armado que lleva más de 50 años hacen las cosas más difíciles. Un derrame de crudo puede generar daños irreparables tanto al medio ambiente como a las comunidades y empresas mismas. Con el fin de proporcionar a las empresas medidas de contención ante estos imprevistos, surge el (Decreto 2190, 1995), en el cual se obliga a la creación de un plan nacional de contingencia y se presentan las entidades encargadas de llevar a cabo esta actividad. Posterior a este se creó el (Decreto 321, 1999), donde se adopta el PNC y se plantean, entre otras cosas, los objetivos y las condiciones en las que debe actuar. Finalmente, se crea el (Decreto 1868, 2021) que deroga los anteriores; sin embargo, su estructura es similar. Desafortunadamente, esta legislación y esfuerzo parece no ser suficiente y es que el daño socioambiental no cesa y es irreparable, como también las afectaciones económicas y de licenciamiento a las empresas. Con base en este riesgo inminente, es de suma importancia medir el grado de desempeño socioambiental que genera la implementación de los decretos 321 y 2190, además de analizar el cumplimiento de estos por parte de las empresas del sector hidrocarburos entre los años 2018 y 2021. Este sesgo de tiempo hace pertinente el estudio con base en los decretos derogados debido al carácter explícito de los mismos y la temporalidad de su vigencia con los hechos ocurridos e investigados.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Analizar el cumplimiento de realizar, socializar y ejecutar los planes de contingencias en las empresas del sector de hidrocarburos, según los Decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999, como evidencia comparativa de las situaciones de desastres ambientales que se han presentado en la industria durante el periodo 2018-2021.

3.2 Objetivos Específicos

- ❖ Analizar el proceso de cumplimiento de planes de contingencias en las empresas del sector hidrocarburos, para identificar las posibles fallas en su implementación y de esta manera proponer recomendaciones según los Decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999.
- ❖ Identificar aquellos casos más relevantes en el periodo 2018-2021 que han conllevado a la pérdida, suspensión o sanción de las empresas, por el incumplimiento de no tener bien implementados los planes de contingencias.
- ❖ Medir el grado de desempeño socioambiental de los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999, identificando las ventajas y desventajas que brinda a las empresas de la industria y proponer posibles soluciones para mitigar estos impactos.

4. Marco Referencial

4.1 Marco Teórico

4.1.1 Recursos naturales

La definición de recursos naturales comprende todos aquellos elementos y procesos que se encuentran en la naturaleza y que pueden ser aprovechados por los seres humanos para satisfacer diversas necesidades. Estos recursos son esenciales para la vida y el bienestar de las sociedades, ya que proporcionan materias primas, alimentos, energía y servicios ecosistémicos que son fundamentales para el desarrollo humano y económico (Gárate et al, 2020).

Los recursos naturales no solo son materiales físicos, como el suelo, el agua y los minerales, sino que también incluyen procesos biológicos y ecológicos que mantienen la vida en la Tierra. Estos procesos, como la fotosíntesis, la polinización, la regulación del clima y el ciclo del agua son fundamentales para el funcionamiento de los ecosistemas y para la producción de bienes y servicios que son vitales para los seres humanos (Gárate et al, 2020).

La importancia de los recursos naturales radica en su capacidad para sostener la vida y las actividades humanas. Por esta razón, la gestión y conservación de estos recursos son cruciales para lograr un desarrollo sostenible (Camacho Soliz, 2019).

4.1.1.1 Recursos naturales renovables. Los recursos naturales renovables son aquellos que se regeneran de manera natural en un periodo de tiempo relativamente corto, lo que permite su uso continuo sin riesgo de agotamiento a largo plazo si se gestionan adecuadamente (Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, s.f.).

Los recursos naturales renovables se consideran recursos que abundan; su regeneración rápida hace creer que son inacabables. Algunos de los recursos considerados como renovables son los siguientes:

Energía solar: La energía solar se obtiene del sol y es una fuente de energía prácticamente inagotable en la escala de tiempo humana. Los paneles solares capturan la luz del sol y la convierten en electricidad a través de células fotovoltaicas. Esta forma de energía es especialmente valiosa porque no produce emisiones contaminantes y su tecnología ha avanzado significativamente, haciéndola cada vez más eficiente y accesible (National Geographic, 2010).

Energía eólica: La energía eólica se genera a partir del viento. Los aerogeneradores convierten la energía cinética del viento en energía eléctrica. La energía eólica es otra fuente de energía limpia y renovable que ha crecido rápidamente en las últimas décadas. La instalación de parques eólicos en zonas con vientos constantes puede proporcionar una fuente de energía estable y sostenible (UNAM, s.f.).

Biomasa: La biomasa se refiere a la materia orgánica que proviene de plantas y animales. Esta materia puede ser utilizada para producir energía a través de procesos como la combustión, la digestión anaeróbica y la gasificación. La biomasa incluye residuos agrícolas, residuos forestales y cultivos energéticos. Al ser un recurso renovable, su utilización contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y a minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero (UNAM, s.f.).

Energía hidroeléctrica: La energía hidroeléctrica se genera a partir del agua en movimiento, generalmente utilizando presas para crear un flujo controlado que haga girar turbinas y genere electricidad. Este tipo de energía es muy eficiente y puede proporcionar una fuente constante de electricidad. Sin embargo, la construcción de grandes presas puede tener impactos ambientales y sociales significativos, por lo que su desarrollo debe planificarse cuidadosamente (UNAM, s.f.).

4.1.1.2 Recursos naturales no renovables.

A diferencia de los recursos renovables que parecen infinitos, los recursos naturales no renovables tienen una disponibilidad limitada en el tiempo. Estos recursos no pueden ser

producidos, cultivados, regenerado o reutilizados a una escala tal que logre sostener su tasa de consumo, toda vez que la naturaleza no puede regenerarlos en periodos geológicos cortos. La velocidad de regeneración de este tipo de recursos es nula o casi nula para la percepción humana (Astorga & Valdés, 2021, p.351).

Petróleo: Como explican Astorga & Valdés (2021), los hidrocarburos son uno de los recursos no renovables más importantes y se usan como fuente principal de energía en muchas industrias y materia prima para una variedad de productos. Se extrae de yacimientos subterráneos y se refina para producir gasolina, diésel, plásticos, entre otros productos. La dependencia global del petróleo plantea serios desafíos, como el cambio climático, la contaminación y la eventual escasez del recurso.

Gas natural: El gas natural es un combustible fósil compuesto principalmente por metano. Se utiliza para generar electricidad, calentar hogares y como materia prima en la industria química. Aunque es más limpio en términos de emisiones de carbono en comparación con el petróleo y el carbón, su extracción y uso todavía contribuyen al cambio climático y pueden causar daños ambientales, especialmente cuando se utiliza la técnica de fracturación hidráulica (Astorga & Valdés, 2021).

Carbón: El carbón es uno de los recursos no renovables más antiguos y ampliamente utilizados para la generación de energía. Su combustión libera grandes cantidades de dióxido de carbono y otros contaminantes, lo que lo convierte en una de las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero. La minería de carbón también causa destrucción de paisajes y problemas de salud en las comunidades cercanas a las minas (Astorga & Valdés, 2021).

Minerales metálicos y no metálicos: Los minerales metálicos incluyen recursos como el hierro, el cobre, el oro y el aluminio, importantes para la construcción, la manufactura y la tecnología. La extracción de estos minerales a menudo implica grandes operaciones mineras

que pueden tener impactos ambientales significativos, incluyendo la deforestación, la contaminación del agua y la degradación del suelo (Astorga & Valdés, 2021).

4.1.1.3 Recursos potencialmente renovables. Los recursos llamados potencialmente renovables son los que tienen la posibilidad de regenerarse si se gestionan de manera sostenible; por el contrario, si su uso es desmedido pasan a ser recursos no renovables. Por ejemplo, el agua se considera renovable si se administra de buena forma, sin embargo, su uso desproporcionado puede tener una tasa mayor a la recarga natural y generar el desabastecimiento. Algunos de los recursos considerados potencialmente renovables son los siguientes:

Agricultura: La agricultura es una actividad fundamental que produce alimentos y materias primas para la humanidad. Si se gestiona de manera sostenible, mediante prácticas como la rotación de cultivos, la agricultura orgánica y el uso eficiente del agua, la agricultura puede ser un recurso renovable (Chilán et al., 2021). **Pesca:** La pesca es otra actividad económica esencial que proporciona proteínas y medios de vida para millones de personas. La pesca sostenible se basa en la regulación consciente de la cantidad de peces que se capturan, con el objetivo de no desaparecer la especie del ecosistema y permitir de las poblaciones de peces más jóvenes puedan crecer y regenerar el medio. El uso indiscriminado de los recursos pesqueros ha llevado a la extinción de varias especies y el deterioro del hábitat marina. (Chilán et al., 2021). **Silvicultura:** La silvicultura es un término que hace referencia al manejo y explotación de los recursos que tiene que ver con productos forestales, el desarrollo sostenible en esta industria requiere de prácticas como la reforestación, la gestión de la biodiversidad y la conservación de los ecosistemas. La tala indiscriminada de árboles ayuda a la degradación del suelo y altera negativamente del ciclo del agua (Chilán et al., 2021).

4.2 Los hidrocarburos

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados principalmente por átomos de carbono e hidrógeno. Los hidrocarburos son recursos que representan la base de los recursos energéticos que se utilizan en la vida cotidiana y en diversas industrias. La importancia de los hidrocarburos radica en su capacidad para almacenar y liberar energía, lo que los convierte en fuentes de combustibles esenciales como el petróleo y el gas natural (Arteaga, 2014).

Los hidrocarburos se crean a partir de la deposición de grandes cantidades de materia orgánica, principalmente algas y plantas acuáticas, que se acumula en el fondo de los océanos y otros cuerpos de agua (Arteaga, 2014).

Estos materiales orgánicos enterrados por millones de años son sometidos a condiciones de alta presión y temperatura debido al movimiento de las placas tectónicas y la acumulación de sedimentos. En este periodo de tiempo la materia orgánica sufre transformaciones químicas complejas y que forman hidrocarburos. Este proceso de transformación se conoce como diagénesis y catagénesis, y son las etapas en donde la materia orgánica se convierte primero en querógeno y luego en petróleo y gas natural (Arteaga, 2014).

El contenido energético de los hidrocarburos proviene del sol; la naturaleza tiene la tarea de almacenar la energía en los procesos fotosintéticos. Después, gracias a las diversas técnicas de producción y refinado de hidrocarburos, esta energía se utiliza como principal medio de transporte. También es pertinente indicar que en el proceso de separación de sus componentes se generan más de 2000 derivados que resultan beneficiosos en numerosas industrias.

4.2.1.1 Características fisicoquímicas de los hidrocarburos. Los hidrocarburos se consideran compuestos orgánicos, basados en átomos de carbono unidos con átomos de hidrógeno. Poseen diversas estructuras moleculares que permiten una cantidad de aplicaciones industriales. Se conocen más de 2000 derivados resultantes de su descomposición y debido a la gran demanda que las industrias poseen sobre este recurso, su valor comercial ha sido históricamente alto y se le conoce como el oro negro.

4.2.1.1.1 Composición química. El petróleo crudo varía mucho en su composición, lo cual depende del tipo de yacimiento de origen, pero en promedio se considera que contiene entre 83 y 86% de carbono y entre 11 y 13% de hidrógeno. Mientras mayor sea el contenido de carbón en relación con el del hidrógeno, mayor es la cantidad de productos pesados que tiene el crudo. Esto depende de la antigüedad y de algunas características de los yacimientos. Mientras más viejos son, tienen más hidrocarburos gaseosos y sólidos y menos líquidos entran en su composición (Celis Hidalgo, 2009, p.24). La composición química de los hidrocarburos se basa en la combinación de átomos de carbono e hidrógeno (Servicio Geológico Mexicano, 2017). Dependiendo de la disposición y el tipo de enlaces entre estos átomos, los hidrocarburos pueden clasificarse en diferentes grupos:

- **Alcanos:** Los alcanos son hidrocarburos saturados que contienen solo enlaces simples entre los átomos de carbono, su estructura simple los hace más estables y son útiles como combustibles y lubricantes (Servicio Geológico Mexicano, 2017).
- **Alquenos:** Los alquenos son hidrocarburos insaturados que contienen uno o más enlaces dobles entre los átomos de carbono. Son más reactivos que los Alcanos y se puede mencionar al etileno como ejemplo (Servicio Geológico Mexicano, 2017).
- **Alquinos:** Los alquinos son hidrocarburos insaturados que contienen uno o más enlaces triples entre los átomos de carbono. Su reactividad es aún mayor que los anteriores y sus

aplicaciones industriales son principalmente la soldadura y el corte de metales (Servicio Geológico Mexicano, 2017).

- **Hidrocarburos aromáticos:** Los hidrocarburos aromáticos contienen anillos de carbono con enlaces conjugados, como el benceno (C₆H₆). Estos compuestos tienen propiedades químicas únicas debido a la estabilización de los electrones pi en el anillo (Servicio Geológico Mexicano, 2017).

Los componentes más tóxicos o venenosos del petróleo son los compuestos volátiles (esos compuestos que se evaporan a bajas temperaturas) y los compuestos solubles en agua (capaces de disolverse en agua). Sin embargo, los productos refinados del petróleo (gasolina, kerosén, asfalto, aceite combustible, y otros productos petroquímicos) no son naturales. Debido a esto, existen pocos agentes naturales, como bacterias, capaces de descomponerlos (Celis Hidalgo, 2009, p.24).

4.2.1.1.2 Propiedades físicas. Las propiedades físicas de los hidrocarburos varían ampliamente dependiendo de su estructura molecular. A continuación, se describen algunas de las propiedades físicas más importantes:

- **Densidad:** La densidad de los hidrocarburos varía dependiendo de su tipo y tamaño molecular. En general, los hidrocarburos son menos densos que el agua, lo que permite que los hidrocarburos líquidos y gaseosos floten sobre el agua. (Servicio Geológico Mexicano, 2017).
- **Punto de ebullición y fusión:** Los puntos de ebullición y fusión de los hidrocarburos dependen de la longitud de la cadena de carbono y del tipo de hidrocarburo. A medida que la longitud de la cadena aumenta, los puntos de ebullición y fusión también aumentan (Servicio Geológico Mexicano, 2017).
- **Solubilidad:** Los hidrocarburos son generalmente no polares, lo que significa que no se disuelven bien en agua, que es una sustancia polar. Sin embargo, los hidrocarburos son

solubles en disolventes orgánicos no polares, como el éter y el benceno. Esta propiedad es importante en la industria petroquímica para la separación y purificación de diferentes fracciones de hidrocarburos (Servicio Geológico Mexicano, 2017).

- **Viscosidad:** La viscosidad de un hidrocarburo es una medida de su resistencia al flujo. Los hidrocarburos de cadena larga y los compuestos con estructuras complejas tienden a tener viscosidades más altas que los hidrocarburos de cadena corta. (Servicio Geológico Mexicano, 2017).
- **Volatilidad:** La volatilidad de los hidrocarburos se refiere a su tendencia a evaporarse a temperatura ambiente. Los hidrocarburos de cadena corta y los compuestos con enlaces múltiples tienden a ser más volátiles. (Servicio Geológico Mexicano, 2017).

4.2.1.1.3 Reactividad química La reactividad de los hidrocarburos está determinada por su estructura y el tipo de enlaces presentes. Como lo plantea (Navarro, 2018), según el autor, los alcanos, con sus enlaces simples de carbono-carbono, son relativamente estables y menos reactivos. En contraste, los alquenos y alquinos, con sus enlaces dobles y triples, son más reactivos debido a la mayor energía almacenada en estos enlaces. Los hidrocarburos aromáticos también tienen una reactividad única debido a la estabilidad del anillo bencénico, lo que permite reacciones de sustitución electrofílica en lugar de adición.

4.2.1.2 Extracción de hidrocarburos.

Los hidrocarburos se encuentran en depósitos subterráneos, conocidos como yacimientos donde el fluido se contiene debido a las condiciones naturales del medio. Estos yacimientos pueden estar localizados en tierra firme o en el fondo del océano y para extraer el crudo se usan diversas técnicas de perforación (García & Guerrero, 2022). Para llevar el fluido desde el yacimiento hasta la superficie se emplean diferentes métodos de extracción; dependiendo de las condiciones particulares de cada caso, algunas de estas técnicas generan el riesgo inminente de derrames debido a la complejidad de su aplicación.

4.2.1.3 Importancia de los hidrocarburos. Los derivados de los hidrocarburos son recursos que tienen una importancia muy grande en las industrias actuales y el funcionamiento de la sociedad moderna. Este recurso no renovable de origen orgánico son la base de muchas actividades industriales como por ejemplo la industria química y farmacéutica, por ende, son esenciales para el desarrollo óptimo de la vida y las economías mundiales.(Cornejo, 2014).

4.2.1.3.1 Uso y aplicaciones en la industria. Los hidrocarburos tienen múltiples aplicaciones en diversas industrias debido a sus propiedades energéticas y químicas. Las principales aplicaciones son por supuesto los compuestos derivados como la turbosina y nafta que hacen parte de los combustibles que mueven el mundo, también podemos destacar la industria petroquímica , farmacéutica y también las industrias plásticas.

Energía: La principal aplicación de los hidrocarburos es como fuente de energía. El petróleo, el gas natural y el carbón son los combustibles fósiles más utilizados para la generación de electricidad, el transporte y la calefacción (Cornejo, 2014).

Industria petroquímica: La industria petroquímica utiliza hidrocarburos como materia prima para la fabricación de productos químicos. El etileno y el propileno, derivados del petróleo y el gas natural, son los bloques de construcción más importantes para la producción de plásticos como el polietileno y el polipropileno (Cornejo, 2014).

Productos derivados: Los hidrocarburos son esenciales para la fabricación de una amplia gama de productos derivados que se utilizan en la vida cotidiana. Estos productos incluyen plásticos, caucho sintético, fibras textiles, productos farmacéuticos y cosméticos (Cornejo, 2014).

4.2.1.3.2 Impacto económico y social. El impacto económico y social de los hidrocarburos es significativo. Su explotación y uso generan importantes beneficios económicos, incluyendo la creación de empleo, el aumento de los ingresos fiscales y el impulso al crecimiento económico.

Generación de empleo: La industria de los hidrocarburos es una de las principales fuentes de empleo en muchos países. Desde la exploración y extracción hasta el refinado y la distribución, el sector de los hidrocarburos emplea a millones de personas en todo el mundo. (Martínez, 2018). Además, la industria petroquímica y las industrias relacionadas con la producción de productos derivados también generan numerosos empleos indirectos.

Ingresos fiscales: Los hidrocarburos son una fuente importante de ingresos fiscales para muchos gobiernos. Los impuestos y regalías sobre la extracción y producción de petróleo y gas natural representan una porción significativa del presupuesto en numerosos países exportadores de petróleo (Martínez, 2018).

Crecimiento económico: La disponibilidad y el acceso a hidrocarburos baratos y abundantes han sido fundamentales para el desarrollo industrial y el crecimiento económico. La energía accesible y asequible proporcionada por los hidrocarburos ha impulsado la industrialización, facilitando la producción a gran escala y el transporte eficiente de bienes y personas (Martínez, 2018).

4.2.2 Consecuencias de los derrames de hidrocarburos sobre el medio ambiente

4.2.2.1 Efecto del petróleo sobre el agua. Cuando se vierte petróleo en el mar, la mancha de aceite se extiende en una superficie cada vez mayor hasta llegar a formar una capa muy extensa, de un espesor muy delgado. Se estima que en el transcurso de 1½ horas, 1 m³ de petróleo puede llegar a formar una mancha de 100 m de diámetro y 0,1 mm de espesor. Una gran parte del petróleo (sobre el 60%) se evapora. El petróleo evaporado es descompuesto por fotooxidación en la atmósfera. Del crudo que queda en el agua, una parte sufre fotooxidación, otra parte se disuelve en el agua (esto es lo más peligroso), y lo que queda forma una gelatina de agua y aceite que se convierte en bolas de alquitrán densas, semisólidas, con aspecto asfáltico (Celis Hidalgo, 2009, p.24).

Los efectos del petróleo sobre los ecosistemas marinos dependen de varios factores, entre los que se cuentan: tipo de petróleo (crudo o refinado), cantidad, distancia del sitio contaminado con la playa, época del año, condiciones atmosféricas, temperatura media del agua y corrientes oceánicas (Celis Hidalgo, 2009, p.24).

El petróleo forma con el agua una capa impermeable que obstaculiza el paso de la luz solar que utiliza el fitoplancton para realizar el proceso de la fotosíntesis, interfiere el intercambio gaseoso, cubren la piel y las branquias de los animales acuáticos provocándoles la muerte por asfixia. Los hidrocarburos orgánicos volátiles matan inmediatamente a varios tipos de organismos acuáticos, especialmente en etapa larvaria. En las aguas calientes se evapora a la atmósfera la mayor parte de este tipo de hidrocarburos en uno o dos días, pero en las aguas frías este proceso puede tardar hasta una semana. Los componentes pesados del petróleo se hunden hasta el fondo del mar y pueden matar organismos que habitan en las profundidades como los cangrejos, ostras, mejillones y almejas. Además, los que quedan vivos no son adecuados para su consumo (Celis Hidalgo, 2009, p.25).

4.2.2.2 Efecto del petróleo sobre la fauna y la flora. El petróleo o cualquier tipo de hidrocarburos, crudo o refinado, daña los ecosistemas, produciendo uno o varios de los efectos que se mencionan a continuación:

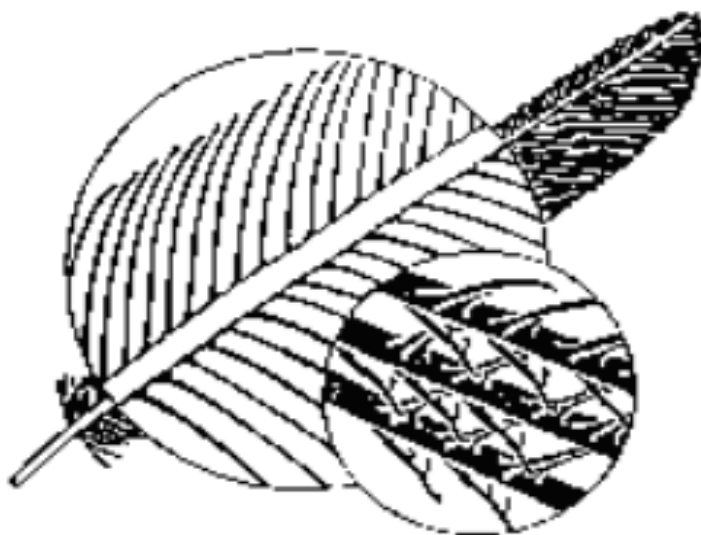
- Muerte de los organismos por asfixia.
- Muerte de los organismos por envenenamiento, sea por absorción, o por contacto.
- Muerte por exposición a los componentes tóxicos del petróleo, solubles en agua.
- Destrucción de los organismos jóvenes o recién nacidos.
- Disminución de la resistencia o aumento de infecciones en las especies, especialmente avifauna, por absorción de ciertas cantidades subletales de petróleo.
- Efectos negativos sobre la reproducción y propagación a la fauna y flora marina.
- Destrucción de las fuentes alimenticias de las especies superiores.
- Incorporación de carcinógenos en la cadena alimentaria (Celis Hidalgo, 2009, p.24).

Las arenas de las playas se afectan físicamente, donde el petróleo allí depositado mata a un sinnúmero de especies de invertebrados y vertebrados que viven en la arena y que está afecta a las mareas. También el fondo del mar, donde se produjo el derrame, se ve afectado, pues el crudo, si bien inicialmente flota, después de algunas horas se hunde alcanzando la zona bentónica. Allí viven una serie de organismos de todo tipo que son asfixiados por esta capa de crudo que cae desde la superficie. Algunos componentes químicos del petróleo pueden interferir con algunas sustancias químicas como las feromonas que los animales marinos secretan para llevar a cabo procesos vitales y de comunicación. Estos compuestos químicos les sirven para realizar diferentes procesos, como escapar de los animales de presa, atracción sexual, selección de su hábitat y la alimentación (Celis Hidalgo, 2009, p.26).

4.2.2.3 Efecto del petróleo sobre las aves. Como lo menciona Celis Hidalgo en su investigación en (2009), las aves son los animales que mayormente se ven afectados cuando ocurre un derrame de crudo; esto se debe principalmente a la composición de su cuerpo cubierto de plumas. Los efectos causados por el crudo sobre estas especies pueden verse a simple vista.

Hipotermia: Un ave saludable tiene una temperatura corporal de 41 °C, que mantiene constante gracias a la energía obtenida del alimento que consume regularmente. Las plumas de un ave están finamente ordenadas, de tal modo que el agua no puede penetrar, escurriendo a través de la superficie del plumaje, tal como sucede con el agua de lluvia que escurre sobre las tejas que conforman el tejado de una casa (Celis Hidalgo, 2009, p.27).

Figura 1. Disposición de las plumas de un ave.



Nota: La imagen muestra la forma como se empaquetan las plumas de un ave, tomado de Efectos de los derrames de petróleo sobre los hábitats marinos (p.27), por Celis Hidalgo, J, 2009, Ciencia Ahora, 12 (24).

En el caso de las aves, se producen efectos agudos debido a que el petróleo que se adhiere a sus plumas altera el balance termal. El petróleo adherido a las plumas del ave causa una reducción en las propiedades repelentes al agua del plumaje, haciendo que el agua penetre el plumaje y desplazando la capa aislante de aire, en cuyo caso el ave puede morir por

hipotermia en un ambiente frío. Este efecto es especialmente activado cuando el ave se emperejila el plumaje, como lo hacen habitualmente para mantener limpias sus plumas, mecanismo que ayuda al petróleo a desparramarse por el plumaje y luego penetrar a través de él. El ave contaminada al entrar en contacto con el agua fría no puede compensar la pérdida de calor y muere de frío. (Celis Hidalgo, 2009, p.28).

Otros de los efectos que se evidencian en las aves son la ceguera y la dificultad para volar, en algunos casos estas afectaciones al no ser tratadas con tiempo conllevan a la muerte del animal por inanición u otro aspecto relacionado con la dificultad que presenta.

4.2.3 Principales mecanismos para mitigar los efectos de un derrame.

- **Contención y recogida:** Es una técnica de las más usadas y consiste en rodear el petróleo vertido con barreras para luego recuperarlo mediante raseras o espumaderas que succionan y separan el petróleo del agua por alguno de los siguientes procesos: bombeo por aspiración, centrifugación, adherencia a tambor o discos giratorios y fibras absorbentes. (Celis Hidalgo, 2009, p.29).
- **Dispersantes:** Los dispersantes, como su nombre lo indica son sustancias químicas como los detergentes. Su principal objetivo es romper las uniones entre los átomos de los hidrocarburos con el fin de generar gotas que puedan ser absorbidas o recogidas.
- **Incineración:** Quemar el petróleo derramado suele ser una forma eficaz de hacerlo desaparecer. En circunstancias óptimas se puede eliminar el 95% del vertido. El principal problema de este método es que produce grandes cantidades de humo negro y gases de efecto invernadero. (Celis Hidalgo, 2009, p.29).
- **Biodegradación:** En la naturaleza existen microorganismos (bacterias y hongos, principalmente) que se alimentan de los hidrocarburos y los transforman en otras sustancias químicas no contaminantes. Este proceso natural se puede acelerar aportando nutrientes y oxígeno que facilitan la multiplicación de las bacterias. (Celis Hidalgo, 2009, p.29).

- Limpieza de las costas:** En ocasiones se usan chorros de agua caliente a presión para arrastrar el petróleo desde la línea de costa al agua. Este método suele hacer más mal que bien porque entierra el hidrocarburo más profundamente en la arena y mata todo ser vivo de la playa. Se usó extensamente en el accidente del Exxon Valdez debido a que la opinión pública exigía la limpieza y este método deja aparentemente la playa con un aspecto casi normal. Pero luego se comprobó que las zonas que se habían dejado para que se limpiaran de forma natural, al cabo de unos meses estaban en mejores condiciones que las que se habían sometido al tratamiento, demostrando que las medidas de corto plazo no deben imponerse a planteamientos ecológicos más importantes en el largo plazo. (Celis Hidalgo, 2009, p.29).
- Dejar que la naturaleza actúe por sí sola:** En los vertidos en medio del océano, o en aquellos en que la limpieza es difícil y poco eficaz, lo mejor es dejar que la acción de las olas, la fotooxidación y otras acciones naturales, acaben solucionando el problema. (Celis Hidalgo, 2009, p.29).

Figura 2. Condiciones de operación para diversas barreras de contención de derrames.

	Flotadores planos	Flotadores cilíndricos rellenos de espuma	Flotadores cilíndricos inflables	Flotadores cilíndricos autoinflables
Flotabilidad	-	+	+	+
Balanceo	-	+	+	+
Oscilación vertical	-	+	+	+
Espacio de almacenaje	+	-	+	+
Tiempo de despliegue	+	+	-	+

Nota: La figura muestra las condiciones de operación para los tipos de barreras de contención contra derrames de crudo, tomado de Criterios selección barreras contención derrames, por Muñoz, E. (2024, 4 enero), MARKLEEN. Markleen.

4.2.3.1 Desarrollo sostenible.

Con la necesidad de equilibrar el uso de los recursos y su disponibilidad futura, el concepto de desarrollo sostenible ha ganado mayor importancia en el transcurso de los últimos años. El enfoque del desarrollo sostenible es garantizar que se puedan satisfacer las necesidades mediante el uso de los recursos naturales en la actualidad y que estos no hagan falta en los años venideros (Rodríguez & Flores, 2022).

4.2.3.1.1 Definición y principios.

Como plantea Rodríguez & Flores (2022), el desarrollo sostenible se define como una evolución equitativa y busca satisfacer las necesidades sin comprometer la disponibilidad de los recursos a futuro. Esta definición comprende 3 pilares principales.

- **Pilar económico:** El progreso económico es crucial para elevar los estándares de vida y disminuir la pobreza. No obstante, es necesario alcanzarlo sin agotar los recursos naturales ni provocar daños irreparables al medio ambiente. Fomentar la eficiencia energética, la innovación tecnológica y la implementación de prácticas industriales limpias son elementos clave para alcanzar el desarrollo económico sostenible. (Rodríguez & Flores, 2022).
- **Pilar social:** La equidad social es una clave del desarrollo sostenible. Su objetivo es asegurar que los beneficios del desarrollo económico se distribuyan equitativamente y que todas las personas tengan acceso a la educación, la salud y el crecimiento personal, como también el respeto por los derechos humanos y la participación ciudadana (Rodríguez & Flores, 2022).
- **Pilar ambiental:** Para Rodríguez & Flores (2022), este pilar es fundamental para la sostenibilidad. En este apartado se debe proteger el medio ambiente, incluyendo la

conservación de la biodiversidad, la gestión sostenible de los recursos naturales y la reducción de la contaminación y el efecto invernadero. Las prácticas de desarrollo sostenible deben reducir el impacto ambiental y promover la restauración de ecosistemas afectados.

4.2.3.2 Desarrollo sostenible en el sector hidrocarburos. La industria de hidrocarburos ha sido un motor clave del desarrollo económico mundial, proporcionando la energía que moviliza el mundo y materias primas esenciales para diversas industrias. Lastimosamente, también ha aportado desafíos significativos en términos de sostenibilidad ambiental y social debido al riesgo de su operación. El equilibrio de la explotación de los recursos con la conservación del medio ambiente es un desafío crítico para el desarrollo sostenible (Cepeda & Mojica, 2023).

- **Explotación responsable:** La extracción de petróleo y gas debe llevarse a cabo de forma responsable, reduciendo al mínimo los efectos negativos en el medio ambiente y la sociedad. Esto implica utilizar tecnologías y métodos que disminuyan las emisiones de contaminantes, gestionar los desechos de forma apropiada y preservar los ecosistemas vulnerables. Las compañías deben seguir normativas ambientales rigurosas y acatar pautas mundiales de responsabilidad empresarial. (Cepeda & Mojica, 2023).
- **Conservación y restauración:** El sector hidrocarburos debe comprometerse y contribuir a la conservación del medio ambiente, realizando prácticas como la recuperación de áreas afectadas por derrames de petróleo y la protección de ecosistemas cercanos en riesgo latente (Cepeda & Mojica, 2023).
- **Transición energética:** Cepeda & Mojica (2023), refieren que un aspecto crucial en el desarrollo sostenible es la transición hacia fuentes de energía más limpias y renovables. Aunque los hidrocarburos seguirán siendo una parte importante de los recursos que serán utilizados debido a la variedad de aplicaciones que posee, en el futuro cercano, es esencial

invertir en energías renovables como la solar, eólica e hidroeléctrica (Cepeda & Mojica, 2023).

El desarrollo sostenible persigue el balance entre el desarrollo económico y la justicia socioambiental, facilitando la preservación de los recursos a largo plazo y su uso en el futuro. En el sector petrolero, esto significa adoptar prácticas responsables para la preservación y recuperación de los recursos naturales, y fomentar la transición hacia fuentes de energía más amables con el medio ambiente.

4.2.4 Plan nacional de contingencia (PNC)

El Objetivo General del Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres que será conocido con las siglas – PNC – es servir de instrumento rector del diseño y realización de actividades dirigidas a prevenir, mitigar y corregir los daños que éstos puedan ocasionar, y dotar al Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres de una herramienta estratégica, operativa e informática que permita coordinar la prevención, el control y el combate por parte de los sectores público y privado nacional, de los efectos nocivos provenientes de derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en el territorio nacional, buscando que estas emergencias se atiendan bajo criterios unificados y coordinados (Decreto 321,1999, Artículo 3)

Los planes de contingencia son herramientas fundamentales para la gestión de riesgos y la preparación ante eventos que generan riesgos al ecosistema. Estos planes establecen estrategias y procedimientos para que las organizaciones puedan responder de manera efectiva a situaciones de emergencia, minimizando los impactos negativos y asegurando la continuidad operativa (Secretaría de Ambiente, s.f.).

Algunos de los objetivos que plantea la secretaría de ambiente sobre los planes de contingencia son los siguientes:

Prevenir desastres: Implementar medidas de prevención para reducir la probabilidad de que ocurra una emergencia; esto puede necesitar la implementación de estándares de seguridad, el mantenimiento regular de equipos y la capacitación del personal (Secretaría de Ambiente, s.f.).

Mitigar impactos: Minimizar los efectos adversos de un desastre, mediante la preparación adecuada y la implementación de medidas de mitigación, como, por ejemplo, el diseño de infraestructuras resistentes, la creación de barreras de contención y la planificación de rutas de evacuación. (Secretaría de Ambiente, s.f.).

Responder eficazmente: La respuesta oportuna y efectiva para mitigar los efectos. Establecer procedimientos claros para una respuesta rápida y eficiente en caso de emergencia (Secretaría de Ambiente, s.f.). Esto incluye la movilización de recursos, la coordinación de equipos de respuesta y la comunicación efectiva con todas las partes involucradas.

Recuperar operaciones: Facilitar la restauración rápida y efectiva de las operaciones normales después de un desastre. Esto implica la implementación de planes de recuperación y la realización de evaluaciones postcrisis para determinar las condiciones de la zona afectada y viabilidad de reactivación de actividades (Secretaría de Ambiente, s. f.).

4.2.4.1 Componentes de un plan de contingencia.

El Plan Nacional de Contingencia PNC, se divide en 3 planes; el plan estratégico, el plan operativo y el plan informativo, como se muestra en la (Figura 3). Para desarrollar cada uno de los planes establecidos, es necesario contar con una organización clara y la disponibilidad de diversos recursos y equipos.

4.2.4.1.1 Organización del plan de contingencia: La estructura de organización que estipula el plan de contingencia debe contener la definición clara de los roles y responsabilidades para cada una de las organizaciones, individuos y recursos que se emplearán en el PNC (Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres (UNGRD), 2021). También obliga a la creación de un equipo de gestión de crisis, líderes de equipo y personal de apoyo. Por otra parte, debe incluir la conformación de un centro de operaciones de emergencia (COE) con el objetivo de controlar las operaciones. La actuación de este centro es muy importante, pues de él depende que el plan operativo se ejecute eficientemente y así obtener buenos resultados.

4.2.4.1.2 Recursos necesarios para implementar el plan de contingencia: Entre los recursos que se emplean para mitigar los efectos de un derrame se encuentra, por supuesto, el talento humano. La movilización de equipos y expertos es un numeral estipulado en el plan operativo del PNC. Requiere del uso de equipos como las barreras oleofílicas, maquinaria como los camiones de succión y personal calificado y auxiliar de las empresas y organizaciones para realizar las labores de contención y remediación de las emergencias.

4.2.4.2 Mecanismos de respuesta: Entre los planes dentro del plan de contingencia se encuentra el plan estratégico; en este apartado se estipulan todas las consideraciones necesarias para atender de manera efectiva un derrame de crudo. Con la selección del nivel de activación del plan también se seleccionan los mecanismos de respuesta que serán utilizados; estos métodos deben ser detallados y adaptables a diversas situaciones. Los mecanismos de respuesta principales son:

- **Alertas y comunicaciones:** El sistema de comunicación es una parte importante en la atención de las emergencias. La articulación con las diferentes organizaciones que poseen planes de contingencia contra derrames permite la ayuda mancomunada entre las mismas

para atender de manera efectiva las emergencias. Estos sistemas de comunicación se cimentan en el sistema de alertas tempranas y los informes de reporte inicial que deben hacer entre las 24 horas siguientes al derrame. El uso de diversas tecnologías es necesario para que la información llegue de manera oportuna.

- **Evacuación y refugio:** Se debe contar con planes estrictamente detallados para la evacuación segura de todos los individuos de la zona que puedan verse afectados por la emergencia (UNGRD, 2021). Entre las principales características del plan deben estar rutas de evacuación, logística de transporte y puntos de encuentro.
- **Contención y mitigación:** Los procedimientos de contención y mitigación se seleccionan dependiendo del nivel de emergencia reportado; entre estos se incluyen principalmente las barreras oleofílicas que sirven para repeler el agua y recoger o absorber el material derramado. También podemos nombrar otros métodos complementarios y sumamente necesarios como los son la instalación de fastank o fractank para verter el fluido recogido y el uso de camiones de succión.
- **Atención médica y primeros auxilios:** Los protocolos para proporcionar atención médica a los afectados por la emergencia (UNGRD, 2021) incluyen entre otros la disponibilidad de equipos de atención inmediata como de primeros auxilios, personal médico especializado y la coordinación con servicios de emergencia externos.
- **Recuperación y restauración:** Los procesos de recuperación de las zonas afectadas comprenden principalmente las medidas para restaurar las condiciones naturales de los ecosistemas; entre estas se plasman los estudios de aguas y suelos para determinar el grado de afectación y proyectos de recuperación ambiental a largo plazo. Esto incluye la reparación de infraestructuras, la reposición de inventarios y la revisión de procedimientos para mejorar la preparación futura (UNGRD, 2021).

4.2.4.3 Importancia del PNC en la industria. La elaboración e implementación de los planes de contingencia en la industria de los hidrocarburos es de vital importancia, debido a la naturaleza peligrosa de las operaciones y los riesgos asociados. El Plan Nacional de Contingencia (PNC, 2020) deja en claro que la operación de exploración, producción y transporte de hidrocarburos genera numerosos peligros potenciales, como lo son, por ejemplo, los incendios, la liberación de gases tóxicos y los ya mencionados derrames de crudo.

- **Minimizar riesgos:** La ejecución de planes de contingencia ayuda a las compañías de petróleo y gas a identificar y analizar posibles riesgos, así como a crear tácticas para reducirlos. (PNC, 2020). Siendo el riesgo la probabilidad de que ocurra un evento debido a negligencias y mal proceder, elaborar e implementar de manera eficiente y responsable los PNC disminuye las probabilidades de que los eventos ocurran y de llegar a suceder ayuda a mitigar los efectos y proteger el medio ambiente y las comunidades.
- **Asegurar continuidad:** Derrames de crudo como el ocurrido en el pozo Lisama 158 en La Fortuna, Santander, implicaron que la ANLA decidiera de manera preventiva realizar la parada de actividades por parte de todas las empresas que operan en el sector, generando pérdidas y baja producción en ese periodo de tiempo. El bajo nivel de compromiso también conlleva el rechazo de las comunidades a las empresas para ingresar a operar en sus territorios, impidiendo que la industria crezca.
- **Cumplimiento regulatorio:** En Colombia, el proceso normativo ha evolucionado a través del tiempo, como se refleja en la (Tabla 1). Actualmente, los planes de contingencia y sus disposiciones se rigen por el Decreto 1868 de 2021, que derogó el pasado Decreto 321 de 1999 y del cual se realizó este estudio. Si las empresas no cumplen con la normativa, se ven enfrentadas a la apertura de procesos sancionatorios que se realizan mediante la Autoridad de Licencias Ambientales (ANLA) bajo el amparo de la Ley 1333 de 2009 del

Congreso de la República, en la que se establecen las medidas para los procesos sancionatorios.

- **Responsabilidad social corporativa (RSC):** La RSC en las industrias hace referencia a las medidas que se plantean y se ejecutan con el objetivo de impartir justicia socioambiental en los territorios y conservar el medio ambiente. Como se deja en claro en el (PNC, 2020), las empresas que tienen un compromiso con los territorios y demuestran la voluntad de cumplirlo, generan un grado alto de confianza por parte de las comunidades; por el contrario, aquellas empresas que reinciden en daños socioambientales. Por el contrario, cuando una empresa no cumple sus obligaciones, es rechazada por la comunidad. Este domingo, 7.703 cumaraleños salieron a las urnas para votar en la consulta popular convocada por su alcalde, Miguel Caro, y por un comité cívico. Ante la pregunta, "¿Está usted de acuerdo, ciudadano cumaraleño, con que dentro de la jurisdicción del municipio de Cumaral (Meta) se ejecuten actividades de exploración sísmica, perforación exploratoria y producción de hidrocarburos?", el 97% de los votantes respondieron No (Business & Human Rights Resource Centre, s. f.).

Los planes PNC aplicados para mitigar los efectos de derrames son fundamentales para el manejo de riesgos y la preparación en casos de emergencia. En la industria de los hidrocarburos, estos planes son fundamentales para reducir riesgos, garantizar la operación continua, cumplir con normativas y mostrar responsabilidad social empresarial (PNC, 2020). La implementación efectiva de planes de contingencia permite el desarrollo normal de los ecosistemas, previene los daños ambientales y genera una simbiosis entre la industria y la población.

4.3 Marco Legal

4.3.1 Evolución histórica de la normativa .

Tabla 1. Evolución histórica de la normativa.

Norma	Objetivo
Decreto 2420 de 1968 de la Presidencia de la República.	Se crea el Instituto de Desarrollo de los Recursos Naturales (INDERENA).
Ley 46 de 1988 del Congreso de la República	Se fija el objetivo de garantizar un manejo oportuno y eficiente de todos los recursos necesarios para la prevención y atención de las situaciones de desastre.
Decreto 919 de 1989 de la Presidencia de la República.	Se ordena que las fases de prevención y atención inmediata en relación con los diferentes tipos de desastres fueran incluidas en el plan nacional para la prevención y atención de desastres.
Ley 99 de 1993 del Congreso de la República	Crea el Ministerio del Medio Ambiente, se reordena el Sector Público encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables y se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA, entre otras disposiciones.
Decreto 2190 de 1995 de la Presidencia de la República.	Se ordena la elaboración y desarrollo del Plan Nacional de Contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas

	en aguas marinas, fluviales y lacustres(PNC).
Decreto 321 de 1999 Ministerio del Interior	Adopta el Plan Nacional de Contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres.
Decreto 4741 de 2005 de la Presidencia de la República.	Se reglamenta parcialmente la prevención y el manejo de los residuos o desechos peligrosos generados en el marco de la gestión integral.
Ley 1333 de 2009 del Congreso de la República	Por la cual se establece el procedimiento sancionatorio ambiental y se dictan otras disposiciones
Decreto 3573 de 2011 de la Presidencia de la República.	Se crea la Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental (ANLA) y otras disposiciones.
Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible 1076 de 2015	Por el cual se compilan y racionalizan las normas del sector ambiente y desarrollo sostenible, facilitando su consulta y aplicación.
Resolución 1209 de 2018 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Adopta los términos de referencia únicos para la elaboración de los Planes de Contingencia para el transporte de hidrocarburos, derivados o sustancias nocivas.
Decreto 1868 de 2021 de la Presidencia de la República.	Adopta el plan de contingencia frente a pérdidas de contención en derrames de hidrocarburos.

Nota: La tabla muestra los cambios y adiciones a la normativa para controlar y proteger los recursos naturales, elaboración propia, información tomada del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), Sistema Único de Información Normativa SUIN y del Departamento Administrativo de Función Pública (DAFP).

4.3.2 Decreto 2190 de 1995.

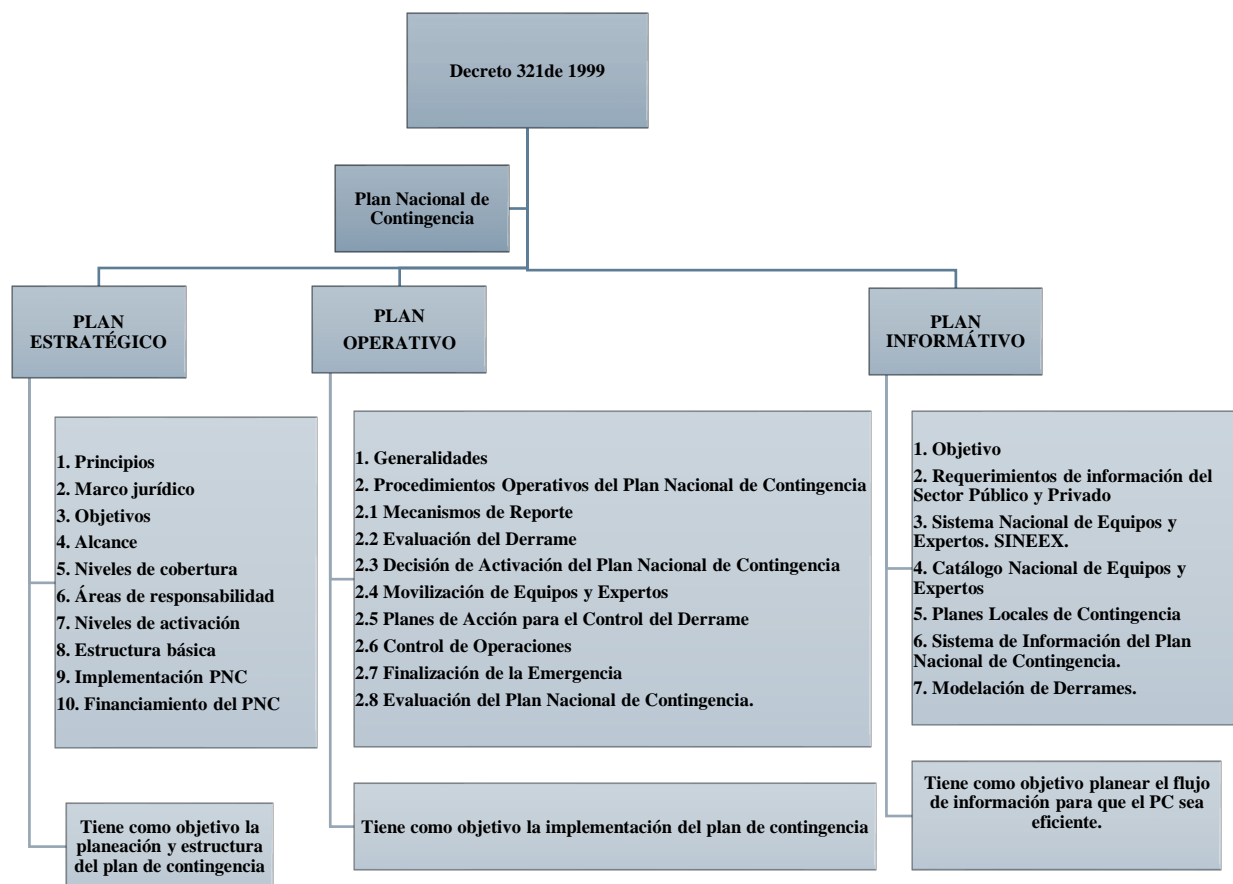
El decreto 2190 de 1995 surgió de la necesidad de proteger los recursos hídricos que posee el territorio nacional de Colombia. Existen varios factores que ponen en riesgo la estabilidad de los ecosistemas, como lo son la falta de infraestructura de transporte de sustancias potencialmente contaminantes y el conflicto armado que usa dichas instalaciones como objetivo de ataques para imprimir presión.

Este decreto de la presidencia de la república, en su artículo primero, ordenó la elaboración y desarrollo del Plan Nacional de Contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres, como instrumento rector del diseño y realización de actividades dirigidas a prevenir, mitigar y corregir los daños que estos puedan ocasionar (Decreto 2190,1995).

También plantea las tareas y funciones que deben cumplir los diferentes representantes que conforman el comité técnico para el desarrollo del PNC, entre los que se encuentran los siguientes ministros o sus delegados: El Ministro de Defensa Nacional, El Ministro del Interior, El Ministro de Desarrollo Económico, El Ministro de Minas y Energía, El Ministro de Transporte, El Ministro del Medio Ambiente, El Director Nacional para la Prevención y Atención de Desastres, El Presidente de la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, El Director de la Dirección General Marítima DIMAR, El Director del Consejo Colombiano de Seguridad o su delegado, El Director Ejecutivo de la Asociación Colombiana del Petróleo o su delegado. (Decreto 2190,1995).

4.3.3 Decreto 321 de 1999.

Figura 3. Organización de los planes estratégico, operativo e informativo del PNC.



Nota: El cuadro muestra las disposiciones establecidas en el decreto 321 de 1999 para la implementación de los planes de contingencia. Elaboración propia información tomada de (Decreto 321,1999)

5. Metodología

5.1 Enfoque de la Investigación

Los efectos consecuentes de catástrofes ambientales como lo son los derrames de hidrocarburos son complejos de cuantificar; teniendo en cuenta que el principal recurso afectado de estos incidentes es medioambiental y que las compañías incurren algunas veces en

registros muy superficiales, se consideró pertinente hacer una investigación cualitativa con el objetivo de explorar los fenómenos en profundidad, analizar múltiples realidades subjetivas y contextualizar la problemática. Esta investigación se desarrolló desde un enfoque cualitativo, basado en la recolección, tratamiento y posterior análisis de información. Es importante mencionar que para el desarrollo del objetivo 3 se implementó un enfoque de investigación cuantitativa con el único fin de medir los fenómenos de estudio, hacer un análisis causa efecto y determinar el grado de desempeño en la implementación de los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999.

Algunas características del enfoque cualitativo son: El investigador cualitativo utiliza técnicas para recolectar datos, como la observación no estructurada, entrevistas abiertas, revisión de documentos, discusión en grupo, evaluación de experiencias personales, registro de historias de vida e interacción e introspección con grupos o comunidades (Hernández, Fernández y Baptista, 2014).

5.2 Tipo de Investigación

El tipo de investigación que se estableció según el enfoque y las características del proyecto fue una investigación descriptiva y explicativa, que consiste en la caracterización de un fenómeno con el fin de comprender su estructura o comportamiento. Por otra parte, la investigación es de carácter longitudinal y se enfoca en el periodo de tiempo comprendido entre los años (2018-2021). Si abordamos el objetivo que posee, se encuentra en el tipo de investigación aplicada, la cual se realiza con el fin de comprender el fenómeno y posteriormente generar unas conclusiones y recomendaciones que permitan avanzar en la solución de la problemática, en este caso que ayuden a mitigar los efectos consecuentes de derrames de hidrocarburos.

5.3 Instrumentos de Recolección de Datos

Una de las técnicas de recolección de información es la revisión documental; nos permite acercarnos al fenómeno de una manera directa, confrontando los diferentes puntos de vista e información sobre el objeto de estudio para generar conclusiones.

De acuerdo con (Torrealba, 2019), podemos definir una recopilación documental como un instrumento o técnica de investigación, con el objetivo principal de obtener datos e información a partir de fuentes documentales o archivos y que puedan ser utilizados para realizar una investigación en concreto.

El presente proyecto de investigación empleó como principal fuente de información los datos aportados por la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), enviados por correo electrónico mediante radicados Nos.(20242200782331 y 20242200826301), en respuesta a las solicitudes formales realizadas. También la investigación se apoyó de informes y conceptos técnicos efectuados por las Corporaciones Autónomas Regionales (CAR), el MADS y algunas empresas del sector como ECOPETROL S.A.

5.4 Metodología de investigación.

1. Se inició la investigación con un recuento bibliográfico e histórico de la problemática de estudio y de algunos conceptos inherentes al tema, con el objetivo de comprender a fondo la actuación de todos los actores que intervienen cuando ocurre un derrame de hidrocarburos.
2. Luego se investigó el histórico y los antecedentes relacionados con derrames de crudo en las últimas décadas, especialmente desde la entrada en vigor de los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999. Esta primera parte se realizó con base en la información aportada por la ANLA en la base de datos, informes y conceptos técnicos de las corporaciones autónomas regionales y el ministerio del medio ambiente. En ocasiones se hizo una revisión documental de las empresas implicadas u organizaciones sin ánimo de lucro que se

encargan de proteger el medio ambiente y la diversidad. El objetivo de esta investigación era reconocer la problemática expuesta y la necesidad de investigar el tema.

3. En este tercer punto, la investigación se enfocó en las empresas del sector hidrocarburos que operan en el territorio nacional y cómo fue la implementación de los PDC empleados para mitigar las emergencias en las que se vieron involucradas. El objetivo de esta sección es caracterizar las empresas más reincidentes, verificar la existencia de planes de contingencia y analizar la implementación de estos por parte de las empresas involucradas en los desastres, para identificar las posibles fallas y proponer recomendaciones.
4. En este punto, la investigación se sesgó en los años de estudio (2018-2021). Se filtró la información de la base de datos para identificar los incidentes más relevantes donde las empresas sufrieron o no sanciones por la mala implementación de los planes de contingencia. El objetivo de esta sección comprende la caracterización de los hechos más negligentes por parte de las compañías y las sanciones que recibieron.
5. Por último, se abordó una investigación profunda enfocada en medir el grado de desempeño en la implementación de los decretos que regulan el PDC, tomando como objeto de estudio los casos sobresalientes expuestos en los resultados del objetivo 2. Mediante el análisis de los documentos pertinentes a cada caso con el fin de obtener una calificación de desempeño en la implementación de los planes de contingencia para cada una de las compañías implicadas.

5.5 Metodología de evaluación.

5.5.1 Estructura de Evaluación

Para realizar la evaluación y medir el grado de desempeño en la implementación de los decretos, este proyecto se basó en los principios fundamentales, los objetivos y el protocolo de implementación del PDC regido por el decreto 321 de 1999.

5.5.1.1 Principios fundamentales.

1. Acción participativa.
2. Utilización de recursos estratégicos disponibles.
3. Descentralización táctica y operativa.
4. Organización y coordinación.
5. Planes de contingencia locales y planes de ayuda mutua.
6. Apoyo a terceros.
7. Prioridades de protección.
8. Responsabilidad de atención del derrame.
9. Entrenamientos y simulacros del PDC.
10. Evaluación y actualización del PDC.
11. Análisis de riesgos y capacidad de respuesta.
12. Fortalecimiento de los Comités Locales y Regionales para la Prevención y Atención de Desastres. (*Decreto 321, 1999*)

5.5.1.2 Ítems y criterios de evaluación. Con base en la normativa de los decretos 2190 de 1995 y 321 de 1999 y sus principios fundamentales, fueron establecidos los siguientes 3 criterios de evaluación para la investigación de los incidentes más relevantes que ocurrieron en el periodo de 2018 a 2021, 3 criterios de evaluación que se subdividen en ítems de evaluación y que califican el proceso de elaboración e implantación del plan de contingencia.

5.5.1.2.1 Criterio sobre el plan estratégico.

- ♣ Existencia de un plan estratégico.
- ♣ Plan estratégico actualizado.
- ♣ Análisis eficiente del riesgo.
- ♣ Entrenamiento y simulacros.

5.5.1.2.2 Criterio sobre el plan operativo.

- ♣ Mecanismos de reporte.
- ♣ Evaluación del derrame.
- ♣ Selección nivel de activación del PDC.
- ♣ Movilización de equipos y expertos.
- ♣ Plan de Acción para control del derrame.
- ♣ Control de operaciones.
- ♣ Nivel de respuesta y finalización.
- ♣ Evaluación del PDC.

5.5.1.2.3 Criterio sobre el plan informativo.

- ♣ Existencia de información necesaria.
- ♣ Sincronización con los planes locales.
- ♣ Sistema de comunicación.

5.5.2 Estimación del grado de desempeño del PDC.

La estimación del grado de desempeño se desarrolló, tomando como referencia el cumplimiento de los principios fundamentales del plan nacional de contingencia. Se realizó el cálculo en porcentaje del grado de desempeño, mediante el uso de la siguiente metodología y con base en el cumplimiento del PDC evidenciado en los documentos analizados (Tabla 2).

Tabla 2. Metodología de evaluación para medir el grado de desempeño.

EJEMPLO- CALIFICACIÓN		Cumplimiento ítem			% Desempeño	Grado de Desempeño
		Cumple	Parcialmente	No cumple		
C1	Existencia de un plan estratégico	x			87,5%	ALTO
	Plan estratégico actualizado	x				
	Análisis eficiente del riesgo		x			
	Entrenamiento y simulacros	x				
C2	Mecanismos de reporte	x			76,3%	
	Evaluación del derrame	x				
	Selección nivel activación del PNC		x			
	Movilización de equipos y expertos	x				
	Plan de acción control del derrame	x				
	Control de operaciones	x				
	Nivel de respuesta y finalización		x			
	Evaluación del PNC.			x		
C3	Existencia de información necesaria	x			100%	
	Sincronización con PC local	x				
	Sistema de comunicación	x				
				% TOTAL	87,9%	

Nota: La tabla muestra la forma como se evalúan los criterios establecidos anteriormente con el objetivo de medir el grado de desempeño en la implementación de los planes de contingencia. Elaboración propia.

De esta forma, el criterio 1 se refiere al plan estratégico, el criterio 2 hace parte del plan operativo y el tercero se enfoca en el plan informativo. Los ítems de cada criterio fueron calificados dependiendo del nivel de cumplimiento mostrado en los informes reportados a la autoridad nacional, como también de los conceptos técnicos y decisiones emitidas por la ANLA y otras autoridades como las corporaciones autónomas regionales. Por último y con el objetivo de mostrar cuantitativamente el grado de desempeño, fue adoptado un valor de calificación a los ítems de la siguiente manera:

- Cumple: 100 puntos
- Cumple parcialmente: 50 puntos
- No cumple: 10 puntos

Para obtener el porcentaje en cada uno de los criterios, se realizó un promedio de los puntos obtenidos por los ítems que el criterio contenga. Para hallar el grado de desempeño se promediaron los porcentajes obtenidos en los criterios en el paso anterior y se dio una calificación así:

Tabla 3. Rangos y puntos de calificación.

Calificación ítems	CUMPLE	100 pts.
	PARCIALMENTE	50 pts.
	NO CUMPLE	10 pts.
Estimación del grado de desempeño	SUPERIOR	[90-100] %
	ALTO	[80-90) %
	MEDIO	[50-80) %
	BAJO	[30-50)%
	MUY BAJO	Menor 30%

Nota: La tabla refleja los rangos y puntos de calificación, así la calificación del ítem si por ejemplo es NO CUMPLE su valor será de 10 puntos, con un porcentaje final por ejemplo de 78 % la estimación del grado de desempeño será MEDIO, Elaboración propia

Ejemplo del cálculo:

Tabla 4. Ejemplo de la metodología de calificación.

EJEMPLO- CALIFICACIÓN		Cumplimiento ítem			% Desempeño
		Cumple	Parcialmente	No cumple	
C1	Existencia de un plan estratégico	x			87,5%
	Plan estratégico actualizado	x			
	Análisis eficiente del riesgo		x		
	Entrenamiento y simulacros	x			

Nota: La tabla muestra el ejemplo de calificación para el criterio 1, así en el lugar donde esta una X representa el nivel de cumplimiento del ítem y de acuerdo con este se hace la valoración.

Elaboración propia.

Para el criterio 1.

Ítem 1: 100 pts.

Ítem 2: 100 pts.

Ítem 3: 50 pts.

Ítem 4: 100 pts.

Calculo para hallar el porcentaje del criterio 1:

$$C1 = \frac{I1 + I2 + I3 + I4}{4} \quad (1)$$

$$C1 = \frac{100 + 100 + 50 + 100}{4} \quad (2)$$

$$C1 = 87,5 \quad (3)$$

El valor en porcentaje del criterio 1 corresponde al 87,5 %, continuando con el ejemplo (Tabla 2), el valor de los otros 2 criterios es 76,3 % y 100 %. El cálculo del grado de desempeño se obtiene con la solución de la ecuación (4):

$$GD = \frac{C1 + C2 + C3}{3} \quad (4)$$

$$GD = \frac{87,5 + 76,3 + 100}{3} \quad (5)$$

$$GD = 87,9\% \quad (6)$$

Finalmente, con base en la (Tabla 3), se determinó el grado de desempeño en la implementación del plan de contingencia, que en este caso hipotético fue del 87,9 %, una calificación de rango ALTO

6. Resultados

6.1 Cumplimiento Objetivo 1

Análisis de los incidentes de derrames ocurridos a diferentes empresas del sector hidrocarburos del país y de la implementación del PDC para contener las emergencias en los años posteriores a la adopción de los decretos 2190 y 321 de 1995 y 1999, respectivamente.

En los años posteriores a la regulación del plan de contingencia y con la obligación legal impartida a las empresas de elaborar e implementar un PDC contra derrames, surgió una luz de esperanza para las comunidades y el medio ambiente que se encuentran en zonas donde el sector hidrocarburos opera; sin embargo, hacer realidad esta esperanza es una tarea compleja y donde no pueden existir fallas. A continuación, se describen los planes de contingencia y su implementación en algunos escenarios de derrames donde se vieron involucradas empresas que operan en el territorio nacional.

6.1.1 Estudio de casos y antecedentes.

6.1.1.1 Caso 1: ECOPETROL, Tumaco.

Tabla 5. Caso 1: ECOPETROL, Tumaco.

Empresa	Empresa Colombiana de Petróleos S.A (ECOPETROL S.A)
Fecha	18 de febrero del 2000
Ubicación	Tumaco, Nariño. Oleoducto Transandino.
Descripción del incidente	El 8 de febrero de 2000, los habitantes de Tumaco llevaron a cabo una manifestación social en la vía Pasto-Tumaco para exigir la presencia de un trabajador de Ecopetrol y cerrar las válvulas de la estación reductora de presión del oleoducto como muestra de su inconformidad. Sin

	<p>embargo, la empresa no cumplió con sus demandas y no se confirmó que hubiera solicitado la presencia la fuerza pública para reforzar la seguridad en la zona.</p> <p>10 días después el 18 de febrero participantes de la protesta decidieron abrir la válvula reductora de bombeo de la estación la Guayacana, con el objetivo de verter el hidrocarburo almacenado en la tubería, acción que generó el derramamiento de 3.500 barriles de crudo sobre el río Rosario y que se extendió a otros cuerpos de agua con los cuales se comunica, como son los ríos Caunapi, Chaguari y Mejicano.</p>
<p>Plan de contingencia</p>	<p>La empresa Ecopetrol realizó la gestión para integrar las diferentes organizaciones como las entidades gubernamentales y los ministerios de medio ambiente y salud, también la colaboración de la Corporación Autónoma Regional de Nariño (CORPONARIÑO), entre otros, con los cuales se diseñó y ejecutó un plan de contingencia.</p> <p>Este plan comprendía 2 fases de implementación una fase primera de contingencia y una segunda enfocada en la remediación. Para implementación de la fase 1 del plan se ordenó realizar la limpieza del río Rosario con la instalación de tres barreras flotantes de contención, para la segunda de remediación se tuvieron dos opciones: una de biodegradación con agentes químicos y la otra de remediación manual.</p>
<p>Implementación del PDC</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cuando se tuvo conocimiento de la emergencia, la empresa Ecopetrol decidió hacer un sobrevuelo de la zona, pero fue imposible por las condiciones climáticas y la falta de helicópteros disponibles. 2. Se solicitó el apoyo al Ejército nacional y la infantería de marina, también la empresa comunicó la situación a la Corporación Autónoma de

	<p>Nariño CORPONARIÑO, junto con una copia al Ministerio del Medio Ambiente y a todas las autoridades locales y departamentales involucradas.</p> <p>3. El censo poblacional resultó en más de 3000 individuos distribuidos en 837 hogares de 18 comunidades del área, quienes fueron abastecidos con alimentos, utensilios de higiene y formación en saneamiento básico.</p> <p>4. El 20 de febrero y por primera vez, un grupo de personas compuesto por empleados de Ecopetrol, autoridades militares de la capitanía portuaria y de la Corporación para el Desarrollo Sostenible del Sur de la Amazonia (Corpoamazonía), inspeccionó el área y halló una mancha de crudo de 40 kilómetros que se desplazaba por el río Rosario. Como medida preventiva se dispuso la suspensión del bombeo de crudo desde Orito.</p> <p>5. El 21 de febrero, Ecopetrol implementó por primera vez medidas de contención, instalando tres puntos de control de barrera y trampa para basura, también fue necesario el transporte de al menos 20 toneladas de equipo de contingencia.</p> <p>6. Se consiguió controlar el progreso de la mancha en el río Rosario el 22 de febrero y durante los días siguientes se mantuvieron las labores de recolección de crudo, tal como se menciona en el documento emitido por el Ministerio del Medio Ambiente.</p> <p>7. El avance total de crudo sobre los cuerpos de agua de la zona fue controlado para la segunda semana de marzo del año 2000.</p> <p>8. Como resultado del plan de contingencia se consiguió recuperar cerca de 1.200 barriles, se aproximó que fue más del 30 % del material que se</p>
--	---

	derramó. Se asumió que entre 900 y 1.000 barriles fueron recogidos en la vegetación impregnada.
Fallas	<p>1. No se implementaron las acciones de seguridad requeridas para resguardar la estación, pese al riesgo inminente que suponía la manifestación social.</p> <p>2. A pesar del estado de orden público de la región y de la riqueza ecológica que necesitaba ser salvaguardada, la compañía no había elaborado un plan de contingencia que facilitara la mitigación de la contaminación generada de manera más adecuada y eficiente.</p> <p>3. La compañía no implementó de inmediato acciones orientadas a disminuir el impacto ecológico, ya que solo en las primeras horas de la noche del 20 de febrero, o sea, cuando el crudo llevaba circulando por el río durante casi tres días.</p> <p>4. No se disponían de los recursos y equipos requeridos para gestionar la emergencia.</p> <p>5. El plan de contingencia no había implementado ninguna medida que facilitara la evaluación de la eficiencia tal como se realiza en un simulacro, dado que estos deben llevarse a cabo hasta el nivel 3 de activación.</p>
Sanciones	Se condenó como responsable a la empresa colombiana de petróleos Ecopetrol S.A. por las afectaciones generadas a los pescadores por los hechos ocurridos el 18 de febrero del 2000 y, en consecuencia, al pago de una indemnización colectiva de ciento cuarenta y siete millones ochocientos setenta y cinco mil cuatrocientos cuarenta y ocho pesos (\$147.875.448), por partes iguales, entre los damnificados.

Consecuencias	<p>El derrame generó una mancha de crudo que se desplazó por las fuentes de agua, afectando aproximadamente 3 metros de la franja de la ribera del río, ocasionado la contaminación del agua en un área que superó los 50 kilómetros, como informó CORPONARIÑO. También la misma autoridad informó que una parte no cuantificable del material derramado se depositó en las playas o en el sedimento de los cuerpos de agua. No se cuenta con material fidedigno, a parte del informe de CORPONARIÑO y que no posee evidencias para determinar las consecuencias reales del evento.</p> <p>Por otra parte, para Ecopetrol S.A. la emergencia significó un costo de \$1.347.072.158; sin dudas, los más afectados fueron el medio ambiente y las comunidades, si se tiene en cuenta que parte de la pesca que se practica se dedica al autoconsumo y el resto a la comercialización, además de los efectos causados a futuro derivados de la alteración del ecosistema.</p>
Eficiencia del PDC	<p>El plan de contingencia no era suficiente ni estaba actualizado para enfrentar el evento, a pesar de que en esta zona es frecuente la acción de terceros sobre la infraestructura.</p> <p>El incidente no se pudo contener sino hasta la segunda semana de marzo, lo que deja en evidencia la ineficiente implementación de un plan de contingencia contra derrames.</p>

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa Ecopetrol ante una contingencia en el año 2000. Elaboración propia, información tomada de (Consejo de Estado, 2004)

6.1.1.2 Caso 2: PERENCO, Tumaco.*Tabla 6. Caso 2: PERENCO, Yopal.*

Empresa	Perenco Colombia Limited
Ubicación	Yopal, Línea de flujo entre los campos La Gloria- La Gloria Norte
Fecha	14 de febrero de 2014
Descripción del incidente	En febrero de 2014 ocurrió un derrame de hidrocarburos en el corregimiento la Argelia, municipio de Yopal en el departamento del Casanare, el incidente se generó debido a fallas mecánicas operacionales por la falta de mantenimiento (Corrosión interna) en la Línea de flujo entre los pozos La Gloria y La Gloria Norte, la emergencia que afectó una zona de suelos aproximadamente de 7695 m ² . Inicialmente se reportó un total de 2000 barriles de fluido derramado, todos correspondientes a 100 % crudo.
Plan de Contingencia	Mediante el oficio radicado bajo el número 4355 del 4 de abril de 1997, la empresa KELT COLOMBIA S.A., informó a este Ministerio su cambio de razón social por el de PERENCO COLOMBIA S.A. Que mediante la Resolución No. 891 del 8 de octubre de 1997, el Ministerio otorgó Licencia Ambiental a la empresa PERENCO COLOMBIA S.A., para el proyecto: Perforación de los Pozos de Desarrollo La Gloria 9, 10, 11, 12 y 13 del Contrato de Asociación Casanare en jurisdicción de los municipios de Aguazul y Maní en el departamento del Casanare.
Implementación del PDC	Detectado el derrame se procedió a activar el PDC Mediante reportes Nos. (7153-14, 25124-14, 25181-14 y 65337-14) la empresa informo el incidente ante la ANLA.

	<p>Se ordenó la parada de actividades y bombeo en los campos La Gloria y La Gloria Norte y se desplazó la cuadrilla de emergencia hasta la zona para realizar las labores de contención.</p> <p>Se realizó instalación de barreras de contención para evitar que el fluido continuara su movimiento.</p> <p>Se construyeron diques para contener el avance de la mancha de crudo proveniente de la línea de flujo.</p> <p>En los siguientes días se realizó limpieza del área afectada con trasiegos y cortes de vegetación impregnada.</p> <p>Se realizó recuperación del fluido derramado, actividades de limpieza y disposición final de los residuos recuperados.</p> <p>Se implementaron muestreos de los suelos y de los cuerpos de agua para conocer su estado.</p> <p>Se realizó un seguimiento y control de los apiques de inspección.</p> <p>La empresa reportó en sus informes afectaciones a las comunidades de la finca Cimarrón. .</p> <p>1. En los reportes de ANLA no se evidencia fecha de finalización del derrame.</p>
<p>Fallas</p>	<p>1. Falla principal realizada en el mal mantenimiento de la línea de flujo que presentó rotura por desgaste de corrosión interna.</p> <p>2. El informe presentado por la compañía carece de algunos de los requerimientos que se imponen para la implementación del plan de contingencia.</p>

	<p>3. El reporte inicial no posee información sobre las coordenadas exactas del área de afectación, los costos de atención al derrame ni tampoco de una fecha de finalización del evento.</p> <p>4. No se realizó una oportuna comunicación del evento a las autoridades para gestionar las actuaciones conjuntas y mitigar de manera eficiente el derrame.</p> <p>5. Si bien se seleccionó el nivel de emergencia correcto debido a la cantidad de fluido y la composición de este, las medidas de contención y remediación aplicadas fueron insuficientes y mal diseñadas.</p>
Consecuencias	<p>La empresa reportó afectaciones a las comunidades aledañas al proyecto, sobre todo los habitantes de la finca el Cimarrón, se evidenció fuerte olor a hidrocarburos en el ambiente.</p> <p>Hasta el año 2022 se encontró material o trazas del material derramado sobre la zona, esto genera un grave daño al ecosistema teniendo en cuenta la toxicidad del crudo y que de los 2000 barriles reportados todos correspondían a petróleo.</p>
Sentencias	<p>La autoridad nacional luego de estudiar el reporte en 2015 mediante acto administrativo ordenó a la compañía a implementar medidas con el objetivo de recuperar el estado de los suelos igual o similar al que se encontraban antes del incidente.</p> <p>La ANLA apoyado de los conceptos técnicos de la Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia CORPORINOQUIA y del seguimiento a la orden anteriormente dada encontró que aún se sentía olor a hidrocarburos y se notaba crudo en los suelos y ordenó realizar un estudio de suelos en el área afectada.</p>

	Los días 6 al 9 de julio de 2022 la autoridad nacional en su visita técnica al sitio evidenció que aún se notaban trazas de crudo sobre unas partes de la zona afectada y decidió iniciar un proceso sancionatorio ambiental en contra de la compañía Perenco Colombia Limited por las afectaciones resultantes del evento.
Eficiencia del PDC	La eficiencia del plan nacional de contingencia implementado por la compañía es baja, este criterio se da con base en los resultados de los CT y las visitas de la ANLA que evidenciaron trazas del material derramado ocho años después del incidente, reflejando el bajo compromiso con la contención y remediación de la emergencia.

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa Perenco ante una contingencia en el año 2014. Elaboración propia, información tomada de la base de datos de la ANLA y el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Territorial MAVDT.

6.1.1.3 Caso 3: OCENSA, Golfo de Morrosquillo.

Tabla 7. Caso 3: OCENSA, Golfo de Morrosquillo.

Empresa	Oleoducto Central S.A.S (OCENSA)
Ubicación	Golfo de Morrosquillo, Oleoducto Central
Fecha	20 de julio de 2014
Descripción del incidente	Los fuertes vientos causaron una falla en el mecanismo de amarre del BT Eurochampion 2004 que se encontraba en la plataforma de operaciones de transporte marítimo TLU2 ubicada a 11 millas náuticas de la costa de Coveñas. Una parte del crudo (69 barriles) salió de una de las mangueras

	<p>del cargue porque uno de los dispositivos Gall Thomson que sirven como sello no se cerró completamente. Como resultado, se derramó el crudo remanente en las mangueras hacia el golfo de Morrosquillo, generando 3 manchas importantes que se esparcieron por toda la zona.</p>
<p>Plan de Contingencia</p>	<p>La empresa Ocesa encargada de las operaciones en el golfo de Morrosquillo en su plataforma marítima TLU2, contaba con un plan de contingencia desde 1987 y que su última actualización fue en el año 2009.</p>
<p>Implementación del PDC</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. El 21 de julio se realizó un sobrevuelo por la zona para registrar el derrame y monitorear el movimiento de la mancha. 2. Se reportó el derrame, se solicitó parada de la operación y cerradura de las válvulas y se activó el plan de contingencia. 3. Se realizó un plan de acción para definir logística, medidas de seguridad y priorizar la atención a zonas sensibles. 4. Se inició la movilización de equipos de contingencia ubicados en remolcadores de apoyo de maniobra de cargue para intervenir las manchas que se dirigían hacia las zonas sensibles como la bahía de San Bernardo. 5. Se realizó contención y recolección de crudo, además de aplicaciones dispersivas; no se tiene el reporte de quemas de crudo. 6. Se lograron detener 2 de las 3 manchas de crudo gracias a las operaciones de la empresa y los guardacostas, sin embargo, la última de unos 500 metros cuadrados alcanzó a llegar a la costa. 7. Finalmente se realizó limpieza de playas y se levantó la alarma.
<p>Fallas</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. No se dio a conocer el derrame sino hasta el día 21, pues la manguera quedó a una profundidad media y por ser horas de la noche no se notaba la mancha de crudo.

	<p>2. La comunicación entre los organismos responsables de los planes de contingencia fue desarticulada; por una parte, Ocesa activó el nivel III mientras que la Dirección General Marítima (DIMAR) activó el nivel II, lo que genera desconexión total entre las operaciones a realizar e ineficiencia y retardo en las mismas.</p> <p>3. No se realizó un seguimiento previo ni vinculación de todos los planes de contingencia en la zona, lo que generó un desacuerdo en el nivel de activación de la emergencia.</p>
Consecuencias	<p>Como medida de prevención, las playas de Guerrero, El Francés, Alegría, Guacamaya y Playa hermosa fueron restringidas temporalmente para la actividad recreativa y de pesca. Sin embargo, no se tienen registros de afectaciones graves a la fauna y la flora.</p>
Sentencias	<p>Mediante Auto 4614 del 17 de octubre de 2014 la autoridad nacional de licenciamiento ambiental presentó requerimientos a la empresa por el error cometido en la información y coordinación del derrame, finalmente La ANLA impuso a la empresa Oleoducto Central S.A.S una multa de \$170.487.804 de pesos colombianos por el incidente ocurrido.</p>
Eficiencia del PDC	<p>La contraloría general de la nación realizó una evaluación sobre el cumplimiento del plan de contingencia de acuerdo con el expediente No. 318 (Anexo C), donde se refleja que 3 de los 23 ítems propuestos como plan de contingencia por parte de Ocesa no fueron cumplidos. Entre estos ítems se encuentra la información oportuna del derrame y la coordinación de planes estratégicos, lo que generó el pésimo control de la emergencia sobre las aguas del mar caribe.</p> <p>El plan de contingencia de la empresa OCENSA fue ineficiente.</p>

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa Ocesa ante una contingencia en el año 2014. Elaboración propia, información tomada de (CGR, 2014) y Expediente N° 318 ANLA

6.1.1.4 Caso 4: VETRA Y PRODUCCIÓN COLOMBIA, Puerto Asís

Tabla 8. Caso 4: VETRA Y PRODUCCIÓN COLOMBIA, Puerto Asís.

Empresa	VETRA Exploración y Producción Colombia S.A.S / Southeast Investment Corporation
Ubicación	Puerto Asís, Putumayo. Vía Puerto Vega-Teteyé
Fecha	8 de junio de 2015
Descripción del incidente	El hecho se presentó cuando un grupo de subversivos vestidos de civil llegaron al área de La Cabaña en Puerto Asís, en la vía Puerto Vega-Teteyé. En este sector interceptaron una caravana de 25 tractomulas tipo cisterna que transportaban crudo y obligaron a 23 de los conductores que abrieran las válvulas para derramar el líquido sobre la carretera, aproximadamente 3120 barriles, todos los carrotanques provenientes de uno de los campos de la compañía VETRA, operadora del consorcio Colombia Energy.
Plan de Contingencia	La Defensoría del Pueblo solicitó a la empresa que active un plan de contingencia para la emergencia ambiental y social. La compañía VETRA y producción Colombia S.A.S operaba bajo licencia otorgada mediante Resolución No. 937 del 22 de mayo de 2009 por el entonces Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial (MAVDT) y

	<p>que fue modificada por última vez antes del suceso, según Resolución No. 551 del 30 de mayo de 2014 por la ANLA.</p>
<p>Implementación del PDC</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Como medidas a corto plazo, se decidió implementar barreras para evitar que continúe el desplazamiento del crudo hacia más fuentes hídricas. 2. Se realizó raspado con motoniveladora de las vías donde se derramó el crudo para limpiar la zona. 3. También se dispuso de carros tanques, que garantizarán el suministro de agua potable a los habitantes afectados. 4. El Ministerio de Ambiente y Corpoamazonía implementarán un plan para que, en mediano plazo, se permita la recuperación de suelos y del ecosistema afectado por el derrame de crudo.
<p>Fallas</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1.El plan de contingencia implementado por la compañía carece de efectividad y no se realizó de manera inmediata. 2. Las barreras que se instalaron para la contención del líquido no fueron eficientes. 3.El raspado de la vía con motoniveladora no fue momentáneo eficientemente para impedir que los vehículos dispersaran el crudo a zonas más alejadas. 4. No fue sino hasta el día 10 de junio de 2015 que se observó vehículo de succión de crudo en la zona, aun cuando la comunidad había dado vía libre para la recolección del hidrocarburo tiempo atrás.
<p>Consecuencias</p>	<p>La mancha de crudo afectó alrededor de 1km de longitud de la vía del Corredor Puerto Vega- Teteyé y alrededor de 800 m de longitud de la vía de acceso a la vereda Santa Rosa, 9 bajos inundables, áreas de pastizales</p>

	<p>de ganadería en terreno privado, también se vieron contaminados 3 estanques para el cultivo de peces, uno de los cuales recibió la mayor cantidad de crudo causando la muerte de 5000 alevines,</p> <p>Las estimaciones de daños medioambientales realizadas por Corpoamazonía indican que 70 familias de la Vereda la Cabaña, 100 más del Cabildo Alto Lorenzo, estudiantes de la zona y residentes de la vereda Santa Rosa, se vieron afectados con la contaminación de sus fuentes de agua, deterioro de los ecosistemas y problemas de orden público.</p>
<p>Sentencias</p>	<p>En el año 2019, la ANLA autorizó la cesión total de los derechos y obligaciones derivados de la Licencia Ambiental Global del proyecto "Desarrollo de los Campos Quinde, Cohembí y Quillacinga", a favor de la sociedad Gran Tierra Energy Inc Sucursal, mediante Resolución No. 2343 del 28 de noviembre de 2019.</p> <p>Se emitió Concepto Técnico No. 2144 del 14 de mayo de 2019, acogido a través de Auto No. 2253 del 19 de abril de 2021, por el cual se inició proceso sancionatorio ambiental frente a los hechos ocurridos el 8 de junio de 2015.</p>
<p>Eficiencia del PDC</p>	<p>El plan de contingencia fue ineficiente; no se contaron con las medidas necesarias para abordar la emergencia.</p> <p>Mediante concepto técnico No. 2034 del 21 de abril de 2022 se notificó que, si bien faltaba muy poco terreno por recuperar, para el día del cambio de licencia no se había terminado con las labores de remediación completas en la zona.</p>

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa VETRA y producción Colombia S.A.S ante la emergencia en el año 2015. Elaboración propia, información tomada de ANLA.

6.1.1.5 Caso 5: ECOPETROL, Lizama.

Tabla 9. Caso 5: ECOPETROL, Lizama.

Empresa	Empresa Colombiana de Petróleos S.A (ECOPETROL S.A)
Ubicación	Lizama, Santander. Pozo Lisama 158
Fecha	2 de marzo de 2018
Descripción del incidente	<p>El evento inicia unos meses antes de producirse el afloramiento final del crudo cuando una fuga de gas requirió un procedimiento de taponamiento tipo blanking plug en el año 2015, en 2017 fue revisado para decidir el abandono del pozo, en dicho procedimiento se presentó la caída de una serie de tuberías de trabajo al fondo del pozo ocasionando la falla del blanking plug, que a su vez ocasiono un influjo controlado por medio de la inyección de presiones, debido al estado de la tubería la sobrepresión pudo ocasionar daños en ella liberando crudo hacia la formación y llegando a la falla conocida como la “salina” sin que alguien se percatara.</p> <p>Evaluando la situación y obviando el posible daño en la tubería, el 14 de diciembre de 2017 se abandonó el pozo con las dos herramientas en fondo más la tubería atrapada y con presiones presuntamente estables.</p> <p>El 2 de marzo de 2018, ocurrió un afloramiento de agua, lodo, crudo y gas en un terreno a 230 metros del pozo Lisama 158, en la Fortuna. Inicialmente se habló de 0,08 barriles, pero en realidad el derrame alcanzó los 16 mil bls</p>

	de crudo que se movilizaron por la quebrada Lizama, caño muerto y hasta el río Sogamoso.
<p style="text-align: center;">Plan de Contingencia</p>	<p>El plan comprendió tres frentes de trabajo:</p> <p>1. Contención: Su objetivo fue detener el progreso del derrame en las fuentes de agua de la región. Se realizó control en 13 puntos, se instalaron barreras mecánicas y diques; y se contó con el apoyo de camiones de vacío, retroexcavadoras, tractocamiones, volquetas y una piscina de control.</p> <p>2. Gestión social: En el segundo frente, las acciones se enfocaron en educar sobre prevención de riesgos a las comunidades próximas al evento. De igual manera, se proporcionó asistencia preventiva y de salubridad a la comunidad afectada. Las tareas se realizaron con visitas domiciliarias a la comunidad para escuchar y proporcionar la información pertinente a los pobladores, la disposición de una ambulancia para asistir a personal con síntomas como mareos o náuseas, y un camión contra incendios.</p> <p>3. Ambiental: En esta etapa se enfocaron las actividades al rescate y traslado de animales con el respaldo de la entidad Cabildo Verde, la cual designó personal auxiliar y profesional para brindar ayuda, rescatando animales como las aves, diversos reptiles, anfibios, faraones y peces, entre otros.</p>
<p style="text-align: center;">Implementación del PDC</p>	<p>1. El día 2 de marzo el recorridor de patio informo de una mancha de crudo en la zona, se activó el plan de contingencia contra derrames y el día siguiente se informó del evento ocurrido a las autoridades.</p> <p>2. Desde el inicio de la emergencia la empresa se encontró realizando labores de contención para evitar el avance del crudo y se logró contener con barreras una parte, sin embargo, las lluvias que cayeron sobre la zona</p>

entre el 12 y 15 de marzo provocaron el desbordamiento de las barreras y se extendió aún más la mancha.

3. Las labores fueron ejecutadas por cinco cuadrillas de atención de emergencias, equipos contraincendios, ambulancia, tanques de armado rápido (fast tank), bombas y camión de vacío; dentro de las actividades de prevención se cortó el fluido eléctrico y se acordonó el área cercana, con el fin de impedir el paso a vehículos por el predio afectado,

4. El 16 de marzo Ecopetrol decidió la instalación de sistemas de bombeo y tratamiento de fluidos en el punto de emisión con el fin de succionar los líquidos para evitar que éstos afectaran más a los cuerpos de agua.

5. El 26 de marzo la estatal informó que el derrame de crudo estaba totalmente contenido y no avanzaba más por las fuentes hídricas.

6. Para finales de marzo arribó el sistema de “Snubbing Unit” proveniente de Houston, Estados Unidos. Su implementación fue necesaria porque los métodos convencionales empleados por la Estatal para controlar las presiones no fueron suficientes.

7. Ecopetrol realizó el 6 de abril de 2018 una alianza con el Instituto Von Humbolt con el fin de planear y desarrollar una estrategia de restauración en los ecosistemas afectados por la caída de crudo en la quebrada La Lizama y el Caño Muerto por medio del trabajo de 30 investigadores expertos en biodiversidad.

8. El 9 de abril de 2018. Ecopetrol dispuso de seis diques y seis piscinas en la zona de afloramiento para iniciar las labores de taponamiento y se reforzaron los equipos de contención y evacuación de fluidos junto con trabajos de monitoreos constantes como medidas preventivas.

9. Después de 32 días, finalizaron las operaciones del equipo especializado que permitieron la instalación de un empaque y tapones de seguridad de cemento en el pozo para evitar que se presenten nuevamente afloramientos en la superficie, concluyendo así con las principales actividades de sellamiento.

10. Ecopetrol inició los trabajos de abandono técnico y definitivo del pozo Lisama 158 por medio de un equipo de mantenimiento de pozos que finalizó labores el 11 de julio de 2018.

11. El Ministerio de Ambiente instaló tres comisiones interinstitucionales con el fin de brindar un apoyo y acompañamiento a las actividades propias del proceso de recuperación ambiental y social.

12. En cuanto a las labores de remediación se realizaron 3 fases:

La primera fase denominada “Reacción inmediata y control” En ella se atendieron 6.622 individuos, de los cuales 3.546 resultaron impregnados de crudo (54%) y de los cuales 2.490 murieron.

La segunda fase denominada “Valoración y rescate selectivo” inició el Se realizó un monitoreo de los animales que podrían quedarse en la quebrada, marcándolos para hacerles seguimiento. Durante esta fase se brindó atención a 1.298 individuos, de los cuales 1.043 estaban impregnados de crudo y 255 no presentaron hidrocarburo, desde el 6 de noviembre de 2018 no se presentan individuos contaminados de crudo.

La tercera y última fase se denominó “Reconstrucción de microhábitats y hábitats, reincorporación y monitoreo”. Esta etapa contó con un plan de reincorporación de especies para fortalecer la recuperación del ecosistema.

<p>Fallas</p>	<p>1. La primera falla y el desencadenante de toda la situación se presentó en el abandono mal realizado del pozo en 2017, lo que generó el desplazamiento del crudo sin ser advertido a lo largo de la falla hasta el día del afloramiento.</p> <p>2. No se tenía un plan de contingencia completo y eficiente que previera los efectos derivados por condiciones climáticas adversas y que dificultarían la contención del derrame.</p> <p>3. No se reportó el incidente con información fidedigna, ni se tomaron las medidas necesarias según la gravedad que ameritaba el caso, por el contrario, en el primer informe reportado a la ANLA con radicado 2018024693-1-000 se informó que el incidente estaba controlado.</p> <p>4. Si bien se inició un plan de contingencia este no fue suficiente ni se realizó con la necesidad que ameritaba el caso, teniendo en cuenta que el afloramiento no se logró controlar por completo sino hasta el 30 de marzo y el abandono total del pozo solo hasta 131 días después del evento.</p> <p>5. Se evidenció la falta de capacitación y el bajo nivel de respuesta en la implementación de medidas de control ambiental adecuadas y necesarias para mitigar el derrame.</p>
<p>Consecuencias</p>	<p>En las primeras semanas de marzo se reportó 195 damnificados que presentaron problemas de intoxicación e; y en ese mismo periodo se encontró afectación a 2.000 habitantes que se quedaron sin acceso a agua potable.</p> <p>Durante los días 15 al 30 de marzo, unos 1.800 pescadores no pudieron ejercer su actividad productiva, dejando a varios comercios de la zona sin la materia prima, también se reportó que ganaderos de fincas grandes</p>

	<p>tuvieron que movilizar sus animales para alejarlos de las zonas contaminadas y algunos agricultores percibieron afectación en sus cultivos, pastos y aguas para consumo animal.</p> <p>El medio ambiente es quien termina pagando las consecuencias en mayor medida, se reportaron más de 2000 animales que sucumbieron ante los efectos de la contaminación, principalmente aves y peces.</p> <p>El daño al ecosistema es incalculable teniendo en cuenta que el crudo llegó hasta el río Sogamoso, su curso dejó afecto los suelos y los cuerpos de agua que albergan gran cantidad de vida.</p> <p>El compromiso de Ecopetrol con la comunidad se evidenció en la ejecución de más de 20 proyectos de inversión socio ambiental por un valor total de mayor a los 20 mil millones de pesos colombianos.</p>
<p>Sentencias</p>	<p>La ANLA de manera preventiva solicitó la parada de todas las operaciones que se realizaban en la zona de influencia del derrame, la medida afectó las operaciones de empresas como Petrosantander (INC) y Vetra Exploración y Explotación Colombia S.A.S. que se encontraban realizando proyectos en el mismo sector,</p> <p>Mediante Auto 1296 del 27 de marzo de 2018, la ANLA inició el proceso sancionatorio contra la empresa por los hechos ocurridos, proceso que culminó dando como responsable a Ecopetrol y por consiguiente se solicitó el pago de 5155 millones de pesos en primera instancia, pero que finalmente tras los recursos de reposición interpuestos resultaron en más de 3800 millones de pesos como sanción por el incidente ocurrido con el afloramiento de pozo Lisama 158.</p>

Eficiencia del PDC	<p>El plan de contingencia no fue eficiente, basándonos en los resultados finales que dejaron más de 2000 animales muertos, cientos de personas afectadas y daños en el medio ambiente irreparables</p> <p>El diseño del plan de contingencia no contaba con los estudios necesarios para contrarrestar los efectos de las lluvias y que aumentaron la velocidad del movimiento de crudo, por otra parte, los mecanismos de información fueron ineficientes y las medidas de contención aplicadas insuficientes pues no se logró contener el avance de la mancha de crudo por los cuerpos de agua sino hasta 2 semanas después de iniciado el derrame.</p>
---------------------------	--

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa Ecopetrol ante una emergencia Lisama 158 en el año 2018. Elaboración propia, información tomada de Auto 1296 del 27 de marzo de 2018 ANLA , (SAA No. 00800-18,CAS, 2018) y del informe presentado por la asociación Crudo Transparente un año después del derrame.

6.1.1.6 Caso 6: GRAN TIERRA ENERGY, Mocoa.

Tabla 10. Caso 6: GRAN TIERRA ENERGY, Mocoa.

Empresa	GRAN TIERRA ENERGY
Ubicación	Mocoa, Putumayo. Línea subfluvial Moquetá 1- Costayaco 7
Fecha	21 de junio de 2020
Descripción del incidente	En el mes de junio de 2020, debido a las condiciones climáticas y la fuerza del río, se presentó un flujo de hidrocarburos en la línea de conducción subfluvial que conecta el campo Moquetá 1 con la estación Costayaco 7 y que atraviesa el río Mocoa, este flujo inicialmente (50 barriles) se

	movilizó por el cause hasta llegar al río Caquetá. (24 km aproximadamente)
Plan de Contingencia	La empresa en el reporte informo a la ANLA que luego de verificar la fuga de crudo se procedió inmediatamente la activación del plan de contingencia.
Implementación del PDC	<p>1. Apenas detectada la emergencia la empresa GTE procedió a activar el PDC de manera inmediata e instalar 3 puntos de control principales a la altura de los poblados de Puerto Limón, El Jauno y Puerto Guzmán.</p> <p>2. Una vez se identificó la emergencia inmediatamente se suspendieron las operaciones del campo Moqueta y la línea de flujo Moqueta 1-Costayaco 7.</p> <p>3. Se reportó telefónicamente el incidente a las autoridades locales (CORPOAMAZONIA, CMGRD, CDGRD, Alcaldías de Mocoa y Puerto Guzmán y comunidades interesadas).</p> <p>4. Mediante radicado No. 4100086051643120003 la empresa GTE realizó el reporte de la emergencia ante la ANLA.</p> <p>5. Se contó con el apoyo de la Defensa Civil Colombiana, Bomberos Voluntarios de Villagarzón, Policía Nacional y Ejercito Nacional.</p> <p>6. Se realizaron recorridos por los ríos Mocoa y Caquetá, se recolecto el producto derramado en el tramo Puerto Limón-Puerto Guzmán, sin embargo, el tramo Línea de flujo-Puerto Limón, algunas personas de la comunidad impidieron el desarrollo de las actividades durante algunas horas solicitando inclusión laboral, al final del día permitieron la continuidad de las actividades de recolección del producto y limpieza de algunas áreas.</p>

	<p>7. Se atendió visita de CORPOAMAZONIA y el CMGRD de Mocoa al sitio del evento y se realizó un recorrido por los ríos Mocoa y Caquetá. A la hora se continúa con las actividades de recolección del producto derramado y limpieza de las áreas afectadas.</p>
<p>Fallas</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. El plan de contingencia no mide el riesgo de ocurrencia de un derrame. 2. El PC no determina el grado de vulnerabilidad de los ecosistemas y las comunidades en un eventual caso de derrame. 3. El PNC no analiza impactos directos e indirectos causados sobre los ecosistemas aledaños. 4. Las acciones de mitigación y remediación se realizaron de manera tardía, ineficiente y sin prever la necesidad. 5. Se realizaron acciones sin justificaciones técnicas como el direccionamiento del río Mocoa. 6. Se evidencia que la empresa si bien había realizado adecuaciones al sitio para proteger la tubería, en el año 2019 Corpoamazonía solicitó nuevamente el análisis de la dinámica fluvial del río, como en el pasado se tenían sitios con alturas menores a 2 metros como lo indica la norma y que presuntamente no se habían efectuado las acciones de remediación.
<p>Consecuencias</p>	<p>La mancha de crudo se movilizó desde la línea de flujo hasta el muelle de puerto limón y el muelle el Jauno, impregnado con hidrocarburos el material vegetal de la rivera del río como también el suelo del margen izquierdo del río Mocoa.</p> <p>Sobre el margen derecho del río Caquetá, en el muelle Puerto Limón se evidencia trazas de crudo e iridiscencia sobre la arena, las rocas y material vegetal.</p>

	<p>Se afectaron por el derrame aproximadamente 8667,00 metros cuadrados de suelo y unos 24 km de los causes de los ríos Mocoa y Caquetá.</p> <p>Tanto la ANLA como Corpoamazonía informaron que días después del incidente aun , se evidenciaban trazas de crudo sobre rocas, material vegetal y lechos del rio y las riberas.</p> <p>Los habitantes del sector informan que, al consumir pescados de la zona, estos tienen un sabor a hidrocarburo.</p> <p>Se suspendió temporalmente el servicio de acueducto en los municipios ribereños aledaños al incidente hasta en el departamento del Caquetá.</p> <p>Debido a la necesidad de reparar el tramo de tubería afectado, este incidente provoco en el mes de julio otro derrame sobre las mismas fuentes hídricas cuando no se implementó un buen sellamiento de las tuberías reparadas.</p> <p>Así mismo, la ANLA precisa que se han generado impactos por movimiento de maquinaria para la limpieza del crudo, lo que ha afectado la infraestructura social.</p>
<p>Sentencias</p>	<p>La ANLA ordeño las siguientes disposiciones mediante Auto 06186 del 1º de julio de 2020:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Requirió a la empresa GTE presentar a la Autoridad Nacional las evidencias documentales del cumplimiento de las obligaciones establecidas en la Licencia ambiental y el Plan de manejo ambiental mencionados en el Auto en cuestión con un periodo de tiempo no máximo a 3 meses. 2. Solicitó a la compañía GTE que dentro de los dos (2) días siguientes al acto administrativo, la obligación de presentar a la Autoridad Nacional las

	<p>evidencias documentales del cumplimiento de las obligaciones de la Licencia ambiental y el Plan de Manejo Ambiental como también del Plan de Gestión del Riesgo, implementados en el hecho ocurrido.</p> <p>La ANLA solicitó a la empresa GTE presentar una media de compensación para las comunidades afectadas por el derrame de crudo, especialmente al grupo de pescadores que no pudieron realizar sus labores comerciales con normalidad.</p> <p>La autoridad abrió proceso sancionatorio SAN0049-00-2021 por los hechos ocurridos mediante auto 02752 y el último requerimiento se realizó mediante auto 9102 del 31 de octubre de 2023.</p>
Eficiencia del PDC	<p>El plan de contingencia aplicado por la empresa Gran tierra no evidencia el cumplimiento de los principales requerimientos establecidos en el decreto 321 de 1999 y su mala ejecución derivó en otro evento de derrame posterior a este con consecuencias para el medio ambiente nuevamente.</p>

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa Gran Tierra Energy ante una contingencia en el año 2020. Elaboración propia, información tomada de ANLA.

6.1.1.7 Caso 7: MANSAROVAR ENERGY, Puerto Boyacá.

Tabla 11 Caso 7: MANSAROVAR ENERGY, Puerto Boyacá

Empresa	MANSAROVAR ENERGY COLOMBIA LTDA
Ubicación	Puerto Boyacá, Boyacá. Línea de flujo 10" campo Moriche.
Fecha	9 de septiembre de 2020

Descripción del incidente	El 9 septiembre de 2020 se presentó fugas en la línea de flujo 10” entre el clúster K y el clúster J de Campo Moriche en Puerto Serviez, en jurisdicción del municipio Puerto Boyacá, la emergencia generó el derrame fluido de producción de los cuales afectaron el ecosistema de bajos inundables en la zona.
Plan de Contingencia	El plan de contingencia para el campo Moriche vigente por la empresa Mansarovar energy se declaró en los radicados Nos. 2018068363-1-000, 2018068367-1-000 del 30 de mayo de 2018 y se actualizó por última vez con el radicado No. 2018113499-1-000 del 21 de agosto de 2018.
Implementación del PDC	<ol style="list-style-type: none"> 1. Cierre de la válvula e instalación de grapa para detener la fuente de escape de crudo. 2. Activación del PC. 3. Instalación de barreras mecánicas y oleofílicas, utilizando cordón oleofílico, tela absorbente, incluido trinchos en tierra como medio de confinamiento; el material contaminado con hidrocarburo se recoge en doble bolsa de color rojo para su posterior acopio 4. Inicio de labores de limpieza, la extracción del hidrocarburo derramado se realiza mediante sistema de motobomba que dirige el fluido recolectado hasta dos tanques de armado rápido (fast tank) de 2000 galones y/o carro vacío para luego realizar el manejo mediante método de tratamiento interno que tiene adoptado la empresa 5. Disposición final de suelo y vegetación impregnados, se realiza acopio temporal de suelo impregnado de hidrocarburo en el área aledaña al evento para posterior disposición con un tercero con licencia ambiental. 6. Toma de monitoreos de suelo en cuatros puntos diferentes a dos

	<p>profundidades a 0.5 m y 1.00 metro y un punto blanco o testigo de muestra. 6. Toma de monitoreos de agua superficial en 6 puntos en cuerpos de agua aledaño</p> <p>7. Inicio del Diagnóstico de las coberturas vegetales afectadas y fauna silvestre con Biólogos expertos en la atención de fauna y flora afectada.</p> <p>8. En los reportes de la empresa a la ANLA se informa de continuas jornadas de limpieza hasta el mes de febrero de 2021 como limpieza del área afectada, trasiego de fluidos, inspección diaria de las barreras de contención y disposición de residuos sólidos.</p>
Fallas	<ol style="list-style-type: none"> 1. Implementación tardía del plan de contingencia. 2. Reporte de emergencia mal formulado, lo que genera una discordancia entre los organismos para la atención de desastres pues el nivel de emergencia es minimizado. 4. Error en la selección del nivel de activación generado para la emergencia, debido a la mala información presentada por la empresa. 5. Se realizó una deficiente evaluación del derrame.
Consecuencias	<p>El informe técnico adelantado por Corpoboyacá evidenció que el área afectada por el vertimiento de crudo fue de 1.200 metros cuadrados, se evidenció que cerca de 100 barriles de crudo se derramaron afectando una extensión de suelo de aproximadamente 1200 m², vegetación aledaña, entre la cual predominan especies arbustivas y generando contaminación de recurso hídrico proveniente principalmente de aguas lluvias.</p> <p>El informe reveló que el derrame, afectó el suelo y agua debido a que se originó a tres kilómetros del Río Magdalena. En la visita también se</p>

	<p>evidenció daños a la flora y fauna puesto que el sector se compone de especies como el Yarumo, Higuerón, Cauchos y Palmas que son refugio de aves, reptiles y anfibios.</p>
Sentencias	<p>En consideración a las contingencias ocurridas los días 8 de junio y 9 de septiembre de 2020, la ANLA inició indagación preliminar a través de Auto No. 9665 del 2 de octubre de 2020.</p> <p>A raíz de la visita de seguimiento ambiental llevada a cabo los días 14 de septiembre, y 2, 5, 6 y 7 de octubre de 2020, el equipo técnico de la Subdirección de Seguimiento de Licencias Ambientales de la ANLA emitió el Concepto Técnico No. 07088 del 20 de noviembre de 2020, en el cual recomendó imponer una medida preventiva de suspensión de actividades a la empresa MANSAROVAR, acogido por la resolución 2060 del 18 de diciembre de 2020 emitida por la misma autoridad.</p> <p>Proceso sancionatorio SAN0245-00-2020 ambiental iniciado por Auto No. 190 del 27 de enero de 2021.</p> <p>Mediante concepto técnico No. 5525 del 10 de septiembre de 2021 la ANLA emitió de formulación de cargos.</p> <p>Mediante resolución 000945 del 22 de mayo de 2024 la ANLA decidió levantar la medida preventiva impuesta mediante resolución 2060 del 18 de diciembre de 2020.</p>
Eficiencia del PDC	<p>El plan de contingencia no cumple con todas las especificaciones necesarias para contener de manera eficiente la emergencia, la ANLA reportó en su visita al lugar que para el 9 de diciembre de 2020 aun existían trazas y pequeños afloramientos de crudo en la zona.</p>

Nota: Esta tabla expone las condiciones de elaboración e implementación del PDC de la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltda ante una contingencia en el año 2020. Elaboración propia, información tomada de ANLA.

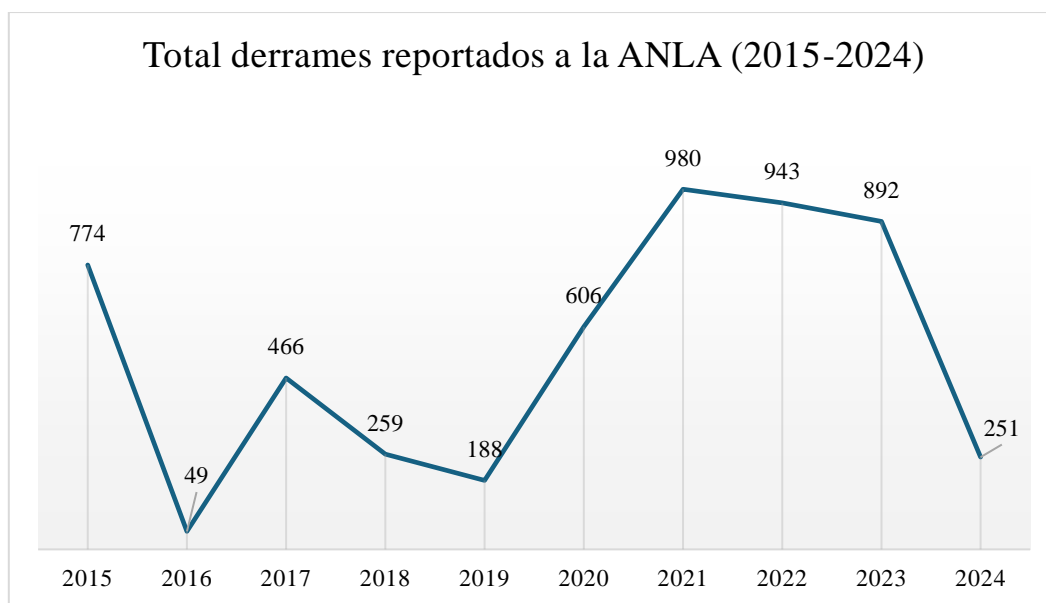
6.2 Cumplimiento objetivo 2.

Investigación de casos relevantes que han conllevado a una sanción de las empresas involucradas, por el incumplimiento en la implementación de los PDC entre los años 2018 y 2021.

6.2.1 Análisis de casos.

Con base en los datos proporcionados por la ANLA como respuesta al radicado No. 2024220078233 enviado solicitando la información, se realizó el filtro y estimación de eventos ocurridos por año, como resultado del proceso se refleja en la (Figura 4) un aumento significativo en el número de derrames reportados, especialmente una tendencia al alza en los años 2020 y 2021 en comparación con los años 2019 y 2018.

Figura 4. Derrames totales reportados a la ANLA (2015-2024)

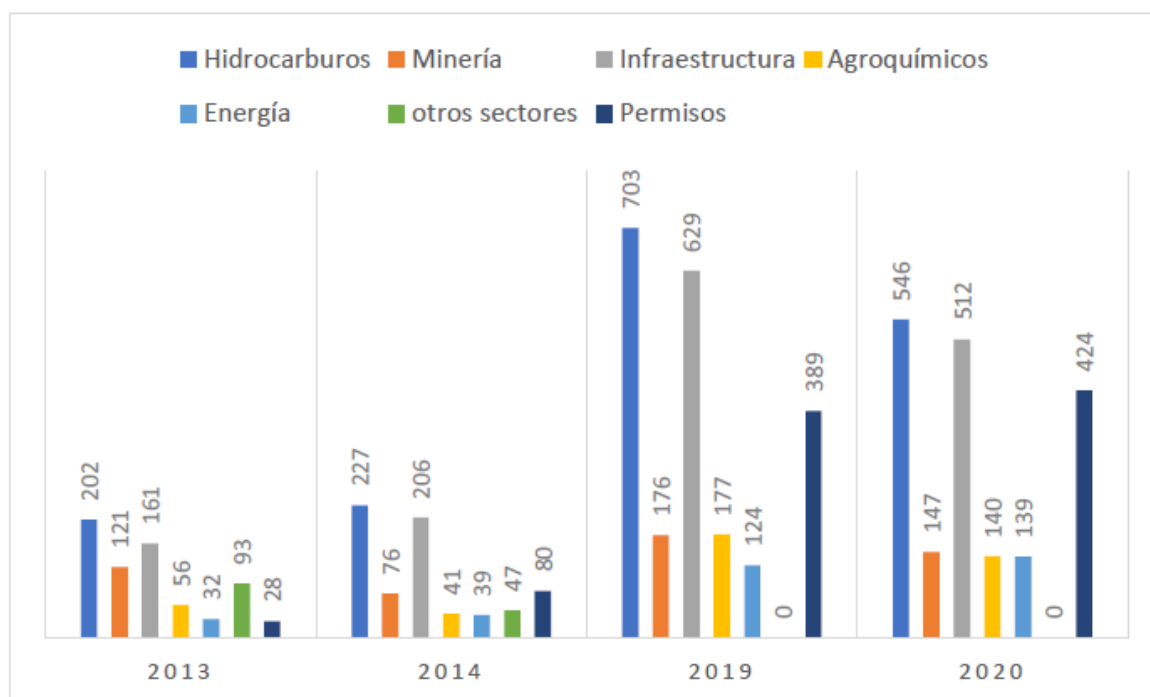


Nota: El gráfico muestra el número de incidentes totales reportados por año entre 2015 y el primer semestre del año 2024, Elaboración propia, información tomada de la base de datos aportada por la ANLA para este proyecto.

La ANLA reportó un total de 2033 incidentes con derrames de hidrocarburos en el territorio nacional entre los años 2018 y 2021, esta estadística hace referencia a todos los incidentes reportados por la autoridad en la base de datos enviada, así tengan un nivel de afectación local-menor.

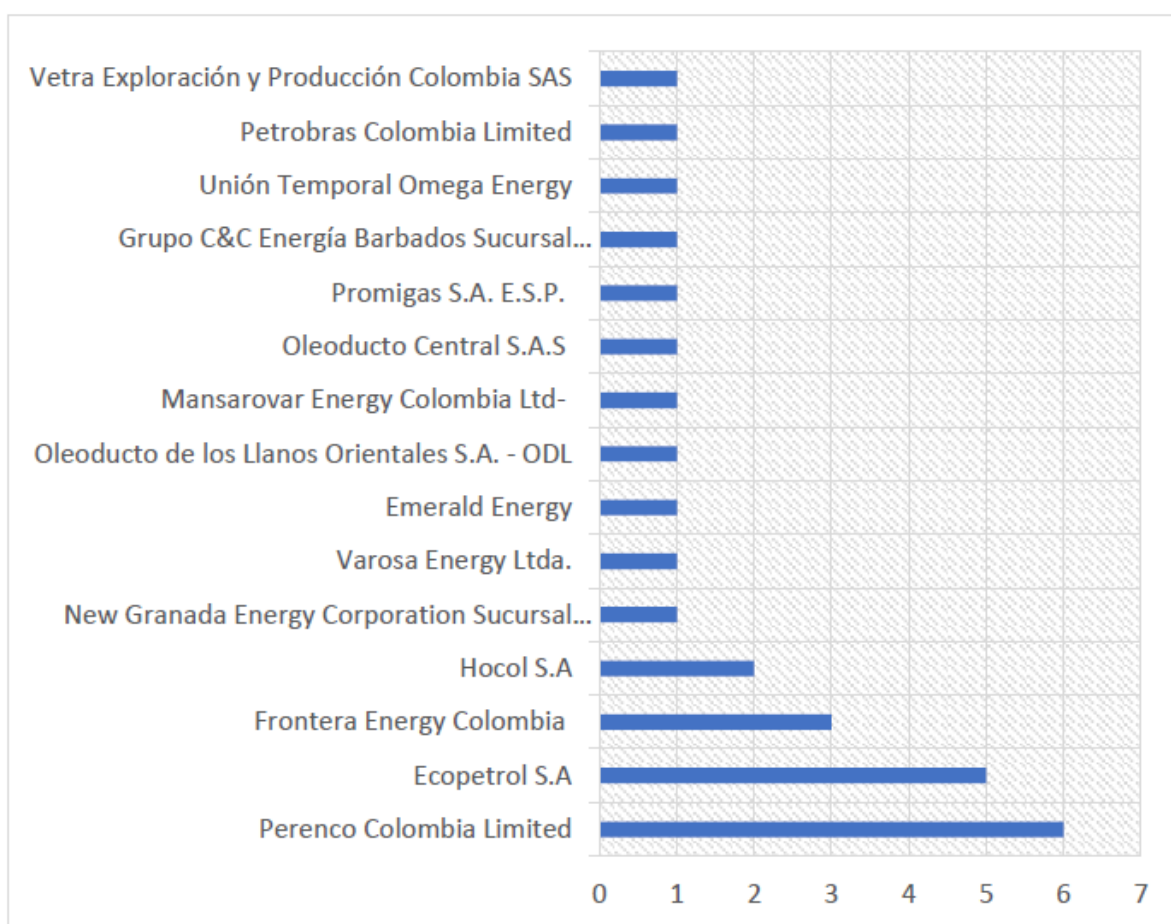
Por otra parte, con base en los resultados obtenidos por la investigación de Nieto (2022), se puede afirmar que la industria de los hidrocarburos es sancionada con frecuencia y también es una de las industrias que más sanciones ambientales recibe (Figura 5). Además, se evidencia que Ecopetrol S.A y Perenco Colombia Limited, son por mucho las empresas que más reinciden en actos sujetos a sanciones por parte de la autoridad nacional (Figura 6) y también de las corporaciones autónomas regionales (ANEXO E) y por ende las compañías con los mayores montos a pagar (Figura 7)

Figura 5. Procesos sancionatorios ambientales por sectores (2013-2020)



Nota: La figura muestra la cantidad de sanciones emitidas por sectores en el territorio colombiano entre 2013 y 2020. Tomado de Las sanciones administrativas ambientales. la eficacia del régimen sancionatorio en la gestión de las externalidades ambientales del sector hidrocarburos en Colombia,(p.121), por Nieto Maldonado, D. C. (2022).(Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Caldas).

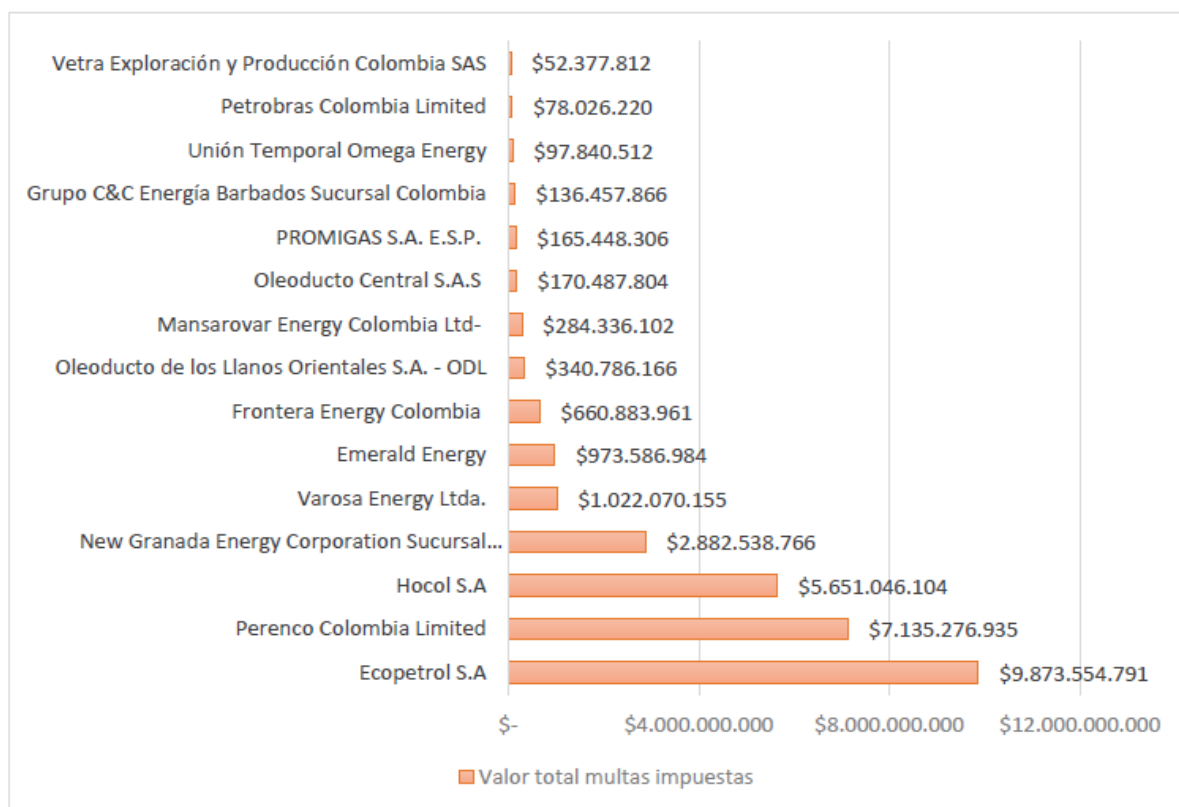
Figura 6. Multas totales impuestas a empresas del sector por la ANLA (2010-2021)



Nota: La figura muestra la cantidad de sanciones emitidas por la ANLA a cada una de las empresas infractoras en el periodo de (2010-2021). Tomado de Las sanciones administrativas ambientales. la eficacia del régimen sancionatorio en la gestión de las externalidades

ambientales del sector hidrocarburos en Colombia,(p.124), por Nieto Maldonado, D. C. (2022).(Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Caldas).

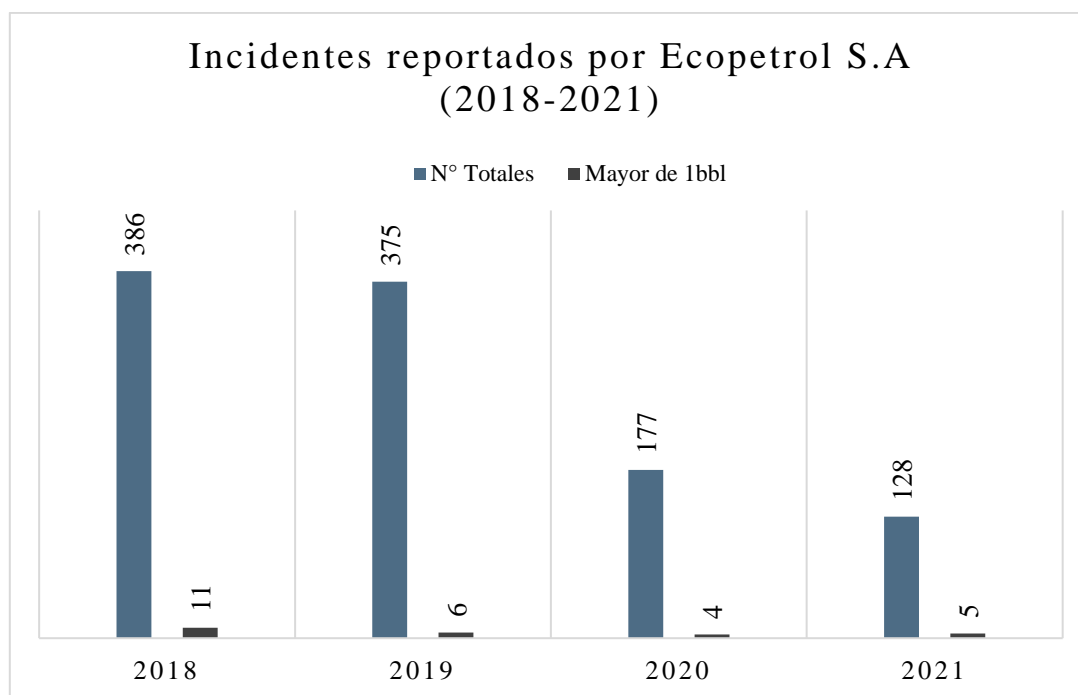
Figura 7. Valor total por pagar por multas ambientales según ANLA (2010-2021)



Nota: La figura muestra el valor total de las sanciones emitidas por ANLA a las diferentes empresas entre 2010 y 2021. Tomado de Las sanciones administrativas ambientales. la eficacia del régimen sancionatorio en la gestión de las externalidades ambientales del sector hidrocarburos en Colombia,(p.124), por Nieto Maldonado, D. C. (2022).(Facultad de Ciencias Jurídicas y Sociales, Universidad de Caldas).

6.2.1.1 CASO 1. ECOPETROL. LIZAMA. Ecopetrol registra 1406 incidentes relacionados con derrames de hidrocarburos entre los años (2018-2021), 26 derrames de los 1406 reportados fueron mayores a un barril de crudo. (Figura 8)

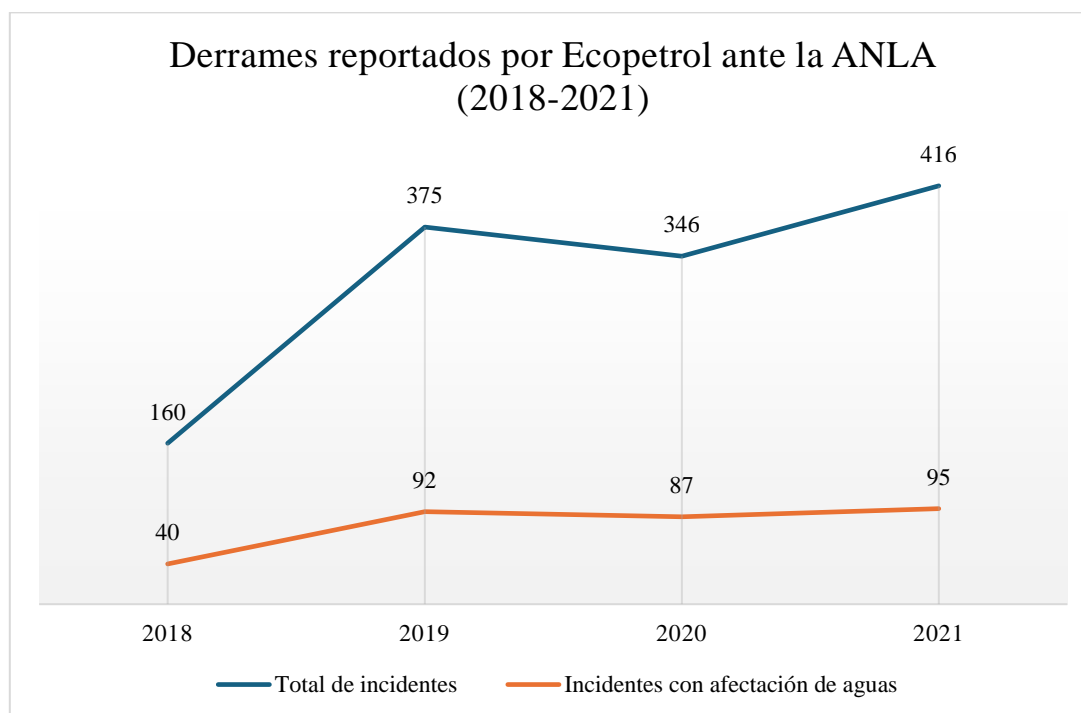
Figura 8. Eventos totales registrados por la empresa Ecopetrol S.A entre 2018 y 2021.



Nota: El gráfico muestra el número de incidentes reportados por Ecopetrol S.A. por año entre 2018 y 2021. Elaboración propia, información tomada de Ecopetrol S.A.

La Autoridad nacional de licenciamiento ambiental ANLA reporta una cantidad diferente y menor en los eventos que fueron informados por parte de la empresa Ecopetrol S.A ante esta misma autoridad entre 2018 y 2021 (Figura 9), se evidencia que no existe una relación de igualdad entre los dos reportes.

Figura 9. Derrames totales reportados por Ecopetrol a la ANLA (2018-2021)



Nota: La figura muestra los derrames reportados desde la empresa ECOPETROL ante la ANLA entre los años 2018 y 2021. Se muestran también los casos donde se vieron afectadas fuentes de agua o bajos inundables. Elaboración propia, información tomada de la base de datos aportada por la ANLA para este proyecto.

6.2.1.1.1 Licencia y PDC

Tabla 12. Licencia Ecopetrol Campo Lisama.

El MAVDT mediante la Resolución No.1641 del 7 de septiembre de 2007, modificada por la Resolución No. 796 del 16 de mayo de 2008, estableció un Plan de Manejo Ambiental - PMA a la empresa ECOPETROL S.A.

La empresa ECOPETROL S.A. mediante Oficio No. 4120-E1-124869 del 03 de octubre de 2011, remitió el documento titulado “Plan de Manejo Ambiental Integral Mares”

El MAVDT por intermedio de la Resolución No. 1200 de 28 de noviembre de 2013, modificó el PMA acogido en la Resolución No. 1641 del 07 de septiembre de 2007

La ANLA a través de la Resolución No. 1237 de 17 de octubre de 2014, aclaró la Resolución No. 1200 de 28 de noviembre de 2013, modificatoria del PMA establecido en la Resolución No. 1641 del 7 de septiembre de 2007, en el sentido de precisar las construcciones de locaciones, respecto a la estabilización y revegetalización de los taludes.

La ANLA mediante la Resolución No. 1136 del 30 de septiembre de 2016, modificó el PMA establecido mediante la Resolución 1641 de 01 de septiembre de 2007, en el sentido de autorizar la ampliación de áreas y el ajuste de algunos programas y fichas del Plan de Manejo entre otros aspectos.

Nota: La tabla evidencia los cambios realizados a la licencia el plan de contingencia de la empresa Ecopetrol S.A. en el marco del proyecto Superintendencia de Mares. Elaboración propia, información tomada de (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 01296, 2018).

6.2.1.1.2 Hechos

El evento inicia unos meses antes de producirse el afloramiento final del crudo. Un taponamiento tipo blanking plug instalado en el año 2015 después de presentarse una fuga de gas, fue revisado en 2017 para decidir el abandono del pozo, en dicho procedimiento se presentó la caída de una serie de tuberías de trabajo al fondo del pozo ocasionando la falla del blanking plug, que a su vez ocasiono un influjo controlado por medio de la inyección de presiones, debido al estado de la tubería la sobrepresión pudo ocasionar daños en ella liberando crudo hacia la formación y llegando a la falla conocida como la “salina” sin que alguien se percatara.

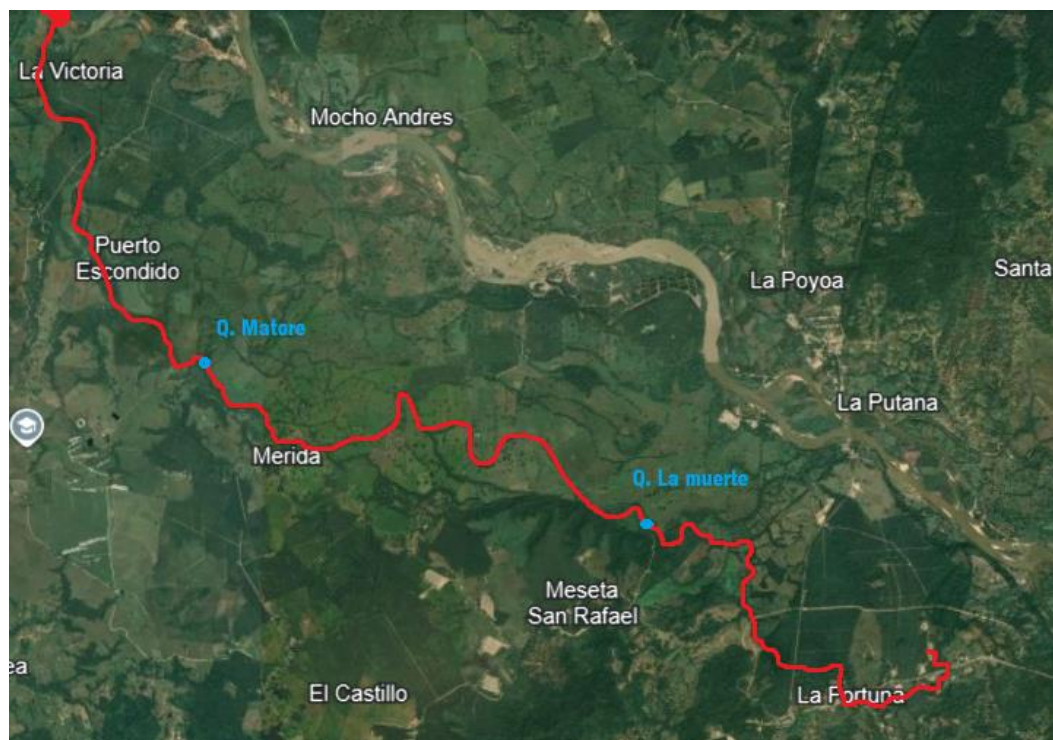
Evaluando la situación sin tener en cuenta la perforación en la tubería, el 14 de diciembre de 2017 se abandonó el pozo con las dos herramientas en fondo más la tubería atrapada y con presiones presuntamente estables.

El 2 de marzo de 2018, a las 12:10 pm, ocurrió un afloramiento de agua, lodo, crudo y gas en un terreno a 230 metros del pozo Lisama 158, en la Fortuna, inicialmente se habló de 550 barriles que alcanzaron la quebrada Lizama, caño muerto y hasta el río Sogamoso.

Mediante radicado ANLA 2018024693-1-000 del 5 de marzo de 2018 (reporte VITAL del 3 de marzo de 2018), ECOPETROL S.A. informa como ubicación de la contingencia el predio Las Palmas contiguo al pozo Lisama 158, en la vereda la Fortuna Municipio de Cimitarra, al respecto si bien la empresa reportó como lugar de ocurrencia del evento de contingencia, el municipio de Cimitarra, una vez verificado el lugar de los hechos en las visitas técnicas realizadas por esta Autoridad y a la información georreferenciada mediante coordenadas, se establece que el evento de contingencia se presentó en jurisdicción del municipio de Barrancabermeja Santander, así: El sitio del evento se encuentra localizado dentro del proyecto “Campos de la Superintendencia de Mares, Campo Llanito, Gala y sus actividades asociadas desplegadas en el departamento de Santander”. (Auto 01296. ANLA,2018).

6.2.1.1.3 Ubicación satelital

Figura 10. Ubicación satelital del recorrido de crudo evento ECOPETROL-Lisama 158.



NOTA: Esta figura muestra la zona de afectación donde ocurrió el derrame y las fuentes hídricas cercanas afectadas. Elaboración propia, Información tomada de (Corporación Autónoma Regional de Santander CAS, CT 01209, 2018).

6.2.1.1.4 Procedimiento y sentencias.

Se describe el proceso sancionatorio tomado de Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA. *Auto N° 01296 (27 de marzo de 2018)*

“El Grupo de Hidrocarburos de la Subdirección de Evaluación y Seguimiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), los días 15 y 18 de marzo de 2018, adelantó la práctica de una visita al área donde se presentó la contingencia en mención, cuyos resultados quedaron consignados en el Concepto Técnico No. 1100 del 21 de marzo de 2018.

Que la Corporación Autónoma Regional de Santander (CAS) mediante Radicado No. 2018033513-1-000 del 22 de marzo de 2018, remitió a la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) el Concepto Técnico SAA No. 00800-18 del 20 de marzo de 2018, en el cual se pone en conocimiento de esta Autoridad los hallazgos evidenciados en la visita de seguimiento realizada los días 13, 14, 15 y 16 de marzo de 2018 al área de influencia de la contingencia (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 01296, 2018).

La ANLA, mediante Auto No. 1212 del 22 marzo de 2018, ordenó una indagación preliminar en contra la empresa Ecopetrol S.A., debido al evento de contingencia presentado en el pozo Lisama 158. (ANLA, Auto 01296, 2018).

Que la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) por intermedio de la Resolución No. 0427 del 23 de marzo de 2018, le impuso a la empresa ECOPETROL S.A. unas medidas de manejo ambiental, con fin de atender la eventualidad que se viene presentado desde el día 02 de marzo de 2018 en vereda la Fortuna, (ANLA, Auto 01296, 2018).

El Grupo de Hidrocarburos de la Subdirección de Evaluación y Seguimiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales de la ANLA, realizó la valoración de las actividades y demás circunstancias asociadas a la atención de la contingencia presentada en el predio Las Palmas, contiguo al pozo Lizama 158, emitió el Concepto Técnico No. 01209 del 27 de marzo de 2018. (ANLA, Auto 01296, 2018).

Mediante el Concepto Técnico de Seguimiento No. 1100 del 21 de marzo de 2018 (LAM2249) y el Concepto Técnico No. 01209 del 27 de marzo de 2018, la autoridad nacional presentó el Auto No.01296 del 27 de marzo de 2018 donde se inició el proceso sancionatorio contra la empresa por los hechos ocurridos y estipulando los siguientes hechos tomados explícitamente de (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 01296, 2018).

Las evidencias se contraen específicamente a los siguientes hechos:

No haber activado el plan de contingencia, ni ejecutado y controlado la contingencia conforme a la real magnitud del evento de contingencia iniciado el 02 de marzo de 2018, en el predio “Palmas de Colombia”, ubicado en el corregimiento La Fortuna, en jurisdicción del municipio de Barrancabermeja, en el departamento de Santander.

No haber informado en oportunidad las circunstancias que agravaron las condiciones iniciales de la contingencia reportada y que demostraban la real magnitud del evento ocurrido y comunicado como controlado el día 03 de marzo de 2018, obstaculizando la actividad de seguimiento por parte de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales - ANLA.

Por haber afectado presuntamente con su gestión los cuerpos de agua denominados quebrada La Lizama, Caño La Muerte en un área aproximada de 24 km lineales de los cuerpos de agua con crudo proveniente presuntamente del pozo 158 reportado como inactivo, y en un área de 20 kilómetros en el río Sogamoso.

Por haber generado con su actividad presunta afectación al recurso suelo localizado en el área donde se está presenta la contingencia objeto de investigación.

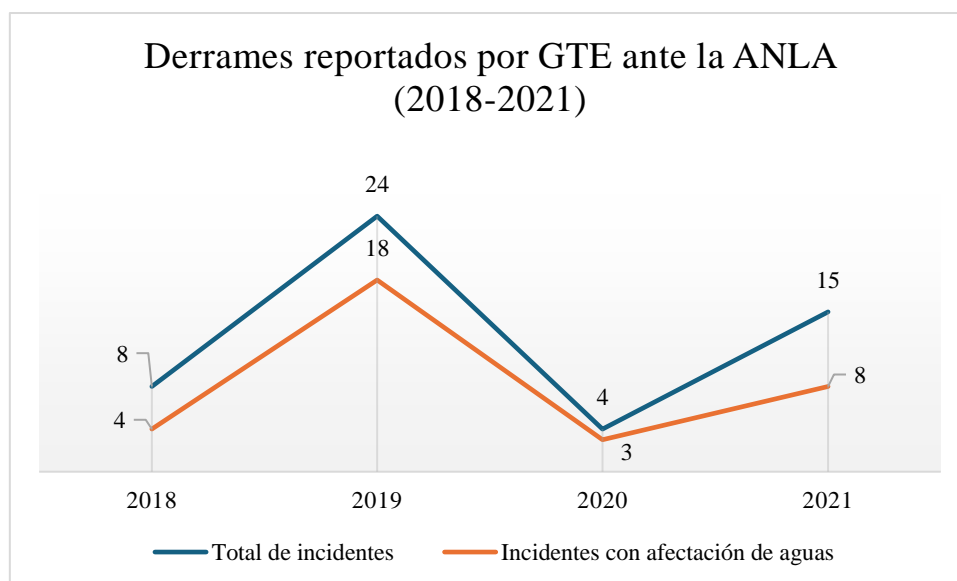
Por haber generado la muerte y afectación de individuos de diferentes especies y grupos taxonómicos de fauna y flora.

Por haber ocasionado con su omisión en la activación, ejecución y control adecuado de la contingencia, posibles afectaciones al medio natural y al medio socioeconómico de la zona donde se presentó el evento contingente.

Por haber puesto en riesgo dos (2) acuíferos (libre y semiconfinado) localizados en la zona donde se está presentando el evento contingente, estos, descritos en la página 26 del Concepto Técnico No. 01209 del 27 de marzo de 2018 Si bien la Empresa informó el evento de contingencia ocurrido el día 2 de marzo del 2018 en el predio Palmas de Colombia; conforme a la información aportada en reportes posteriores al parecer la Empresa no informó en oportunidad la real magnitud de la contingencia ocurrida y que además reportó como

controlada el 3 de marzo de 2018, obstaculizó así la actividad de seguimiento por parte de esta Autoridad, impidiendo el ejercicio de las funciones de visita y seguimiento del evento en tiempo real, toda vez que de conocerse en oportunidad la magnitud del evento por parte de la ANLA, se habría comisionado manera inmediata personal técnico al lugar del evento, con el propósito de tomar medidas de prevención y control conforme al artículo tercero de la Resolución 1767 de noviembre de 2016, obstruyendo también las actuaciones de la Corporación Autónoma Regional de Santander y del Comité Municipal de Gestión del Riesgo (CMGRD); e incumpliendo con lo establecido en el Manual Operativo que hace parte del Plan de Contingencia entregado a la ANLA en el mes de abril del año 2016. En el reporte del evento radicado ante la ANLA el día 14 de marzo de 2017 (11 días después del reporte inicial de contingencia), se evidencia que la empresa Ecopetrol S.A., desde el mismo día del reporte inicial se encontró adelantando acciones de contención y limpieza del predio afectado Palmas de Colombia, obviando suministrar a esta Autoridad información relevante relacionada con que el evento no fue controlado y por el contrario su magnitud aumentaba hasta el punto de dar inicio al despliegue de operaciones en puntos de control a lo largo de la quebrada La Lisama y del caño La Muerte. (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 01296, 2018)”.

La empresa fue declarada culpable e inicialmente se obligó a pagar un monto de 5.155 millones de pesos colombianos, sin embargo y después de las apelaciones de la empresa, mediante Resolución 290 del 9 de febrero de 2021, la cual impuso una multa final por \$3.863.918.267 a la Empresa por el afloramiento de crudo en inmediaciones del Pozo Lisama

6.2.1.2 CASO 2. GRAN TIERRA ENERGY, MOCOA*Figura 11. Derrames totales reportados por GTE ante la ANLA (2018-2021)*

Nota: La figura muestra los derrames reportados desde la empresa GTE ante la ANLA entre los años 2018 y 2021. Se muestran también los casos donde se vieron afectadas fuentes de agua o bajos inundables. Elaboración propia, información tomada de la base de datos aportada por la ANLA para este proyecto.

6.2.1.2.1 Licencia y PDC*Tabla 13. Licencia GTE Campo Moqueta*

El 10 de agosto del año 2000 mediante Res. 800 el MAVDT aprobó de un Plan de Gestión Ambiental (PMA) para el Área de Exploración Exploratoria Moquetá y Perforación Exploratoria del Pozo Moquetá 1, a la empresa Ecopetrol S.A.

Para el año 2009 mediante Res. 1087 del 11 de junio del 2009 la empresa Gran Tierra Energy recibió el PMA por parte del Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial MAVDT.

Mediante Res. 0976 del 29 de agosto de 2014, La ANLA concedió la Licencia Ambiental Global para el funcionamiento del bloque a la empresa GTE

Nota: La tabla evidencia los cambios realizados a la licencia el plan de contingencia de la empresa Ecopetrol S.A. en el marco del proyecto Superintendencia de Mares. Elaboración propia, información tomada de (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 01296, 2018).

La licencia Moquetá pertenece a los municipios de Mocoa, Villagarzón (Putumayo) y parte del municipio de Piamonte en el departamento de Cauca, una situación compleja debido al riesgo de generar afectación a más de un departamento en una sola posible emergencia.

6.2.1.2.2 Hechos

El 21 de junio del año 2020, se presentó un influjo sobre la tubería de conducción entre los campos Moqueta 1 y Costayaco 7 operados por GTE, como primera causa del influjo se tiene una afectación en la tubería de conducción subfluvial que atraviesa el río Mocoa y que anteriormente se había advertido por Corpoamazonia a la empresa en concepto técnico DTP-0971 del 26 de noviembre del 2019, la Coordinadora Departamental de Organizaciones Sociales, Ambientales y Campesinas del Caquetá (COORDOSAC) informó el derrame de crudo en el río Caquetá, los hechos ocurridos afectaron a las comunidades de Curillo, Solita y Solano en Caquetá, y Puerto Guzmán en el Putumayo.

6.2.1.2.3 Ubicación satelital

Figura 12. Ubicación satelital del recorrido de crudo en el evento GTE-Mocoa



NOTA: Esta figura muestra la zona de afectación y el recorrido de la mancha de crudo ocasionada por el incidente del 8 de junio de 2020. Tomado de Informe de seguimiento a las fugas de crudo en la línea Moqueta–Costoyaco adjudicadas a la empresa Gran Tierra Energy
Karla Díaz Parra Asociación Ambiente y Sociedad

6.2.1.2.4 Procedimiento y sanciones

Se describe el procedimiento sancionatorio tomado de Asociación Ambiente y Sociedad,(AAS), Informe de seguimiento a las fugas de crudo en la línea Moqueta–Costoyaco adjudicadas a la empresa Gran Tierra Energy.

“En el artículo 1 de la Res. 0976 del 2014, por medio del cual se concede la Licencia Ambiental Global, se permite a la empresa utilizar la infraestructura petrolera existente con sus respectivos permisos.

Dicha línea de conducción se rige por la Res. DTP No.006 del 24 de enero del 2011, autorización de ocupación otorgada por parte de Corpoamazonia, a cuyo cargo queda el seguimiento y control a dicha línea de flujo. En esta Res DTP. 006 del 24, la Corporación establece como obligaciones de la empresa, entre otras cosas: i) revisar la cota de ubicación del oleoducto ya que este debe estar por debajo de la cota de socavación por lo menos en 2.0 metros. ii) Realizar anualmente batimetría de la línea del oleoducto para revisar el comportamiento del río en dicho sector. iii) como medida de compensación se recomienda diseñar y ejecutar un proyecto de protección de la margen derecha del río Mocoa, en el sector de Puerto Limón. derecha del río Mocoa.

Dicha socavación del lecho del río Mocoa continuó sin que se tomaran correctivos, a pesar de que en otro concepto CT-DTP-1327 del 23 de diciembre del 2015, la Corporación afirmó que existían 8 puntos críticos en donde la tubería se encuentra a menos de 2 metros del lecho del río. Incluso, en uno de estos puntos, el tubo se encontraba a 30 centímetros por debajo de la fuente hídrica.

Pese a que se hicieron algunas adecuaciones, en concepto técnico DTP-0971 del 26 de noviembre del 2019 la Corporación reitera (que) “se evidencia que a raíz de la dinámica del río hay pérdida parcial del suelo, razón por la cual se tienen profundidades mínimas de 1,60 y 2,0 metros de la tubería en el lecho del río Mocoa”. Al respecto se recomienda “presentar un informe de análisis de dinámica fluvial con respecto a la situación actual del cruce subfluvial. Presentar el perfil transversal del lecho de la corriente y tubería del oleoducto del año actual”

La empresa GTE envió una respuesta al requerimiento solicitado por del Auto 6186 de la autoridad nacional.

Por otra parte, en visita realizada los días 24 y 25 de junio por la Inspectora Ambiental Regional de la ANLA del Putumayo manifiesta que no se evidencia el cumplimiento de las siguientes obligaciones por parte de la empresa: i) registro fotográfico de marcas de los sitios

afectados por el derrame ii) actividades de socialización del plan de gestión del riesgo con las comunidades.

Corpoamazonía realizó una visita técnica el 30 de junio y reportó ante la autoridad que en todos los tramos de atención a la emergencia todavía existen trazas de hidrocarburo sobre la margen del río y la vegetación.

Después de efectuados los reportes por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales la ANLA emitió Auto 6186 del 1 de julio de 2020 en el que se efectúa seguimiento y control ambiental a una contingencia y se solicitó a GTE presentar los informes tanto de gestión de la emergencia como de las características de implementación del PNC para mitigar el derrame

Respuesta de la ANLA a derecho de petición con radicado 2020115858-1-000 sobre el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Auto 6185 del 1. de julio de 2020

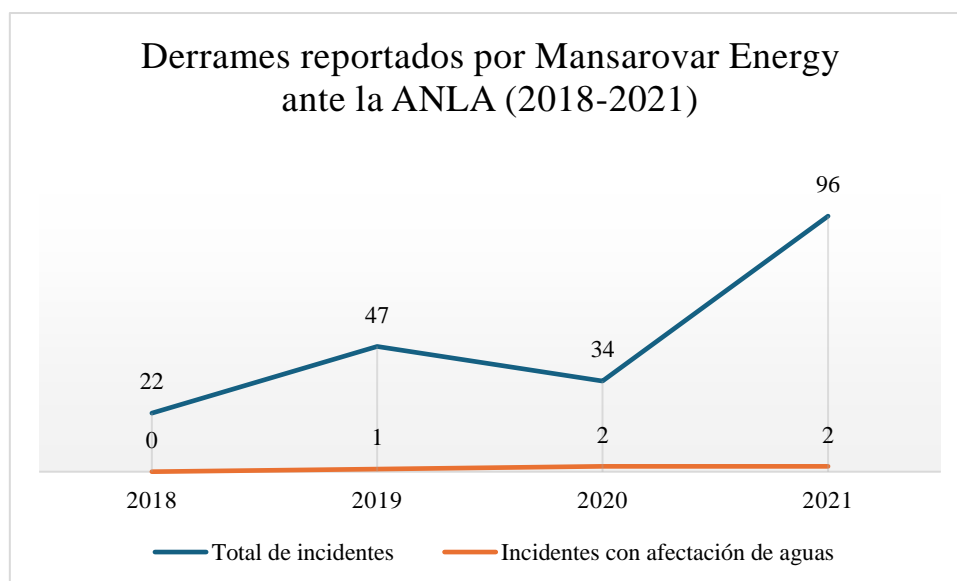
La ANLA emitió Concepto Técnico 4715 en el que se analiza la respuesta de la empresa GTE a los requerimientos del Auto 6186 del 1. de julio de 2020

Respuesta de la ANLA a derecho de petición con radicado 2020115858-1-000 sobre el cumplimiento de las obligaciones derivadas del Auto 6186 del 1. de julio de 2020

Auto 8136 en el que la ANLA toma determinaciones sobre el cumplimiento de la empresa al Auto 6186.

La ANLA realizó una visita para evaluar el segundo derrame ocurrido el día 9 de septiembre de 2020 y evaluar la situación.”

Finalmente, no se abrió ningún proceso sancionatorio ambiental ante la compañía por el hecho, sin embargo, GTE sufrió la apertura del proceso SAN0024-00-2021 del 14 de abril de 2021, donde se inicia un proceso sancionatorio entre otras cosas por no tener actualizado el plan de contingencia como sucedió en este caso particular.

6.2.1.3 CASO 3. MANSAROVAR ENERGY. PUERTO BOYACA*Figura 13. Derrames totales reportados por MSR ante la ANLA (2018-2021)*

Nota: La figura muestra los derrames reportados desde la empresa ECOPETROL ante la ANLA entre los años 2018 y 2021. Se muestran también los casos donde se vieron afectadas fuentes de agua o bajos inundables. Elaboración propia, información tomada de la base de datos aportada por la ANLA para este proyecto.

6.2.1.3.1 Licencia y PDC.*Tabla 14. Licencia Mansarovar Campo Moriche*

El entonces Ministerio del Medio Ambiente, MADS, concedió a la compañía Omimex de Colombia Ltd., mediante la Resolución No. 0790 del 3 de agosto de 2000, un Plan de Gestión Ambiental para la ejecución de pruebas iniciales de producción en los pozos Moriche 1, Balso 1 y Laurel 1, dentro del proyecto “Campo Moriche”

A través de Resolución No. 1378 del 17 de diciembre del 2003, el Ministerio otorgó Licencia Ambiental Global al titular del instrumento de manejo y control para el

desarrollo del proyecto “Campo Moriche

En enero del 2007, el Ministerio modificó el nombre del titular de la Licencia Ambiental de la sociedad Omimex de Colombia Ltd. por el de Mansarovar Energy Colombia Ltd.,

Por Resolución No. 0799 del 18 de julio de 2014, la ANLA ajustó vía seguimiento las obligaciones establecidas a la empresa MANSAROVAR dentro del proyecto Campo Moriche.

Finalmente, con los radicados Nos. 2018068363-1-000, 2018068367-1-000 del 30 de mayo de 2018 y 2018113499-1-000 del 21 de agosto de 2018 la empresa Mansarovar Energy Colombia Ltd presentó actualización del Plan de Contingencia (PDC) del Campo Moriche a la ANLA.

A través de la Resolución No.1355 del 11 de julio de 2019, la ANLA modificó por última vez la Licencia Ambiental Global otorgada mediante Resolución No. 1378 del 17 de diciembre de 2003

Nota: La tabla evidencia los cambios realizados a la licencia el plan de contingencia de la empresa Mansarovar. en el marco del proyecto “Campo Moriche”. Elaboración propia, información tomada de (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 07441, 2021).

Para el año 2018 fecha de inicio de esta investigación, además de tener la licencia del campo Moriche, Mansarovar poseía el contrato de otros 7 campos (Abarco, Girasol, Jazmín, Nare sur, Underriver (Antioquia), Underriver (Boyacá), Velásquez).

6.2.1.3.2 Hechos

El 9 septiembre de 2020 se presentó fugas en la línea de flujo 10” entre el clúster K y el clúster J de Campo Moriche en Puerto Serviez, jurisdicción del municipio Puerto Boyacá, la emergencia generó el derrame fluido de producción de los cuales afectaron el ecosistema y bajos inundables en la zona, cabe resaltar que el 8 de junio del mismo año, unos meses antes

del derrame de septiembre, ya había ocurrido un incidente con afectación al medio ambiente y plan de contingencia deficiente.

6.2.1.3.3 Ubicación satelital

Figura 14. Ubicación satelital del recorrido de crudo en el evento MSR-Puerto Boyacá



Nota: Esta figura muestra el recorrido y la zona de afectación del derrame de crudo ocurrido el 9 de septiembre de 2020. Adaptado por el autor y tomado de ANLA. Auto 07441 del 13 de septiembre de 2021. Hoja número 26.

6.2.1.3.4 Procedimiento y sanciones

Se describe el proceso sancionatorio tomado de (Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 07441, 2021):

“Por medio de radicado No. 2020154847-1-000 del 14 de septiembre de 2020 la Corporación Autónoma de Boyacá - CORPOBOYACA remitió a la ANLA el Concepto Técnico MLA0003/20, en atención a emergencia ambiental generada por fuga de fluido en la línea de flujo de 10 pulgadas, entre el Clúster K y J del Campo Moriche Mediante radicados Nos.

2020165306-1-000 del 25 de septiembre de 2020 y 2020169866-1-000 del 01 de octubre del 2020, la Gobernación de Boyacá remitió un informe de visita de campo realizada el día 15 de septiembre de 2020 a la emergencia en campo petrolero Moriche, así como el radicado S-2020-001032-AMBDRH, con información referente al caso del derrame.

En consideración a las contingencias ocurridas los días 8 de junio y 9 de septiembre de 2020, la ANLA inició indagación preliminar a través de Auto No. 9665 del 2 de octubre de 2020. Por comunicado No. 2020174654-1-000 del 7 de octubre de 2020, la Corporación Autónoma Regional de Boyacá – CORPOBOYACÁ remitió Concepto Técnico MLA0004/20, en atención a la contingencia por derrame de hidrocarburos en el Campo Moriche. Por Resolución No. 1769 del 30 de octubre de 2020, la Autoridad Nacional impuso medidas adicionales y adoptó otras determinaciones asociadas a las contingencias presentadas en la línea principal de Campo Moriche de 10 pulgadas, el día 08 de junio de 2020 y en la línea de producción del clúster campo Moriche J y K de 10 pulgadas, el día 09 de septiembre de 2020.

A raíz de la visita de seguimiento ambiental llevada a cabo los días 14 de septiembre, y 2, 5, 6 y 7 de octubre de 2020, el equipo técnico de la Subdirección de Seguimiento de Licencias Ambientales de la ANLA emitió el Concepto Técnico No. 07088 del 20 de noviembre de 2020, en el cual recomendó imponer una medida preventiva de suspensión de actividades a la empresa MANSAROVAR.

Mediante Auto No. 11600 del 9 de diciembre de 2020, acogiendo el Concepto Técnico No. 7008 del 17 de noviembre de 2020, la ANLA realizó control y seguimiento al proyecto “Campo Moriche”.

En consideración a lo anterior, mediante Resolución No. 2060 del 28 de diciembre de 2020, aclarada por Resolución No. 2123 del 28 de diciembre de 2020, se impuso medida preventiva a la sociedad MANSAROVAR, en condición de titular del proyecto “Campo Moriche”, de suspensión inmediata de la operación de la línea de flujo 10” entre el clúster K y

el clúster J de Campo Moriche, localizado en la vereda Ermitaño, en jurisdicción del municipio Puerto Boyacá, considerando que las actividades operativas de dicha línea estaban causando afectaciones al bajo inundable y sus ecosistemas asociados.

Mediante Concepto Técnico No. 7953 del 30 de diciembre de 2020 se realizó seguimiento al evento de contingencia ambiental ocurrido el 9 de septiembre de 2020 en línea 10” de Campo Moriche, en consideración a la visita realizada el 9 de diciembre de 2020.

Por Concepto Técnico No. 7989 del 31 de diciembre de 2020 la ANLA realizó verificación de los aspectos referentes al proyecto “Campo Moriche”, con el fin de realizar la evaluación técnica para el inicio del procedimiento sancionatorio en contra de la empresa MANSAROVAR.

En atención a las inconsistencias encontradas en los reportes presentados por la empresa MANSAROVAR frente a las contingencias del 8 de junio y 9 de septiembre de 2020, la ANLA apertura proceso ambiental de carácter sancionatorio a través de Auto No. 190 del 27 de enero de 2021.

Mediante radicado No. 2021007253-1-000 del 20 de enero de 2021, la empresa MANSAROVAR presentó oficio informando la construcción de un dique temporal, en atención a las contingencias de 8 de junio de 2020 y 9 de septiembre de 2020

A través de radicado No. 2021039981-1-000 del 08 de marzo de 2021, la Corporación Autónoma Regional de Boyacá – CORPOBOYACÁ remitió el concepto técnico MLA0001/21, asociado a la visita de seguimiento realizada el 02 de marzo de 2021, a las contingencias ocurridas en Campo Moriche el 8 de junio y 9 de septiembre de 2020.

Por radicado No. 2021047270-1-000 del 16 de marzo de 2021, la Corporación Autónoma Regional de Boyacá – CORPOBOYACÁ remitió el concepto técnico MLA-0006/20, asociado a visita de seguimiento realizada el 05 de noviembre de 2020, a las contingencias ocurridas en Campo Moriche el 8 de junio y 9 de septiembre de 2020.

Mediante Concepto Técnico No. 1268 del 17 de marzo de 2021, el equipo técnico de la Subdirección de Seguimiento de Licencias Ambientales de la ANLA realizó seguimiento específico a la verificación de las estrategias de respuesta frente a eventos asociados a derrames definidos en el documento denominado “Plan de Gestión de Riesgo de Desastres”, en el marco de la verificación de los aspectos referentes a las contingencias presentadas en el proyecto “Campo Moriche” entre el periodo octubre 2020 a febrero 2021 y a las contingencias presentadas los días 8 de junio y 9 de septiembre de 2020

Mediante Concepto Técnico No. 1268 del 17 de marzo de 2021, el equipo técnico de la Subdirección de Seguimiento de Licencias Ambientales de la ANLA realizó seguimiento específico a la verificación de las estrategias de respuesta frente a eventos asociados a derrames definidos en el documento denominado “Plan de Gestión de Riesgo de Desastres”, en el marco de la verificación de los aspectos referentes a las contingencias presentadas en el proyecto “Campo Moriche” entre el periodo octubre 2020 a febrero 2021 y a las contingencias presentadas los días 8 de junio y 9 de septiembre de 2020.

Mediante radicado No. 2021052288-1-000 del 24 de marzo de 2021 la Procuraduría 32 Judicial Ambiental y Agraria de Tunja, a través de la Procuradora Alicia López Alfonso, solicitó ser reconocida como tercera interviniente dentro del proceso sancionatorio ambiental iniciado por Auto No. 190 del 27 de enero de 2021, así como la incorporación del Informe Técnico No. I/D-253/2021, emitido por la Procuraduría delegada para Asuntos Ambientales y Agrarios, razón por la cual la ANLA emitió el Auto de reconocimiento de tercero interviniente No. 1826 del 5 de abril de 2021.

Igualmente, en atención a la solicitud con radicado No. 20210329-C-PB-01 (Rad. ANLA No. 2021067289-1-000 del 13 de abril de 2021), el señor Rafael Leonardo Granados Cárdenas, identificado con cédula de ciudadanía No. 84.452.256 de Santa Marta, actuando en representación del municipio de Puerto Boyacá, conforme poder conferido por el alcalde

Esgardo Mutis Isaza, solicitó, ser reconocido como tercero interviniente en los procesos sancionatorios abiertos en contra de la empresa MANSAROVAR en los campos petroleros Moriche, Jazmín y Velásquez, en el municipio de Puerto Boyacá, departamento de Boyacá la ANLA ordenó, entre otras cosas, el reconocimiento del señor Granados por Auto No. 2698 del 28 de abril de 2021.” (*Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental, Auto 07441, 2021*)

Mediante concepto técnico No. 5525 del 10 de septiembre de 2021 la ANLA emitió la de formulación de cargos al expediente sancionatorio ambiental.

Finalmente, por medio de la resolución 000945 del 22 de mayo de 2024 la ANLA decidió levantar la medida preventiva impuesta mediante resolución 2060 del 18 de diciembre de 2020.

6.3 Cumplimiento objetivo 3.

Mediante una metodología establecida, realizar la medición del grado de desempeño en la implementación de los PDC por las empresas que se vieron enfrentadas a una emergencia entre los años 2018 y 2021.

La evaluación para medir el grado de desempeño en la implementación del PDC en cada una de las emergencias estudiadas en el objetivo número 2, se realizó mediante la aplicación de la metodología explicada en el numeral (5.5.2) y con base en el cumplimiento de los criterios preestablecidos. Los resultados del proceso evaluativo se organizaron tomando como referencia la disposición de la (Tabla 2).

6.3.1 Análisis de casos.

6.3.1.1 ECOPETROL – LIZAMA Mediante el estudio de los autos y conceptos técnicos sobre el caso Lisama 158 y la implementación del plan de contingencia de la empresa Ecopetrol en la emergencia, se realizó la evaluación de los criterios establecidos obteniendo los siguientes resultados:

6.3.1.1.1 Fallas del PDC.

1. La primera falla y el desencadenante de toda la situación se presentó en el abandono mal realizado del pozo en 2017, lo que generó el desplazamiento del crudo sin ser advertido a lo largo de la falla hasta el día del afloramiento.
2. No se tenía un plan de contingencia completo y eficiente que previera los efectos derivados por condiciones climáticas adversas y que dificultarían la contención del derrame.
3. No se reportó el incidente con información fidedigna, ni se tomaron las medidas necesarias según la gravedad que ameritaba el caso, por el contrario, en el primer informe reportado a la ANLA con radicado 2018024693-1-000 se informó que el incidente estaba controlado.
4. Si bien se inició un plan de contingencia este no fue suficiente ni se realizó con la necesidad que ameritaba el caso, teniendo en cuenta que el afloramiento no se logró controlar por completo sino hasta el 30 de marzo y el abandono total del pozo solo hasta 131 días después del evento.
5. Se evidenció la falta de capacitación y el bajo nivel de respuesta en la implementación de medidas de control ambiental adecuadas y necesarias para mitigar el derrame.

6.3.1.1.2 Evaluación del PDC

Tabla 15. Evaluación del PDC aplicado por ECOPETROL-Lisama 158.

ECOPETROL-LIZAMA		Cumplimiento ítem			% Desempeño	Grado de Desempeño
		Cumple	Parcialmente	No cumple		
C1	Existencia de un plan estratégico	x			75%	BAJO
	Plan estratégico actualizado	x				
	Análisis eficiente del riesgo		x			
	Entrenamiento y simulacros		x			
C2	Mecanismos de reporte		x		41,3%	
	Evaluación del derrame			x		
	Selección nivel activación del PNC			x		
	Mobilización de equipos y expertos		x			
	Plan de acción control del derrame		x			
	Control de operaciones	x				
	Nivel de respuesta y finalización			x		
	Evaluación del PNC.		x			
C3	Existencia de información necesaria		x		23,3%	
	Sincronización con PC local			x		
	Sistema de comunicación			x		
			% TOTAL		46,5%	

Nota: La tabla representa los resultados de la evaluación del PDC aplicado por la empresa Ecopetrol en el caso Lisama 158 en 2018. Elaboración propia, información tomada de (CAS, CT 01209, 2021) y (ANLA, Auto 01296, 2018).

6.3.1.1.3 Cálculos

$$C1 = \frac{100 + 100 + 50 + 50}{4} \quad (7)$$

$$C1 = 75\% \quad (8)$$

$$C2 = \frac{50 + 10 + 10 + 50 + 50 + 100 + 10 + 50}{8} \quad (9)$$

$$C2 = 41,25\% \quad (10)$$

$$C3 = \frac{50 + 10 + 10}{3} \quad (11)$$

$$C3 = 23,33\% \quad (12)$$

$$GD = \frac{75 + 41,25 + 23,33}{3} \quad (13)$$

$$GD = 46,53\% \quad (14)$$

El grado de desempeño en la implementación del plan de contingencia por parte de la empresa Ecopetrol en el incidente Lisama 158 se encuentra en el rango de desempeño BAJO.

6.3.1.2 GRAN TIERRA. MOCOA Mediante el estudio de los autos y conceptos técnicos sobre el caso Mocoa y la implementación del plan de contingencia de la empresa GTE en la emergencia, se realizó la evaluación de los criterios establecidos obteniendo los siguientes resultados:

6.3.1.2.1 Fallas del PDC.

1. El plan de contingencia no mide el riesgo real de ocurrencia de un derrame.
2. El PDC no determina el grado de vulnerabilidad de los ecosistemas y las comunidades en un eventual caso de derrame.
3. El Plan de contingencia no analiza impactos directos e indirectos causados sobre los ecosistemas aledaños generados por un derrame.
4. Las acciones de mitigación y remediación se realizaron de manera tardía, ineficiente y sin prever la necesidad del evento.
5. Se realizaron acciones sin justificaciones técnicas como el direccionamiento del río Mocoa.
6. Se evidencia que la empresa si bien había realizado adecuaciones al sitio para proteger la tubería, en el año 2019 Corpoamazonía solicitó nuevamente el análisis de la dinámica fluvial del río, como en el pasado se tenían sitios con alturas menores a 2 metros como lo indica la norma y que presuntamente no se habían efectuado las acciones de remediación

6.3.1.2.2 Evaluación del PDC.

Tabla 16. Evaluación del PDC aplicado por GTE-Mocoa.

GRAN TIERRA -MOCOA		Cumplimiento ítem			% Desempeño	Grado de Desempeño
		Cumple	Parcialmente	No cumple		
C1	Existencia de un plan estratégico	x			40%	BAJO
	Plan estratégico actualizado	x				
	Análisis eficiente del riesgo	x				
	Entrenamiento y simulacros			x		
C2	Mecanismos de reporte			x	25%	
	Evaluación del derrame			x		
	Selección nivel activación del PNC			x		
	Movilización de equipos y expertos	x				
	Plan de acción control del derrame	x				
	Control de operaciones	x				
	Nivel de respuesta y finalización			x		
	Evaluación del PNC.			x		
C3	Existencia de información necesaria	x			36,6%	
	Sincronización con PC local			x		
	Sistema de comunicación	x				
				% TOTAL	33,8%	

Nota: La tabla representa los resultados de la evaluación del PDC aplicado por la empresa GTE en el caso Mocoa en 2020. Elaboración propia.

6.3.1.2.3 Cálculos

$$C1 = \frac{50 + 50 + 50 + 10}{4} \quad (15)$$

$$C1 = 40\% \quad (16)$$

$$C2 = \frac{10 + 10 + 10 + 50 + 50 + 50 + 10 + 10}{8} \quad (17)$$

$$C2 = 25\% \quad (18)$$

$$C3 = \frac{50 + 10 + 50}{3} \quad (19)$$

$$C3 = 36,66\% \quad (20)$$

$$GD = \frac{40 + 25 + 36,66}{3} \quad (21)$$

$$GD = 33,88\% \quad (22)$$

El grado de desempeño en la implementación del plan de contingencia por parte de la empresa Gran Tierra Energy en el incidente Línea de flujo Moqueta 1-Costayaco 7 se encuentra en el rango de desempeño BAJO.

6.3.1.3 MANSAROVAR, PUERTO BOYACA Mediante el estudio de los autos y conceptos técnicos sobre el caso Puerto Asís y la implementación del plan de contingencia de la empresa Mansarovar en la emergencia, se realizó la evaluación de los criterios establecidos obteniendo los siguientes resultados:

6.3.1.3.1 Fallas del PDC.

1. Implementación tardía del plan de contingencia.
2. Reporte de emergencia mal formulado, lo que genera una discordancia entre los organismos para la atención de desastres pues el nivel de emergencia es minimizado.
4. Error en la selección del nivel de activación generado para la emergencia, debido a la mala información presentada por la empresa.
5. Se realizó una deficiente evaluación del derrame.

6.3.1.3.2 Evaluación del PDC

Tabla 17. Evaluación del PDC aplicado por MSR-Puerto Boyacá.

MANSAROVAR-PTO BOYACÁ		Cumplimiento ítem			% Desempeño	Grado de Desempeño
		Cumple	Parcialmente	No cumple		
C1	Existencia de un plan estratégico	x			30%	MUY BAJO
	Plan estratégico actualizado			x		
	Análisis eficiente del riesgo	x				
	Entrenamiento y simulacros			x		
C2	Mecanismos de reporte	x			25%	
	Evaluación del derrame			x		
	Selección nivel activación del PNC			x		
	Movilización de equipos y expertos	x				
	Plan de acción control del derrame	x				
	Control de operaciones			x		
	Nivel de respuesta y finalización			x		
Evaluación del PNC.			x			
C3	Existencia de información necesaria	x			23,3%	
	Sincronización con PC local			x		
	Sistema de comunicación			x		
			% TOTAL		26,1%	

Nota: La tabla representa los resultados de la evaluación del PDC aplicado por la empresa Mansarovar en el caso Puerto Boyacá en 2020. Elaboración propia, información tomada de ANLA.

6.3.1.3.3 Cálculos

$$C1 = \frac{50 + 10 + 50 + 10}{4} \quad (23)$$

$$C1 = 30\% \quad (24)$$

$$C2 = \frac{50 + 10 + 10 + 50 + 50 + 10 + 10 + 10}{8} \quad (25)$$

$$C2 = 25\% \quad (26)$$

$$C3 = \frac{50 + 10 + 10}{3} \quad (27)$$

$$C3 = 23,33\% \quad (28)$$

$$GD = \frac{30 + 25 + 23,33}{3} \quad (29)$$

$$GD = 26,11\% \quad (30)$$

El grado de desempeño en la implementación del plan de contingencia por parte de la empresa Mansarovar Energy en el incidente Línea de flujo 10” campo Moriche se encuentra en el rango de desempeño MUY BAJO

En la siguiente (Tabla 16) se muestra la evolución de las operaciones realizadas por la empresa Mansarovar Energy en el departamento de Boyacá, la empresa Mansarovar termino sus operaciones en el Bloque, sin embargo, el campo Moriche esta su cargo, sin embargo, la ANLA en el presente año decidió levantar la medida preventiva impuesta mediante resolución 2060 del 18 de diciembre de 2020.

Tabla 18. Licencia de operación de la empresa Mansarovar en Boyacá

CAMPOS	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ABARCO	✓	✓	✓	✓			
GIRASOL	✓	✓	✓	✓			
JAZMIN	✓	✓	✓	✓			
MORICHE	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
NARE SUR	✓	✓	✓	✓			
UNDERRIVER	✓	✓	✓	✓			
UNDERRIVER	✓	✓	✓	✓			
VELASQUEZ	✓	✓	✓	✓			

Nota: La tabla muestra la evolución histórica de la operación de la empresa Mansarovar en Colombia, elaboración propia información tomada de (Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.)

Recomendaciones

1. En los procedimientos de visitas técnicas por parte de las autoridades, será pertinente otorgar la libertad absoluta al personal de la autoridad nacional con el objetivo de evitar interrupciones o impedimentos por parte de los funcionarios de las compañías que alteran la efectividad de los procedimientos.

2. La Autoridad Nacional de Licenciamiento Ambiental (ANLA), para fortalecer la confianza y fomentar la participación ciudadana ante los diferentes procesos, debería en su página web ofrecer todos los datos abiertos de interés común, como por ejemplo los procedimientos sancionatorios y decisiones de la autoridad.

3. Si bien la Contraloría General de la República (CGR) realiza auditorías periódicas a la ANLA, estas tendrían que hacerse con más frecuencia y con mayor grado de exigencia, pues se evidencia en la investigación que no solo existen fallas de las compañías operadoras, sino que también la autoridad ha incurrido en errores, principalmente en el seguimiento y la aprobación de los PNC.

4. Reducir el tiempo que estipula la Ley 1333 de 2009 de veinte (20) años a un máximo de quince (15 o 10 años) antes de que el proceso sancionatorio caduque, pues esto, en lugar de ser bueno para la investigación y permitir a la autoridad ver las consecuencias reales en el transcurso del tiempo, puede tornarse un medio para la realización de malas prácticas, y es que en ocasiones no es solo el tiempo que transcurre, sino que la autoridad no hace un acompañamiento y esfuerzo notable para resolver los procesos, como lo estipula la CGR en la auditoría (CGR-CDMA, No. 039, 2022).

5. Es pertinente enfocar la problemática en el Plan Operativo del PNC. Como se refleja en las (Tablas 5-11) , este apartado de la legislación es en el cual más fallan las compañías, pues requiere de una organización impecable para mitigar de manera eficiente las emergencias.

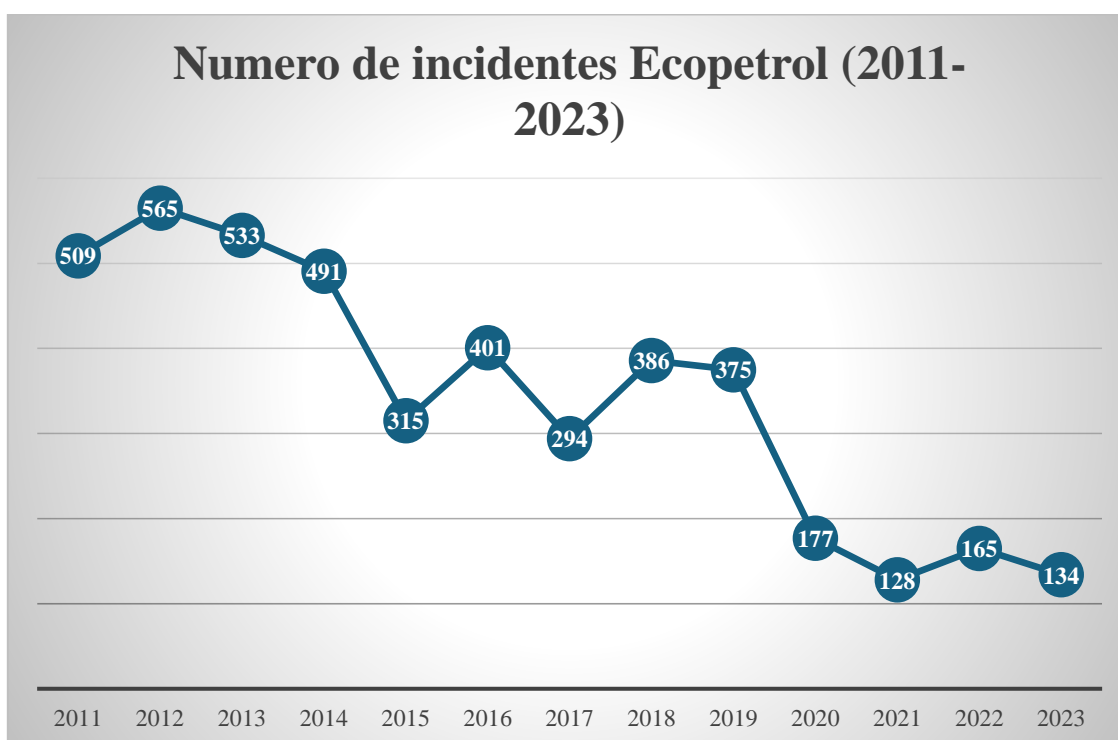
6. Es útil realizar un estudio futuro enfocado en el procedimiento sancionatorio a las empresas del sector hidrocarburos del país, específicamente a los hechos de derrames. Si bien Nieto (2022) en su investigación aborda la problemática, no enfoca la situación en la baja cantidad de sanciones impuestas por las consecuencias ambientales generadas por derrames en comparación con la cantidad de eventos que han ocurrido en el mismo periodo, como se refleja en el (Anexo F). De esta forma se podrá comprender la problemática desde la efectividad de los procesos sancionatorios.

7. Es recomendable fijar la vista sobre este aspecto de la cadena de producción de hidrocarburos. El objetivo de este documento es iniciar una reflexión sobre lo que nos falta como industria para operar de manera armónica en nuestro territorio; siendo parte indispensable del crecimiento de este país, la industria de los hidrocarburos no es recibida con la misma importancia en muchos territorios y de nosotros depende cambiar este concepto.

Anexos

ANEXO A

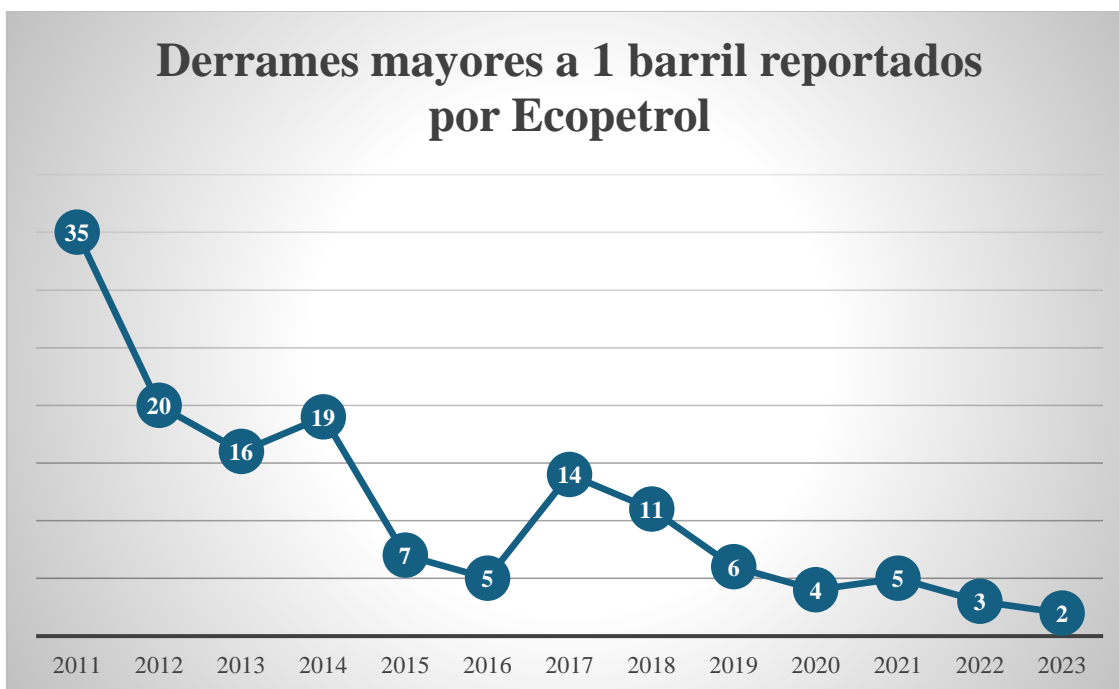
Anexo A. Incidentes de derrames reportados por Ecopetrol (2011-2023).



Nota: La grafica muestra la cantidad total de incidentes presentados en cada año por Ecopetrol en los que se tuvieron derrames de crudo (2011-2023). Elaboración propia, información tomada de Ecopetrol S.A.

ANEXO B

Anexo B. Incidentes de derrames mayores a 1 Barril reportados Ecopetrol (2011-2023)



Nota: La grafica muestra la cantidad total de incidentes presentados cada año por Ecopetrol en los que se tuvieron derrames mayores a un barril de crudo (2011-2023). Elaboración propia, información tomada de Ecopetrol S.A.

ANEXO C

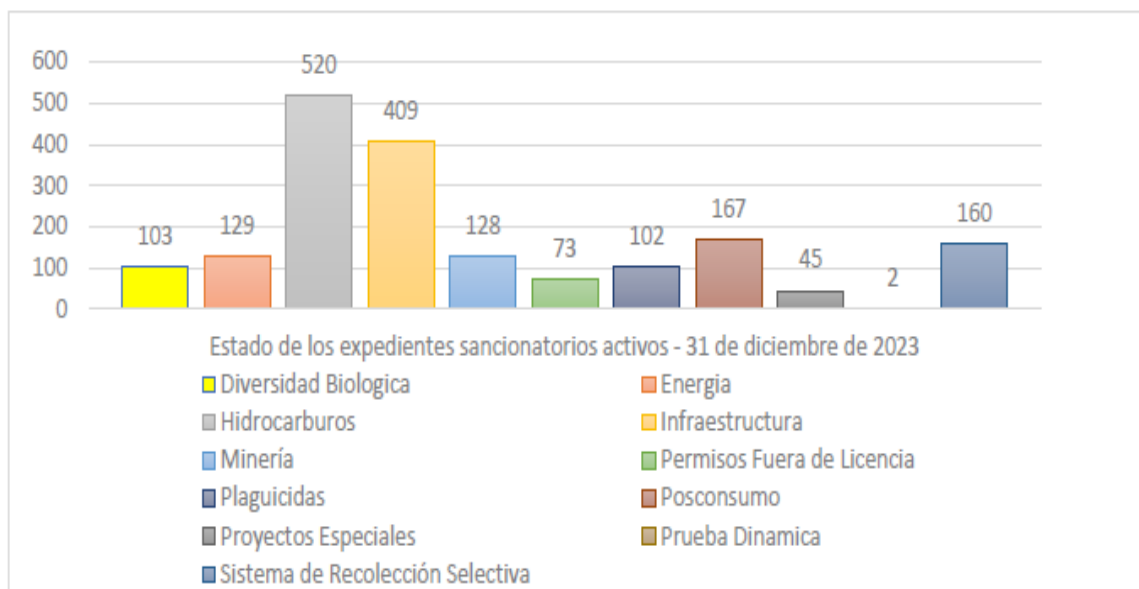
Anexo C. Evaluación hecha por CGR del PDC evento OCENSA-Golfo Morrosquillo.

Disposiciones Plan de Contingencia: Protocolo de atención de derrames off-shore		OBSERVACIÓN CGR
1	Detectar situaciones anormales de operación	Actividad 1: Existe evidencia de cumplimiento
2	Aplica los procedimientos de condiciones anormales	Actividad 2: Existe evidencia de cumplimiento
3	Detecta y confirma derrame de crudo	Actividad 3: Existe evidencia de cumplimiento
4	Informa las características del derrame	Actividad 4: La CGR evidenció durante presentación realizada por OCENSA el día 13 de noviembre de 2014, que si bien la Empresa reportó a la Unidad Nacional de Gestión del Riesgo, a la Capitanía de Puerto, MADS, ANLA y Carsucre sobre la ocurrencia del derrame, las alcaldías municipales, como máximas autoridades a nivel local, no fueron informadas oportunamente del derrame, lo cual generó desorganización tanto en la definición del nivel de emergencia del desastre como en la elaboración de planes de acción articulados por parte de las entidades competentes para la atención del mismo.
5	Activa el PDC	Actividad 5: Existe evidencia de cumplimiento
6	Activa las válvulas shut down y establece la posible ruta de derrame	Actividad 6: Existe evidencia de cumplimiento
7	Realiza el sobrevuelo de reconocimiento	Actividad 7: Existe evidencia de cumplimiento
8	Elabora el Plan de Acción del incidente	Actividad 8: En información allegada por OCENSA el día 20 de noviembre de 2014 a la CGR, se evidencia que la Empresa activo el PDC, convocó a los integrantes del Sistema Comando de Incidentes, estableció el Puesto de Mando en la sala de crisis del Terminal Coveñas y reunió el Equipo de Soporte Directivo de la Compañía con el fin de realizar la evaluación de la emergencia, establecer el plan de acción a realizar y definir las estrategias, recursos y medidas a implementar.
9	Define la logística global	También se informa que la Unidad Nacional de Gestión de Riesgos de Desastres –UNGRD- convocó a la Comisión Nacional Técnica Asesora de Manejo de Desastres para diseñar otro plan de acción y tomar decisiones como la pre aprobación del uso de dispersante (Corexi 9500) para la contención de la mancha.
10	Establece medidas de seguridad física	Por su parte, el Consejo Municipal de Gestión del Riesgo convocado y liderado por el Municipio de Coveñas, elaboró otro plan de acción en conjunto con los municipios de Tolú, San Antero y San Onofre para atender el derrame.
11	Prioriza la atención de zonas sensibles	Por lo anterior, se evidencia una desarticulación en la elaboración de los planes de acción tanto de OCENSA, las instancias nacionales y las instancias territoriales competentes para realizar la gestión el riesgo en Colombia.
12	Determina la estrategia de acción	Actividad 9: Existe evidencia de cumplimiento
13	Dictaminan medidas para proteger las zonas sensibles	Actividad 10: Existe evidencia de cumplimiento
14	Realizan contención y recolección	Actividad 11: Si bien OCENSA menciona en presentación realizada el 13 de noviembre a la CGR que se definieron zonas sensibles, el ente de control no pudo verificar un soporte escrito donde conste que la Empresa haya definido dichas zonas.
15	Aplican dispersante químico	Actividad 12: Ver observación Actividad 8.
16	Realizan quema controlada del petróleo residual	Actividad 13: Existe evidencia de cumplimiento
17	Realizan labores de limpieza de playas	Actividad 14: Existe evidencia de cumplimiento
18	Solicita ayuda externamente	Actividad 15: Existe evidencia de cumplimiento
19	Coordina las actividades de crisis	Actividad 16: No se tiene conocimiento por parte de la CGR si hubo necesidad de realizar quema controlada de petróleo residual
20	Suspende la alarma y divulga la orden de retorno a la normalidad	Actividad 17: Existe evidencia de cumplimiento
21	Realiza y avalúa el seguimiento para cierre del incidente	Actividad 18: Existe evidencia de cumplimiento
22	Investiga el incidente	Actividad 19: Existe evidencia de cumplimiento
23	Divulga lecciones aprendidas	Actividad 20: Existe evidencia de cumplimiento
		Actividad 21: Existe evidencia de cumplimiento
		Actividad 22: Existe evidencia de cumplimiento
		Actividad 23: A la fecha no se ha reformulado y rediseñado el Plan de Contingencia, basado en la experiencia obtenida a raíz de la emergencia, tampoco se han divulgado intra e interinstitucionalmente las lecciones aprendidas.

Nota: Este cuadro refleja los resultados obtenidos por la CGR, de la evaluación del PDC implementado por Ocesa según el expediente No 318 de la ANLA. Así evidencia la falla en 3 de los numerales establecidos para la elaboración e implementación del PDC. Tomado de (CGR, 2014)

ANEXO D

Anexo D. Procesos sancionatorios activos por la ANLA a la fecha (2023).



Nota: La figura muestra los casos sancionatorios que se encuentran activos por parte de la ANLA a la fecha de 2023 y organizado por sectores. Tomado del informe de gestión (ANLA, 2023).

ANEXO E

Anexo E. Valor de las multas emitidas a empresas del sector por la CAR (2010-2020)



Nota: La grafica muestra los valores totales sancionados a pagar por diferentes empresas del sector hidrocarburos por parte de las Corporaciones Autónomas Regionales. CAR. Tomado de Nieto (2022, p.128)

ANEXO F

Anexo F. Conductas generadoras de sanciones por parte de la ANLA (2010-2021)

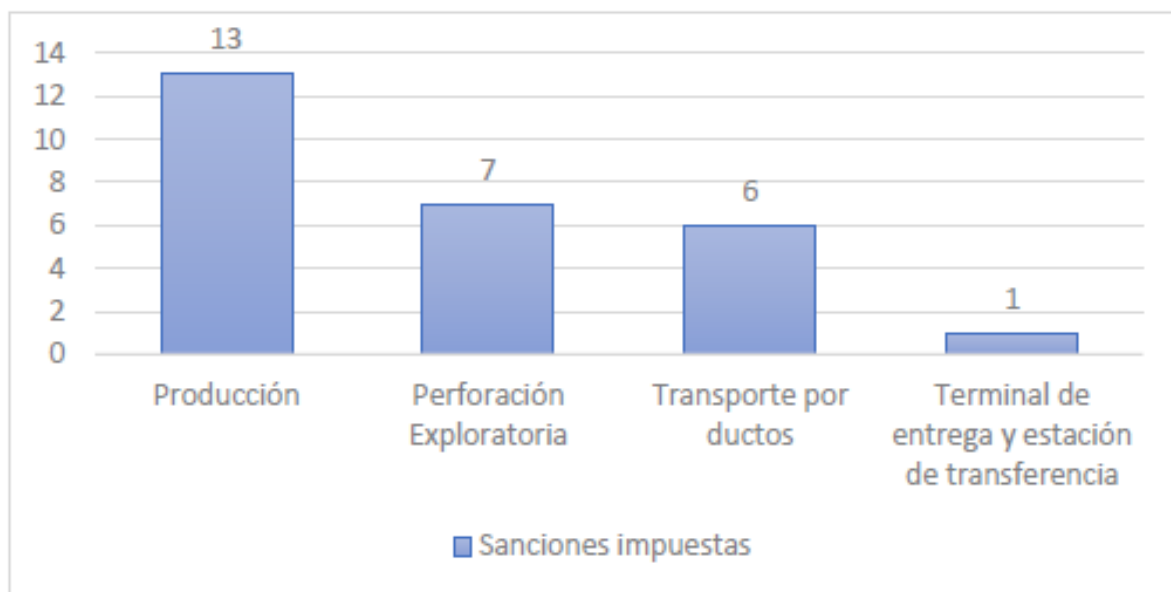
Recurso Natural y/o servicio ecosistémico afectado	Conducta Generadora de impacto y/o sanción ambiental	No. de conductas identificadas
Recurso hídrico: Oferta hídrica	Derrame de crudo en aguas marinas	1
	Ocupación ilegal del cauce de fuente hídrica	2
	Vertimiento ilegal de aguas residuales industriales (de producción) y/o domésticas (sin contar con permiso)	4
	Vertimiento de aguas residuales incumpliendo los parámetros de remoción de contaminantes y/o volúmenes autorizados	4
	Perforación y Captación ilegal de agua subterránea	2
	Construcción de infraestructura en zonas de exclusión del proyecto	6
	Omisión en los monitoreos de parámetros establecidos para la disposición de aguas residuales afectadas con vertimientos	6
Calidad del Aire	Quemas a cielo abierto	1
	Omisión monitoreo de ruido	1
Regulación del suelo: prevención de la erosión	Afloramiento y/o derrame de hidrocarburos no controlados en la superficie	1
	Perforación de pozos sin la autorización ambiental previa	1
	Modificación y/o ampliación ilegal del Derecho de Vía durante la construcción de líneas de flujo	2
	Ampliación y/o construcción de infraestructura del proyecto sin la autorización ambiental previa	5
	Cambios de uso del suelo no autorizados	1
	Omisión en el cumplimiento de obras relacionadas con la estabilización geotécnica	1

Nota: La tabla muestra el número de sanciones emitidas por la ANLA entre 2010 y 2021 dependiendo del tipo de conducta generadora de impacto, se evidencia que las conductas de derrames de hidrocarburos son las que menos cantidad de procesos sancionatorios reporta.

Tomado de Nieto (2022)

ANEXO G

Anexo G. Etapa donde más se realizan errores merecedores de sanciones por parte de la ANLA.



Nota: La figura muestra la etapa en la cadena productiva de hidrocarburos, donde más se cometen errores y se adquieren sanciones por parte de la autoridad nacional entre los años (2010-2021). Tomado de Nieto (2022)

Conclusiones

1. La diferencia entre un recurso natural no renovable y uno potencialmente renovable radica en el aprovechamiento consciente y el continuo cuidado que se brinde al mismo. El agua es un recurso vital, componente principal de la materia viva, considerado como derecho humano y también un lujo inaccesible en algunas partes del mundo. La protección de nuestras riquezas nos permitirá disfrutar de ellas en el futuro.
2. Se evidencia, según la investigación plasmada en las Tablas 5-11, que algunas empresas del sector elaboran y desarrollan los planes de contingencia como una obligación más de su operación y no como herramienta de protección al medio ambiente, siendo este su verdadero objetivo; esto se ve reflejando en la falta de compromiso por parte de las compañías para contener las emergencias y brindar seguridad de no repetición a las comunidades y el medio ambiente.
3. Las sanciones impuestas por la ANLA no muestran un escarmiento para las empresas, como se observa en las Tablas 5-11 en la sección de sentencias: las empresas han pagado miles de millones de pesos e incluso con la pérdida de las licencias; sin embargo, esto no refleja la situación medioambiental actual, ya que la naturaleza sigue sufriendo las consecuencias de las malas prácticas, siendo el sector hidrocarburos hasta la fecha (2023) la industria con más procesos sancionatorios abiertos en Colombia (ANEXO D).
4. Se ve reflejado el aumento significativo en los reportes de derrames en los años de estudio (2018-2021), como muestra la (Figura 4). Si bien es real que la mayoría de los casos son derrames menores y su aumento es consecuencia, entre otros aspectos, de la mejora en el sistema de reporte ofrecido por la autoridad nacional, también han ocurrido desastres

ambientales de gran envergadura donde los planes de contingencia no han sido totalmente eficientes.

5. Las empresas investigadas recibieron castigos ejemplares, como hubo otras que quedaron impunes. Las consecuencias fueron desde el pago de multas significativas, como a ECOPETROL por más de 3800 millones de pesos (Tabla 9), la cesión total de la licencia ambiental en el caso de VETRA (Tabla 8) o el bloqueo temporal de operaciones en el caso de MANSAROVAR (Tabla 14). Es pertinente aclarar que en el territorio nacional la mayor responsabilidad de los derrames ocurridos se atribuye al conflicto y entes externos a la operación productiva; sin embargo, algunas empresas son sancionadas por la negligencia o el daño ambiental que estas emergencias generan, mas no por la responsabilidad del incidente en sí.
6. Los resultados de la medición del grado de desempeño en la implementación de los PDC contra derrames demuestran el bajo compromiso de las compañías por proteger los recursos naturales del país, como se evidencia en los resultados de las ecuaciones (14, 22 y 30) presentadas en la sección resultados objetivo 3 y que evidencian el grado BAJO y MUY BAJO obtenido por las empresas en la implementación del plan de contingencia aplicado en el incidente.
7. Se evidencia que el actuar de la autoridad nacional de licencias ambientales ANLA no ha sido totalmente eficiente en cuanto al seguimiento y verificación de los planes de contingencia de las empresas; se refleja el incumplimiento por parte de algunas compañías de poseer un plan estratégico completo y que asegure una correcta implementación para la contención de derrames de hidrocarburos, por ejemplo, en el caso 2 expuesto en el numeral 6.2.1 de este documento.
8. Existe una dificultad en todas las empresas a la hora de implementar el plan de contingencia, y es en el criterio 2 que hace referencia al plan operativo. Como se observa

en las tablas (12, 13 y 14), en los 3 casos estudiados no se obtuvo una calificación en este criterio mayor de 42%. También podemos corroborar los resultados del estudio con los de Nieto (2022) (ANEXO G), que muestran que el proceso donde más ocurren fallas es en el proceso operativo, tanto de manera industrial como en la estrategia del PNC.

9. Se evidencia en las (Figura 8) y (Figura 9) elaboradas con información de la empresa Ecopetrol S.A. y la ANLA respectivamente que existe incongruencia en el número de reportes que presenta la empresa en sus datos abiertos con los datos aportados por la autoridad, lo que concluye que no todos los derrames que ocurren son reportados a la ANLA y deja en claro la falta de cooperación entre los entes.
10. Con el cumplimiento del objetivo 3 se comprueba que las empresas implicadas en los incidentes no aprobaron la calificación en la implementación del PDC según los decretos en cuestión. Esto demuestra que el grado de desempeño de los decretos es bueno, pues las calificaciones fueron muy bajas y concuerdan con los resultados y daños socioambientales de las emergencias. La realización efectiva en el diseño e implementación del plan de contingencia mitiga el efecto sobre el medio ambiente y protege los ecosistemas.

Referencias

- Admin. (2019, 24 abril). DESASTRE AMBIENTAL LA LIZAMA, UN AÑO DESPUÉS – crudo transparente. <https://crudotransparente.com/2019/04/24/desastre-ambiental-la-lisama-un-ano-despues/>
- Alarco Tosoni, G. (2007). La macroeconomía de los hidrocarburos en México y sus relaciones intersectoriales. *Problemas del desarrollo*, 38(150), 167-192. Recuperado en 27 de mayo de 2024, de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0301-70362007000300007&lng=es&tlng=es.
- Arias, F. (2012). El proyecto de investigación Introducción a la metodología científica. Caracas: *Episteme*.
- Arteaga, P. M. D. L. C. (2014). Importancia de los hidrocarburos. *Con-Ciencia Boletín Científico De La Escuela Preparatoria No. 3, 1(2)*. <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/prepa3/article/view/1639>
- Asociación Ambiente y Sociedad, AAS (2020) *Informe de seguimiento a las fugas de crudo en la línea Moquetá–Costoyaco adjudicadas a la empresa Gran Tierra Energy*. <https://www.ambientesociedad.org.co>
- Astorga, E. M., & Valdés, Z. M. (2021). Desarrollo sostenible y recursos naturales no renovables. Aspectos conceptuales. *Estudios del Desarrollo Social: Cuba y América Latina*, 9(3). <https://revistas.uh.cu/revflacso/article/view/3995>
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, ANLA (2023) *Informe de Gestión 2023*. <https://www.anla.gov.co/oficina-de-planeacion/informes-de-gestion-de-la-anla>

- Banco de Desarrollo de América Latina y el Caribe. (2018). *El potencial de los recursos naturales y su impacto en la productividad en América Latina*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2018/10/el-potencial-de-los-recursos-naturales-y-su-impacto-en-la-productividad-en-america-latina/>
- Business & Human Rights Resource Centre (s, f) Colombia: En defensa del agua, población de Cumaral rechazó en plebiscito explotación petrolera de capitales indios y chinos de Mansarovar.<https://www.business-humanrights.org/en/latest-news/colombia-en-defensa-del-agua-poblaci%C3%B3n-de-cumaral-rechaz%C3%B3-en-plebiscito-explotaci%C3%B3n-petrolera-de-capitales-indios-y-chinos-de-mansarovar/>
- Camacho-Soliz, C. A. O., (2019). Soberanía de los recursos naturales y rendición de cuentas. El caso de la política hidrocarburífera boliviana, 2006-2018. *Iconos. Revista de Ciencias Sociales*, (65), 29-49. <https://doi.org/10.17141/iconos.65.2019.3792>
- Carvajalino, C. (2021, 4 noviembre). *Colombia, el segundo país más biodiverso del mundo, celebra el Día Mundial de la Biodiversidad* -. <https://www.minambiente.gov.co>
- Celis Hidalgo, J. (2009). Efectos de los derrames de petróleo sobre los hábitats marinos. *Ciencia Ahora*, n° 24(Año 12), 22-29.
- Cepeda Prada, J. E., & Mojica Gomez, L. Y. (2023). *Análisis de la contabilidad ambiental y su relación con el sector hidrocarburos en Colombia a partir del siglo XXI*. <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/handle/123456789/13957>
- Chilán, J. H. M., Pionce, M. S. P., Loor, J. F. P., & Reyes, J. E. P. (2021). Los recursos naturales y su incidencia en la responsabilidad social. *Dominio de las Ciencias*, 7(5), 1243-1261. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=8383867>
- Comité de Trabajo Interinstitucional para el Planteamiento de la Actualización del PNC. (2020). *Plan Nacional de Contingencia frente a pérdidas de contención de*

hidrocarburos y otras sustancias peligrosas (Integrado mediante Resolución UNGRD No. 0262 del 8 de marzo de 2016).

Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera. Radicación número: 52001-23-31-000-2002-00226-01(AG). (Ricardo Hoyos Duque; mayo 13 de 2004)

Consejo de Estado, Sala de lo Contencioso Administrativo, Sección Tercera. Radicación número: 52001-23-31-000-2002-00226-01(AG). (Ricardo Hoyos Duque; mayo 13 de 2004)

Contraloría General de la República, CGR (2014, diciembre). Informe actuación especial de fiscalización, derrames de hidrocarburos zona Golfo de Morrosquillo. CGR-CDMA No.069 <https://www.minambiente.gov.co>

Contraloría General de la República, CGR (2022, diciembre). *Informe auditoría de cumplimiento-Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) Ministerio de ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS). CGR-CDMA No. 039* <https://www.minambiente.gov.co>

Cornejo Arteaga, P. M. de L. (2014). Importancia de los hidrocarburos. *Con-Ciencia Boletín Científico De La Escuela Preparatoria No. 3, 1(2)*. Recuperado a partir de <https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/prepa3/article/view/1639>

Crudo transparente. Desastre ambiental la Lizama, un año después. (2019). <https://crudotransparente.com/2019/04/24/desastre-ambiental-la-lisama-un-ano-despues/>

Decreto 2190 de 1995. Por el cual se ordena la elaboración y desarrollo del Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, derivado y Sustancias Nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres. Diciembre 14 de 1995.

Decreto 321 de 1999. *Por el cual se adopta el Plan nacional de contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas.* Febrero 17 de 1999.

Departamento Administrativo de Función Pública (DAFP).

<https://www1.funcionpublica.gov.co/web/eva/gestor-normativo>

Empresa Colombiana de Petróleos S.A. Ecopetrol.(2024) *Comportamiento histórico de incidentes.*<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/prevencion-remediacion/historico-incidentes>

Gárate, J. C., Vásquez, O. O., & Quizhpi, L. E. (2020). La educación ambiental y su importancia desde la óptica constitucional en Ecuador. *Revista ESPACIOS*. ISSN, 798, 1015. <https://www.revistaespacios.com/a20v41n30/a20v41n30p08.pdf>

García Anaya, J. C., & Guerrero Rincón, I. (2022). Efectos regionales de la extracción de hidrocarburos en el crecimiento económico: una revisión de la literatura. *In I Congreso Internacional de Investigación en Ciencias de la Administración (CIICADM)*(La Plata, 19 de agosto de 2022). <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/166002>

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio., P. (2014). *Metodología de la investigación*, sexta edición, México: McGraw-Hill.

IEA. (2024). *Nuestra Misión*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.iea.org/about>

Martínez, A. (2018). La contribución del petróleo al desarrollo de Colombia. Mirada a las regiones productoras. *Presentación. Foro La República 100 años de petróleo en Colombia* 24 abril. Bogotá: Fedesarrollo. <https://www.repository.fedesarrollo.org.co/handle/11445/3562>

Muñoz, E. (2024, 4 enero). Criterios selección barreras contención derrames | MARKLEEN. Markleen. <https://markleen.com/es/comprar-elegir-barreras-contencion-derrames/>

Naciones Unidas. (2015). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/>

National Geographic. (2010). *Energía solar*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.nationalgeographic.es/medio-ambiente/energia-solar>

Navarro, Y. G. R. (2018). *Entendiendo la reactividad de los hidrocarburos policíclicos aromáticos y compuestos relacionados* (Doctoral dissertation, Universidad Complutense de Madrid). <https://docta.ucm.es/entities/publication/69827508-8a9d-404c-a48e-04ce4074bb60>

Nieto Maldonado, D. C. (2022). *Las sanciones administrativas ambientales. la eficacia del régimen sancionatorio en la gestión de las externalidades ambientales del sector hidrocarburos en Colombia* (Tesis de maestría). Universidad de Caldas, Manizales, Colombia.

Olave, M., Nogales, R., Córdova, P., & Rojas, B. (2020). Bolivia: Una nueva mirada al rol de los recursos naturales en el crecimiento económico. *Latin American Research Review*, 55(1), 81-98. <https://www.cambridge.org/core/journals/latin-american-research-review/article/bolivia-una-nueva-mirada-al-rol-de-los-recursos-naturales-en-el-crecimiento-economico/F3CD22772A153D6AE36B6577A35EA32C>

Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura. (2024). *Alimentación y Agricultura Sostenibles*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.fao.org/sustainability/es/#:~:text=La%20FAO%20promueve%20una%20alimentaci%C3%B3n,alimentaci%C3%B3n%20y%20una%20agricultura%20sostenibles>

Registro Único de Infractores Ambientales, RUIA (2024). <https://vital.minambiente.gov.co>

- Rodríguez, F. P., & Flores, E. (2022). Desarrollo sostenible desde la educación ambiental en Latinoamérica: Una revisión sistemática. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 6(3), 1981-2000.
<https://www.ciencialatina.org/index.php/cienciala/article/view/2348>
- Sánchez, J. (Coord.). (2019). *Recursos naturales, medio ambiente y sostenibilidad: 70 años de pensamiento de la CEPAL* (Libros de la CEPAL, N° 158, LC/PUB.2019/18-P). Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL).
<https://doi.org/10.18356/9789211220247>
- Secretaría de Ambiente. (s. f.). *Plan de Emergencia y Contingencia Ambiental Frente A Pérdida de Contención de Hidrocarburos y Otras Sustancias Peligrosas*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.ambientebogota.gov.co/planes-de-contingencias>
- Servicio Geológico Mexicano. (2017). *Características del petróleo*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de https://www.sgm.gob.mx/Web/MuseoVirtual/Aplicaciones_geologicas/Caracteristicas-del-petroleo.html
- Sistema Único de Información Normativa, *SUIN*. (2024). <https://www.suin-juriscal.gov.co/index.html>
- Torrealba Rodríguez, C. (2009). *La Recopilación documental como técnica de investigación*. <http://dani14238551.blogspot.com/2009/03/la-recopilacion-documental-como-tecnica.html>
- Torres Caicedo, C. R. (2011). *Plan de contingencia para derrames de hidrocarburos en las líneas de flujo en el campo Cuyabeno de Petroproducción* (Bachelor's thesis).

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres. UNGRD.

https://www.andi.com.co/Uploads/DocTec-PNC-en-consulta-marzo-2020_637206846439670133.pdf

Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres. (2021). *Planes de Contingencia*.

Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://portal.gestiondelriesgo.gov.co/Paginas/planes-de-contingencia.aspx>

Universidad Abierta, Innovación Educativa y Educación A Distancia de la UNAM. (s. f.).

Clasificación de los recursos naturales. Recuperado 27 de mayo de 2024, de https://uapas2.bunam.unam.mx/ciencias/clasificacion_recursos_naturales

Veloz Analuiza, C. E., & Velastegui Coronel, L. M. (2007). *Elaboración del plan de contingencias para las operaciones hidrocarburíferas desarrolladas en el campo Gustavo Galindo Velasco* (Bachelor's thesis, QUITO/EPN/2007).

World Bank. (2024). *Quiénes Somos*. Recuperado 27 de mayo de 2024, de <https://www.bancomundial.org/es/who-we-are>

Actos administrativos (Información Primaria)

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No.1211 del 21 de marzo de 2018

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No 1296 del 27 de marzo de 2018.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No 4614 del 17 de octubre de 2014

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 1212 del 22 de marzo de 2018

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 6186 del 1 de julio del 2020

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 6796 del 18 de agosto de 2022

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 7441 del 13 de septiembre de 2021.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 1511 del 27 de abril de 2017

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 190 del 27 de enero de 2021

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 2253 del 19 de abril de 2021

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 2690 del 29 de junio de 2017

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Auto No. 8136 del 25 de agosto de 2020

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Concepto Técnico No. 4715 del 31 de julio de 2020.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Concepto Técnico No. 1209 del 27 de marzo de 2018.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Concepto Técnico No. 7989 del 31 de diciembre de 2020.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Concepto Técnico No. 2447 del 26 de mayo de 2017

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Concepto Técnico No. 4171 del 14 de agosto de 2016

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Expediente sancionatorio No SAN0044-00-2018.

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Expediente sancionatorio No. SAN0245-00-2020

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Radicado No. 2018024693-1-000 del 03 de marzo del 2018 (VITAL – Rad. No. 4100089999906818061).

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Radicado No. 2020091001-1-000 del 09 de junio del 2020 (VITAL No. 4100080024931320014),

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Radicado No. 2020151470-1-000 del 10 de septiembre de 2020 (VITAL No. 4100080024931320025)

Autoridad Nacional de Licencias Ambientales, Radicados Nos (Reporte inicial 37112-14 a Reporte 50017-14)

Corporación Autónoma Regional de Santander, Concepto Técnico SAA No. 00800-18 del 20 de marzo de 2018.

Corporación Autónoma Regional de Boyacá Concepto Técnico MLA- 0001/21, del 14 de septiembre de 2020.

Corporación Autónoma Regional de Boyacá Concepto Técnico MLA0003/20, del 14 de septiembre de 2020.