

**EVALUACIÓN DE LA PREVENCIÓN Y ATENCIÓN DE DERRAMES EN
PROYECTOS LINEALES DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS: CASO
OLEODUCTOS**

RICARDO ALFONSO MARTINEZ PALENCIA

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA
ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL
BOGOTÁ D.C.**

2020

**EVALUACIÓN DE LA PREVENCIÓN Y ATENCIÓN DE DERRAMES EN
PROYECTOS LINEALES DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS: CASO
OLEODUCTOS**

RICARDO ALFONSO MARTINEZ PALENCIA

Monografía para optar por el título de Especialista en Gestión Ambiental

Orientador

JIMMY EDGARD ÁLVAREZ DÍAZ

Biólogo

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE EDUCACION PERMANENTE Y AVANZADA

ESPECIALIZACIÓN EN GESTIÓN AMBIENTAL

BOGOTÁ D.C.

2020

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Director de la Especialización

Firma del Calificador

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García–Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada García–Peña

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. María Claudia Aponte González

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro

Secretaria General

Dra. Alexandra Mejía Guzmán

Decano de Facultad de Ingeniería

Dr. Julio Cesar Fuentes Arismendi

Directora Especialización Gestión Ambiental

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

Dedicatoria

Dedico esta monografía a la memoria de mis abuelos su recuerdo es mi más grande motivación para seguir cumpliendo todas mis metas.

Agradecimientos

Agradezco a Dios por darme la sabiduría y poder culminar mis estudios, a mis padres por siempre brindarme su apoyo en todo el camino en especial a mi madre por su comprensión y su confianza en mí.

Agradezco a mi abuelo Ernesto Palencia por ser un gran hombre, que me dio su ayuda incondicional por mucho tiempo, por su gran carácter y sabiduría. Por ser un ejemplo a seguir en mi vida y yo poder seguir luchando por mis metas.

Contenido

	pág.
Objetivos	27
1. Planteamiento del problema	28
2. Antecedentes	30
3. Justificación	31
4. Delimitación y alcance	32
5. Metodología	33
6. Marco teórico	34
6.1 Oleoducto	34
6.2 Caracterización general de gestión del riesgo	36
6.2.1 Ubicación extensión y límites	36
6.2.2 Clima	37
6.2.3 Hidrografía	38
6.2.4 Fisiografía	38
6.2.5 Fenómenos amenazantes identificados en el departamento	39
6.2.6 Tramo de las estaciones	42
7. Plan de contingencia	45
7.1 Estructura de la implementación	45
7.2 Implantación de plan de contingencia	45
7.3 Plan de divulgación y capacitación	45
7.4 Cartillas	46
7.5 Documento del plan nacional de contingencia	46
7.6 Capacitación para el responsable en cada entidad participante del pnc	46
7.7 Protección estructural de tuberías	47
7.7.1 Sistema de protección estructural	47
7.8 Herramientas de detección de fugas, métodos y técnicas	51
7.8.1 SPIG	51
7.8.2 Sensores	52

8. Impactos ambientales potenciales	55
9. Marco legal	56
10. Gestión del riesgo	57
10.1 Introducción a la gestión	57
10.2 Evaluación del riesgo	58
10.3 Identificación del riesgo	59
11. DOFA	67
11.1 Análisis criterio financiero	68
11.2 Análisis criterio responsabilidad	70
12. Plan de contingencia para derrame de hidrocarburos	73
12.1 Alcance	73
12.2 Áreas de responsabilidad geográfica	73
12.3 Niveles de activación	75
12.4 Estructura básica	76
12.5 Organización y coordinación Nivel III	76
12.5.1 Organismo rector, comité nacional para la prevención y atención de desastres	76
12.5.2 Comité técnico nacional del plan nacional de contingencia	76
12.5.3 Comité operativo nacional del plan nacional de contingencia	77
12.5.4 Responsabilidades específicas	78
12.6 Programa de implementación	79
12.7 Diagnóstico	80
12.8 Estructura de la implementación 12.9 implantación	80
13. Plan operativo	81
13.1 Procedimientos operativos del plan nacional	81
13.1.1 Mecanismos de reporte del derrame	81
13.1.2 Reporte inicial del derrame	81
14. Conclusiones	84
15. Recomendaciones	86
Bibliografía	87

Lista de graficas

	pág.
Grafica 1. Trazado oleoducto Bicentenario. Tramo Arguaney – Banadía	29
Gráfica 2. Torta de riesgo identificado vs calificación de riesgo	58
Gráfica 3. Torta factor optimización vs factor de riesgo criterio financiero	60
Gráfica 4. Torta factor optimización vs factor de riesgo criterio responsabilidad	61

Lista de imágenes

	pág.
Imagen 1.Especificaciones del oleoducto	44
Imagen 2. Estructura del plan de contingencia	47
Imagen 3. Junta de expansión para tuberías metálicas	49
Imagen 4. Medidor de potenciales eléctricos	50
Imagen 5. Mecanismo inteligente de inspección de tuberías	52
Imagen 6. Medidor de ultrasonido	52
Imagen 7 Sensor de fibra óptica	53
Imagen 8. Fuente de riesgo	58

Lista de mapas

	pág.
Mapa 1. Oleoductos de Colombia	35
Mapa 2. Trazado oleoducto bicentenario	37
Mapa 3. Hidrografía Casanare	38
Mapa 4. Zona de inundaciones	41
Mapa 5. Zona de incendios forestales	42
Mapa 6. Especificaciones del oleoducto	43
Mapa 7. Tramos del oleoducto bicentenario	41
Mapa 8. Zonificación geográfica	73

Lista de tablas

	pág.
Tabla 1. Fenómenos naturales por municipio	39
Tabla 2. Ejemplos de fuentes de impactos	55
Tabla 3. Identificación del riesgo según categoría	55
Tabla 4. Identificación del riesgo con grado de calificación	56
Tabla 5. DOFA criterio financiero y responsabilidad	67
Tabla 6. Matriz de ponderación criterio financiero	68
Tabla 7. Matriz de totales y porcentajes criterio financiero	69
Tabla 8. Matriz de ponderación criterio responsabilidad	70
Tabla 9. Matriz de totales y porcentajes criterio responsabilidad	71
Tabla 10. Miembros comité operativo nacional	78

Resumen

En esta monografía se estudió y evaluó la gestión de riesgos ambientales en un tramo del oleoducto Bicentenario, tomando en cuenta el Plan Nacional de Contingencia en el tramo Araguaney-Banadía. Se analizaron los mecanismos de transportes del crudo, la zona geográfica, hidrológica del tramo ubicado en Yopal, los aspectos ambientales, las causas y las consecuencias relacionadas con los posibles eventos o incidentes, a los riesgos existentes en la estación de bombeo, el tramo del oleoducto y la comunidad. La evaluación del riesgo se ejemplificó mediante la aplicación de la Guía Técnica Colombiana 45 para el derrame y utilizando el Plan Nacional de Contingencia. Además, se describieron las opciones de tratamiento del riesgo ambiental basado en la Guía Técnica 104 y la importancia de la comunicación del riesgo. Se presentó un resumen de los riesgos ambientales en Colombia para cada uno de los oleoductos, resaltando la importancia de realizar una gestión integral en un país donde los atentados terroristas y los sabotajes a la industria complican el desarrollo de un plan sistemático para la gestión del riesgo.

Palabras clave: Oleoductos, Derrames, Gestión del Riesgo, Riesgos Ambientales, Impacto Ambiental.

Abstract

In this monograph, environmental risk management was studied and evaluated in a section of the Bicentenario pipeline, taking into account the National Contingency Plan in the Araguaney-Banadía section. The crude oil transportation mechanisms, the geographical and hydrological area of the section located in Yopal, the environmental aspects, the causes and consequences related to possible events or incidents, the risks existing in the pumping station, the section of the pipeline and community. The risk assessment was exemplified by applying the Colombian Technical Guide 45 for the spill and using the National Contingency Plan. In addition, environmental risk treatment options based on Technical Guide 104 and the importance of risk communication were described. A summary of environmental risks in Colombia was presented for each of the oil pipelines, highlighting the importance of carrying out comprehensive management in a country where terrorist attacks and sabotage to the industry complicate the development of a systematic plan for risk management.

Keywords: Pipelines, Spills, Risk Management, Environmental Risks, Environmental Impact.

Introducción

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por hidrógeno y principalmente carbono. El crudo o petróleo es una mezcla de hidrocarburos, utilizadas para combustibles y fabricación de productos de uso diario en nuestras vidas. Obteniendo el crudo del yacimiento de petróleo y en sus líneas como oleoductos, gaseoductos o poliductos puede haber la ocurrencia de accidentes, estos son los derrames que son descargas repentinas, no se pueden predecir y son inadvertidas, de una sustancia líquida o semilíquida.

Se sabe que los accidentes pueden ocurrir en cualquier actividad humana, al suceder esto se tiene que hacer un rápido manejo al riesgo presentado, ya que los derrames pueden producirse debido a fallas en la operación o mantenimiento del oleoducto, también por acciones involuntarias o accidentes causados por personas, así como por eventos naturales o por sabotaje. Los accidentes naturales pueden ocasionar un derramamiento ya sea por daños en la tubería o en las infraestructuras, estos accidentes se dan por un deslizamiento de tierra o derrumbes, crecientes de los ríos o quebradas y terremotos.

Además, los efectos de un derrame dependen del tipo de hidrocarburo y las características del ambiente. El crudo dependiendo de su estructura se evapora y gracias a los organismos naturales se transforma, en pocos casos el medio ambiente donde ocurrió el incidente se puede recuperar rápidamente, pero está el problema que los efectos en ciertas circunstancias pueden perdurar años. Esto se debe que el crudo que flota en el agua se desplazara velozmente en las corrientes de agua y contaminando todo a su paso, al igual que a los animales y vegetación que subsisten del agua o se alimentan de ella. Así mismo puede contaminar fuentes de abastecimiento de acueductos o el agua para uso agropecuario.

La contaminación por petróleo es uno de los más grandes problemas ambientales que enfrentamos, este puede contaminar todo tipo de plantas, afectar la fauna marina, en especial mamíferos y aves. El petróleo puede impedir la germinación y el crecimiento de plantas, inclusive el desarrollo de invertebrados, las consecuencias son muy alarmantes cuando se habla de este desastre ambiental.

Ante esto, se debe gestionar o prevenir los riesgos a derrames, por ejemplo, de tal forma que la prevención y atención de desastres es materia de interés colectivo y las medidas para evitar o mitigar los efectos de su ocurrencia. Definiendo la palabra desastre según la UNGDR;

“Desastre es un daño grave o la alteración de las condiciones normales de vida de un área geográfica determinada, causada por fenómenos naturales o por efectos catastróficos de la acción del hombre en forma accidental, que requiera por ello de la especial atención de los organismos del estado y de otras entidades de carácter humanitario o de servicio social” (Unidad Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres, 2014).

Este estudio plantea evaluar los riesgos ambientales que suceden en toda la cadena de transporte de hidrocarburos, especialmente en los oleoductos, para luego determinar los planes de contingencia y emergencia implementados en la gestión de los riesgos ambientales en los oleoductos.

La importancia de la correcta gestión del riesgo ambiental radica en preservar por encima de toda la vida humana y los recursos naturales, por este motivo debe realizarse sistemática y cuidadosamente la identificación de los posibles riesgos, sin dejar de lado todas las posibles causas que activen el potencial de amenazas presentes según la vulnerabilidad del sujeto expuesto. Se han desarrollado guías y normas que describen paso a paso, como realizar una adecuada gestión de los riesgos, basándose en la planeación, análisis, evaluación, tratamiento y comunicación de los mismos. La identificación de los riesgos, causas, consecuencias debe ser realizada por un equipo interdisciplinario, especializado en el tema, con los conocimientos suficientes para visualizar amenazas y posibles consecuencias.

Objetivos

Objetivo general

Evaluar los riesgos en los oleoductos en las diferentes zonas del país y su impacto ambiental, situar las acciones del Estado en cuanto al conocimiento del riesgo, la reducción del riesgo y el manejo de desastres naturales cumpliendo la Política Nacional de Gestión del Riesgo.

Objetivos específicos

- Identificar los riesgos que generen un derramamiento de hidrocarburo
- Evaluar los riesgos de un derrame de hidrocarburos situadas en los oleoductos
- Prever y atender los derrames de hidrocarburos en las diferentes zonas del país
- Implementar el Plan Nacional de Contingencia al tramo estudiado

1. Planteamiento del problema

Los derrames del petróleo crudo cada vez son más frecuentes y estos pueden ser ocasionados tanto por el hombre o también por un desastre naturales, dejando rastros de contaminación con efectos a largo plazo, afectando directamente a los ecosistemas y al ser humano, al ocurrir estos accidentes es casi imposible evitar este tipo de situaciones y se tomen las medidas de seguridad adecuadas para reducir el problema.

Los oleoductos incluyen todas las instalaciones físicas para el transporte de crudo fiscalizado desde los nodos de entrada hasta los nodos de salida incluyendo la tubería, las unidades de bombeo, las estaciones de medición, los sistemas de control y los tanques que se usan para la operación del sistema de transporte (Resolución 181258, 2010).

El transporte de crudo está conformado por un sistema de oleoductos que están conectados entre sí, cuya finalidad es llevar el crudo a los centros de refinación y a los puntos de embarque para ser exportado. El transporte de crudo por oleoductos tiene ciertas ventajas como se pueden transportar de forma continua, puede alcanzar grandes distancias y disminuir el tiempo de transporte entre los yacimientos y los centros de tratamientos, y los volúmenes alcanzados más grandes que el uso de carro tanques.

Los oleoductos su tamaño depende, del volumen de producción de los yacimientos y la cantidad de la reservas de los yacimiento conectadas a esta. Respecto a las reservas de petróleo en el país y a los requerimientos de las refinerías se debe desarrollar la infraestructura que se va a utilizar para el transporte de crudo. Estos sistemas de oleoductos se caracterizan también por ser el más económico medio de transporte y por sus distancias para llegar a su destino.

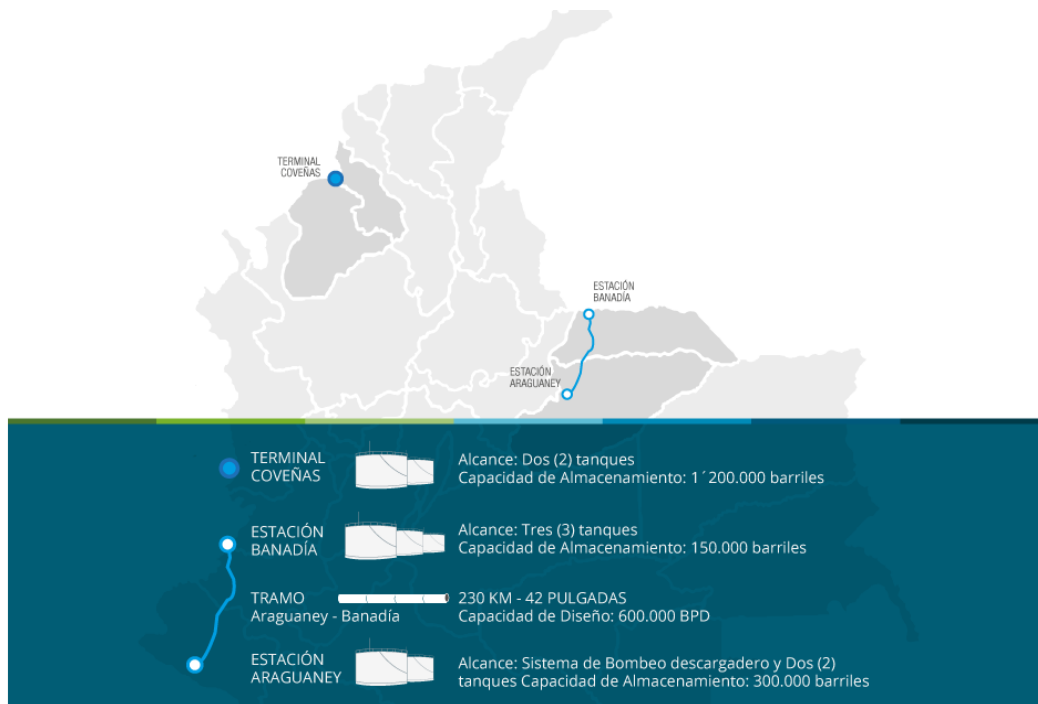
Tanto para los proyectos de gasoductos u oleoductos implican la construcción y operación de tuberías y se encuentran hasta de 2 m de diámetro, ya que la tubería es en tierra usualmente la tubería se entierra y estos son los siguientes elementos que se relacionan con los oleoductos: De tal manera la tubería, las vías de acceso o mantenimiento; las estaciones de recibimiento, de control y de compresores.

A causa de la fricción interna y a las diferentes elevaciones del sistema de oleoductos, se necesitan unas estaciones de refuerzos a intervalos frecuentes. A lo largo del sistema se instalan las estaciones de comprensión a sus adecuadas distancias en las líneas de transmisión de gas que mantienen la presión. Además de ser un sistema de transporte de crudo, el oleoducto es la parte más importante en la explotación de petróleo ya que es la manera más rápida, rentable y segura de transportar el crudo por extensos trayectos. Los oleoductos son tubos de acero con diámetros internos de 30 y los 120 centímetros y estos pueden ser elaborados tanto sobre la superficie o enterrados bajo la tierra.

La instalación o estación de un oleoducto es parte de un sistema vibrante que moviliza petróleo para comercializarlo. El valioso impulso social y económico creado en torno a este sistema arterial es útil no solo para los productores de petróleo, sino también para las comunidades que rodean los locales comerciales y todo el país. Por otra parte, la construcción y operación de estos sistemas de transporte se realizan siguiendo rigurosos estándares internacionales (Corficolombiana Banca de Inversión, 2011). En la gráfica 1 se presenta el trazado del oleoducto bicentenario las características de la misma:

Grafica 1.

Trazado oleoducto Bicentenario. Tramo Araguaney - Banadia



Fuente: Corficolombiana Banca de Inversión, Bogotá, Diciembre 2011.

2. Antecedentes

Desde que comenzamos a utilizar el petróleo industrialmente, lo hemos estado explotando, transportando o usándolo como combustible naval durante los derrames de petróleo. Desde 1948, hay más de 300 registros sobre la importancia de los desastres petroleros, de los cuales al menos 130 fueron graves. Desde 1960, el barco petrolero Sinclair arrojó cerca de 70.000 toneladas de petróleo desde las costas de Brasil. En al menos 12 de estos desastres, la fuga superó las 100.000 toneladas. (C. Noragueda, 2005).

Durante la guerra de enero de 1991, se arrojaron deliberadamente al Golfo Pérsico alrededor de 1,8 millones de toneladas de petróleo crudo. El derrame de petróleo causó grandes daños a la vida silvestre en el Golfo, especialmente en las áreas fronterizas con Kuwait e Irak.

En el Golfo de México, se informó que la plataforma "Deep Water Horizon" se hundió en abril de 2010. Se estima que el derrame de petróleo se acercó a las 780.000 toneladas de petróleo. Desde 1960, ha habido al menos 130 desastres petroleros graves.

En el Caribe, en julio de 1979, el buque tanque del Atlantic Queen y el Aegean Captain chocaron en la costa de Tobago cerca de Venezuela, derramando casi 290.000 toneladas de petróleo. No hay investigaciones científicas sobre las consecuencias de los desastres.

En 2013, en Ecuador, más de 11.400 barriles de petróleo se derramaron a ambos lados del río Coco. El petróleo se derramó en una amplia gama de manchas negras. A medida que el río fluye, llega al río Napo, que pasa por el Parque Nacional Yasuní. Es una de las zonas con mayor diversidad biológica del planeta, y luego se extiende hasta Perú y finalmente hasta el río Amazonas (Gil, I. 2013).

3. Justificación

La investigación realizada nace de la necesidad de profundizar en el tema del petróleo ya que hoy día ha venido siendo uno de los causantes de problemáticas desde el punto de vista ambiental, conocer sobre los riesgos que causan estos derrames al medio ambiente y las maneras de cómo prevenirlo conociendo las zonas donde son encontrados los oleoductos en Colombia.

Uno de los principales riesgos en las operaciones de transporte de hidrocarburos son aquellos que afectan seriamente el medio ambiente y el hecho de que exista una alteración de gran magnitud de los ecosistemas que son atravesados por los ductos, hace que sea necesaria una descripción del método para la aplicación de gestión de riesgos ambientales en oleoductos basándose en guías ambientales y en normas técnicas colombianas, para brindar así pautas que permitan un manejo del riesgo adecuado a futuros proyectos en el país.

4. Delimitación y alcance

El presente proyecto se realizó con la finalidad de mostrar cómo se puede realizar la gestión de riesgos ambientales en oleoductos colombianos siguiendo las normas técnicas colombianas (NTC), las guías consultadas y Plan Nacional de Contingencia; teniendo en cuenta la condición medio ambiental y política del país en la actualidad. El análisis de los riesgos y la evaluación de los mismos se hicieron de forma descriptiva sin llegar a determinar un tratamiento real para el mismo, pero si dando posibles alternativas para generar un control de los sucesos iniciadores del riesgo.

5. Metodología

Se realizó una metodología de forma descriptiva, mediante la identificación de los riesgos de la zona ubicada en el Meta utilizando información de páginas como del Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), página oficial del oleoducto bicentenario, de la página de la gobernación del Meta se recopilaron datos de clima, hidrografía y fisiografía del tramo Araguaney – Banadía, y utilizando el plan nacional de contingencia colombiano.

Se identificaron riesgos ambientales de los oleoductos en el país, respecto a los fenómenos y amenazas definiendo los criterios frente a los cuales se evaluará el riesgo. Después de esto se instauraron los riesgos como base para el análisis de los peligros, aspectos e impactos ambientales. Se estudió el tramo Araguaney – Banadía para mostrar el paso de la metodología de gestión de riesgo. El análisis de los resultados de riesgo, para así prevalecer los riesgos y tomar decisiones acerca del tratamiento de los mismos.

Se hizo el análisis DOFA que apoya el proceso de planeación estratégica de la organización y se realizó la evaluación de los puntos fuertes y débiles dentro de los ambientes internos y externos de la organización, con el objetivo de describir con un diagnóstico, sus condiciones de operación. Se efectuó un análisis de las fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas que se incluyeron en el diagnóstico, obteniendo buenos resultados al examinar las estadísticas calculadas. Finalmente, con los resultados se desarrolló la gestión del riesgo, la gestión de riesgos ambientales y las diferentes metodologías de evaluación del riesgo utilizadas a nivel nacional.

6. Marco teórico

6.1 Oleoducto

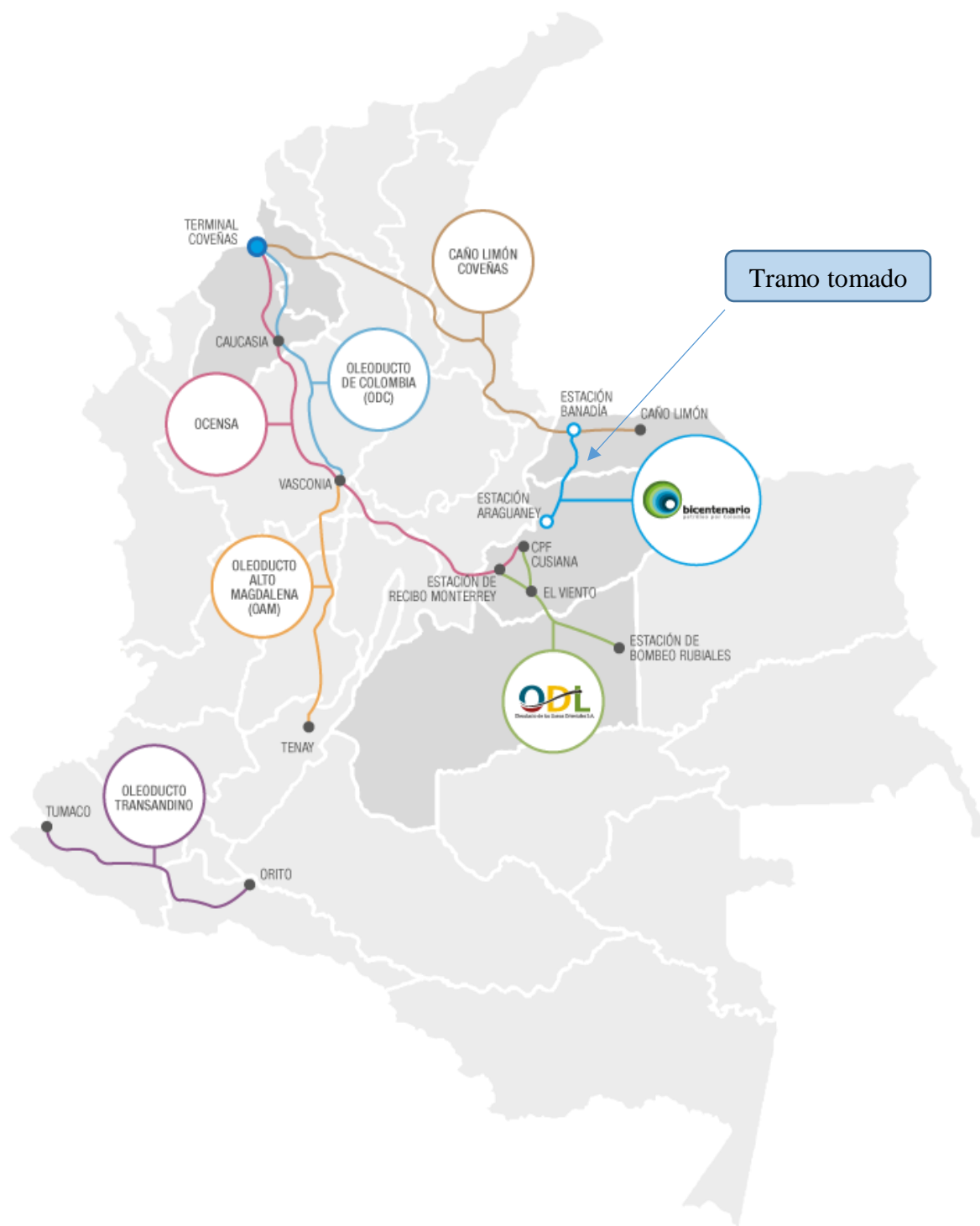
Según Pablo Rosero, un ducto se define como la unión de tuberías metálicas soldadas en sus extremos con el fin de transportar fluidos a través de grandes distancias debido a impulsos generados por un sistema de bombeo. Dichos ductos son denominados oleoductos cuando son destinados a transportar hidrocarburos (Rosero, 2012). De esta manera el petróleo y el gas son dirigidos a refinerías y centrales eléctricas para convertirse posteriormente en productos derivados como por ejemplo la gasolina. Siendo los combustibles los que más proporcionan energía al mundo, se vuelve vital garantizar su transporte de una forma rápida y eficiente.

El primer uso que se ha registrado de transporte de hidrocarburos data desde hace 2500 años en China, lugar donde se utilizaba el bambú para trasladar el gas natural obtenido de pozos poco profundos. Según Hopkins, los oleoductos pioneros datan del siglo XVIII y aunque cumplían con su función, dichos sistemas de transporte presentaban problemas restrictivos a raíz de la deficiencia en el material, las tecnologías de unión y la capacidad de bombeo para elevar la presión del fluido. Sin embargo, las tecnologías fueron evolucionando y hacia el siglo XIX ya se registraban tuberías de hierro fundido que disminuían los peligros de transportar fluidos inflamables. (Reyes, P. 2012)

En el siglo XX, los cambios en la ingeniería del transporte eran bien conocidos. Cambian de hierro quebradizo de baja tenacidad a acero de alta tenacidad, de operación de baja presión a operación de alta presión, de diámetro pequeño a grande, de tubo desnudo a tubo cubierto con protección catódica, y así sucesivamente. Según Lawal, el avance en el transporte de hidrocarburos está aumentando en la actualidad porque, en comparación con otras formas de transporte, los ductos tienen las siguientes ventajas: por ejemplo, los fluidos se mueven a un ritmo relativamente constante y tienen una mayor capacidad de transporte y economía. Transporte marítimo o vehicular (Lawal, 2011).

En el mapa 1 se presenta el tramo tomado desde la estación Araguaney a la estación Banadía, su ubicación geográfica en Colombia, mostrando las estaciones por cada empresa que hay en el país y las uniones de los oleoductos que llevan al punto final de transporte a la terminal Coveñas:

Mapa 1.
Oleoductos de Colombia



Fuente: Corficolombiana Banca de Inversión, Bogotá, Diciembre 2011.

Oleoducto Bicentenario de Colombia S.A.S. es un consorcio creado por Ecopetrol en 2010 para construir, operar y gestionar un ducto de 230km que se extiende desde los Llanos Orientales hasta la estación Banadía, donde se conecta con el ducto Caño Limón-Coveñas. La ampliación prevista de 730km del ducto Bicentenario, que se diseñó originalmente para ejecutarse en dos etapas, fue suspendida en forma indefinida. En 2014, Ecopetrol cedió su participación controladora a su unidad de transporte y logística Cenit, que ahora controla el grupo. Pacific Rubiales Energy y Hocol S.A. son los otros dos accionistas principales. El tramo Araguaney - Banadia estará constituido por una línea de 229 km de longitud que parte de la Estación Araguaney a 19,2 km del casco urbano de Yopal, y finaliza en la Estación Banadía, ubicada a 7 km de Saravena. La autorización de transporte será de crudo pesado y liviano, con un máximo de 630 barriles por día. Actualmente, el oleoducto está siendo construido por Ecopetrol y tiene una inversión de 1.031 millones de dólares. El Oleoducto es un sistema de transporte por ducto independiente, que comprende la Estación Araguaney, el oleoducto de 42" de diámetro y 229,3 km, y la Estación Banadía. Tendrá una Capacidad Nominal de hasta 192 BPD (barril por día) para crudo mezcla de 24 °API y 21 cst (centistokes) a 30°C. El trazado del Oleoducto Araguaney – Banadía cruza los municipios de Yopal, Nunchía, Pore, Paz de Ariporo y Hato Corozal, en el Departamento de Casanare y Tame y Fortul en el departamento de Arauca. (Scossi Ingeniería Ltda, 2018)

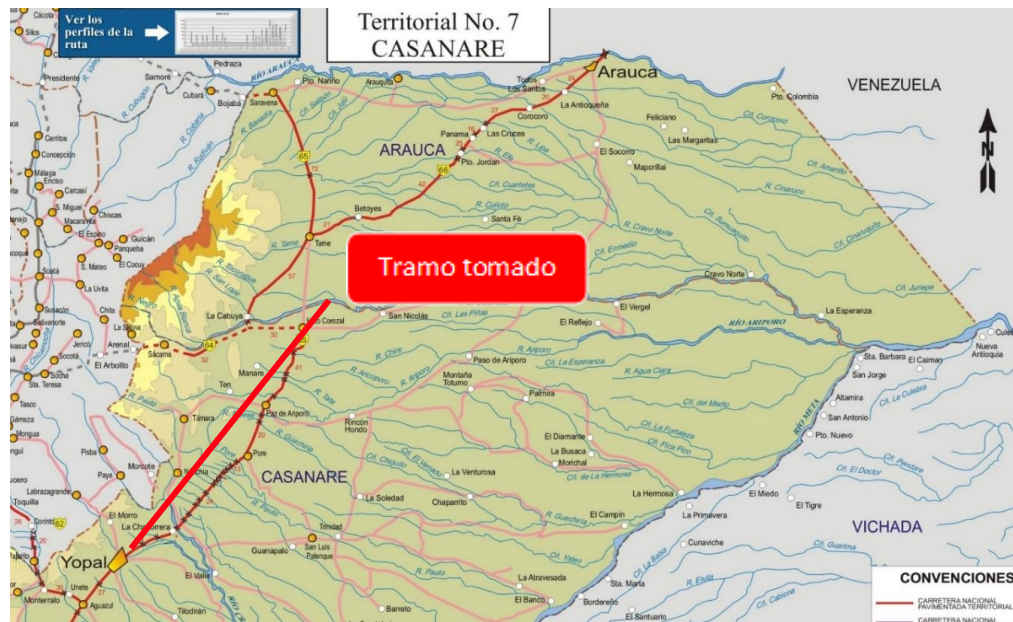
6.2 Caracterización general de gestión del riesgo

La caracterización del riesgo es identificar los factores de riesgos que se delimitan en la zona, sus causas, la relación entre las causas, los tipos de daños que se presenten y los actores causantes.

6.2.1 Ubicación extensión y límites. La mayor parte de esta parte del oleoducto se ubica en el Casanare, la cual se ubica en la región centro-oriente de Colombia, desde las latitudes 04 ° 17'25 " y 06 ° 20'45 'norte hasta las latitudes 69 ° 50'22' 'y 73°04'33' 'oeste Se extiende al norte hasta el río Casanare, que se separa del río Arauca; al sur y noreste, se separa del río Meta, que se separa del río Meta y el río Vecada; al oeste se separa del río Boa. El río Ka está separado del río Cundinamarca, su extensión es de 44,640 kilómetros cuadrados en la Imagen 1, representa la extensión y recorrido de la parte interceptada:

Mapa 2.

Trazado oleoducto Bicentenario



Fuente. Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia

6.2.2 Clima. En esta zona el clima varía, se puede presentar un clima húmedo en la zona de piedemonte llanero, también como templado en las zonas montañosas aca se ubican los municipios de Támara, Sámaca, La Salina, Chámeza y Recetor, con una temperatura promedio de 17°C y 21°C; La precipitación en este sector es básicamente monomodal, incluida la temporada de lluvias de abril a octubre.

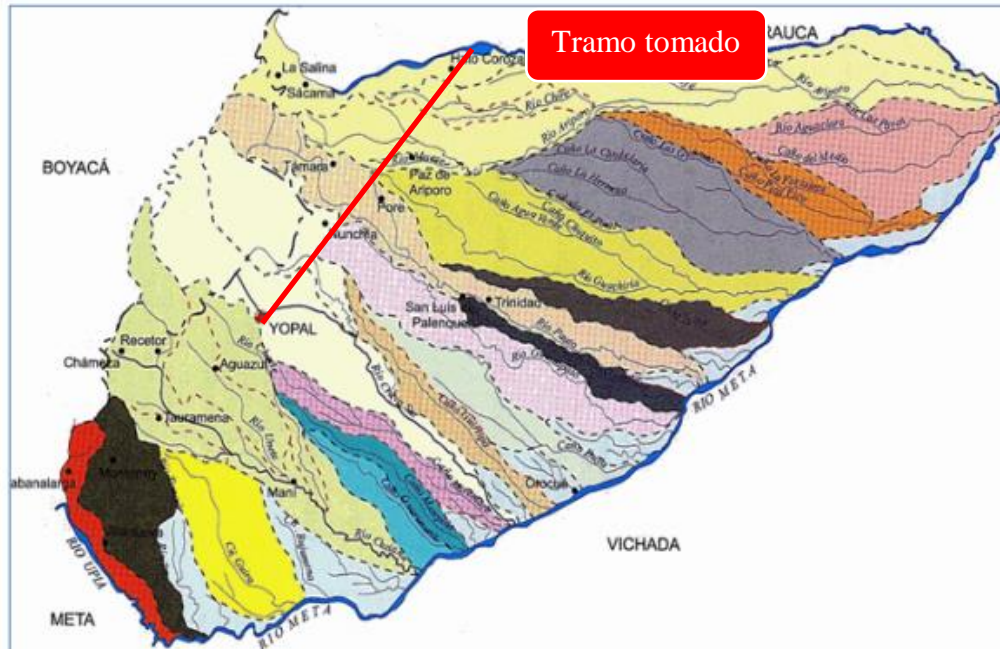
Las precipitaciones aumentan de noreste a suroeste, variando en cantidad e intensidad, y la zona más lluviosa se encuentra en Chameza. En el sector, la humedad relativa varía entre el 60% y el 90%, lo que permite inferir que la zona es mayoritariamente húmeda. La distribución del brillo solar, guarda directa relación con las precipitaciones, de ahí que las sabanas de los municipios de Hato Corozal, Paz de Ariporo, Trinidad y Orocué presenta mayores horas de brillo solar (2.000 horas/año en adelante) mientras que las partes altas del paisaje de montaña las menores horas (menor a 1.500 horas/año). (Consejo Departamental de Gestión del Riesgo de Desastres, 2012).

6.2.3 Hidrografía. La hidrografía del Casanare está conformada por los ríos, quebradas y caños que desaguan en dirección oeste-este hacia el río Meta, aquí recibe las aguas de la totalidad de ríos

del departamento y su principal afluente el río Casanare. En la imagen 2 se muestra el tramo tomado y la hidrografía que atraviesa el oleoducto:

Mapa 3.

Hidrografía de Casanare



Fuente. Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia.

6.2.4 Fisiografía. La red montañosa del Departamento se encuentra afectada por varias fallas, unas de ellas es las fallas de Güaicáramo, que son susceptibles a que haya una alta intensidad sísmica. En la zona de piedemonte, esta está formada por abanicos y colinas, se identifica por su relieve plano a ondulado que está cubierto por bosque ecuatorial, sabanas y praderas. Los suelos de Casanare son estructuras geológicas de nueva formación, por lo que son fácilmente destruidos y erosivos, provocando deslizamientos de tierra, presas e inundaciones. Además, debido a las actividades humanas, a menudo ocurren incendios forestales, incendios estructurales, derrames de petróleo, asentamientos humanos en áreas que no son aptas para viviendas, lo que contamina el suelo, el agua y el aire. (Consejo Departamental de Gestión del Riesgo de Desastres, 2012).

6.2.5 Fenómenos amenazantes identificados en el Departamento. Los fenómenos amenazantes son aquellos elementos del medio ambiente que amenazan al hombre y son causadas por fuerzas

exteriores a él. Se puede referir también como el término de “amenazas naturales” exactamente, que son todos los fenómenos atmosféricos, hidrológicos, geológicos como los sísmicos y a los incendios por la ubicación de la zona, severidad y frecuencia. A continuación, en la Tabla 1 se describe los diferentes fenómenos naturales ubicados por municipios:

Tabla 1.

Fenómenos naturales por municipios

MUNICIPIOS	INCENDIOS FORESTALES	SISMICIDAD	DESGLIZAMIENTOS	REMOCION EN MASA	INUNDACION		SOCAVACION
					RIO	VEREDAS	VEREDAS
YOPAL	Loma la Culebra, Cuchilla de Palobajito, Cuchilla de Peña Negra, Cuchilla de Buenavista, Cerro el Venado, bosques protectores y sabanas. Todo el municipio está expuesto a esta amenaza	De alta amenaza a intermedia	Puente la Cabuya, Vía al Morro - Labranzagrande, Brisas del Cravo, Los Cagüi, La Vega, Gaque, la Libertad, Santa Bárbara, lagunas, Volcaneras, Rincón del Soldado, loma de Palobajito, Naranjitos, Cuchilla de Peña Negra, Floreñas, Mata de Limón, Villa del Carmen, Cerro la Culebra, el bajo y Guayaque		CRAVO SUR	Guayaque, Sirivana, Tacarimena, El Amparo, San Pascual, Punto Nuevo, Barbillal,	Chaparrera, San Antonio, San Nicolás, Sirivana, Punto Nuevo, El Charte, San Rafael,
					TOCARIA	Palomas Agua Verde, Taladro, Rincón del Moriche, Chaparrera, San Antonio Palomas	
					CHARTE	Upamena, Guafilla, el Charte, Morichal	
HATOCOROZAL	Piedemonte amenaza baja, lomerío y parte de Sabana amenaza media y Sabana y bosques de galería o protección amenaza Alta.	Alta a media amenaza sísmica	Piedemonte se presentan pequeñas avalanchas		CASANARE TATE, ARICAPORO	Cilantral, Sarrapio, Altamira, Cilantral, La Manga, San Nicolás, El Sinaí, El Rubí, Santa Rita, Berlín, San José del Ariporo y la Argentina, todas la veredas ribereñas del río Casanare están expuestas a ser inundadas	Ribera de los ríos Tate, Ariporo, Aricaporo y Chire.

PORE	Toda el área del municipio está expuesta a la amenaza de incendios forestales, principalmente las veredas de La Plata y Miralindo y la Parte del Cerro de Zamaricote.	Alta a media amenaza sísmica	Tasajeras. Jusse, Seque, Altamira y Ramón Nonato Pérez		GUACHIRIA Y PAUTO	Ramón Nonato Pérez, El Banco, San Isidro, Matalarga, Mapora, El Verde, La Plata, Miralindo, Guanábanas, San Rafael y Visagual	Alpes
------	---	------------------------------	--	--	-------------------	---	-------

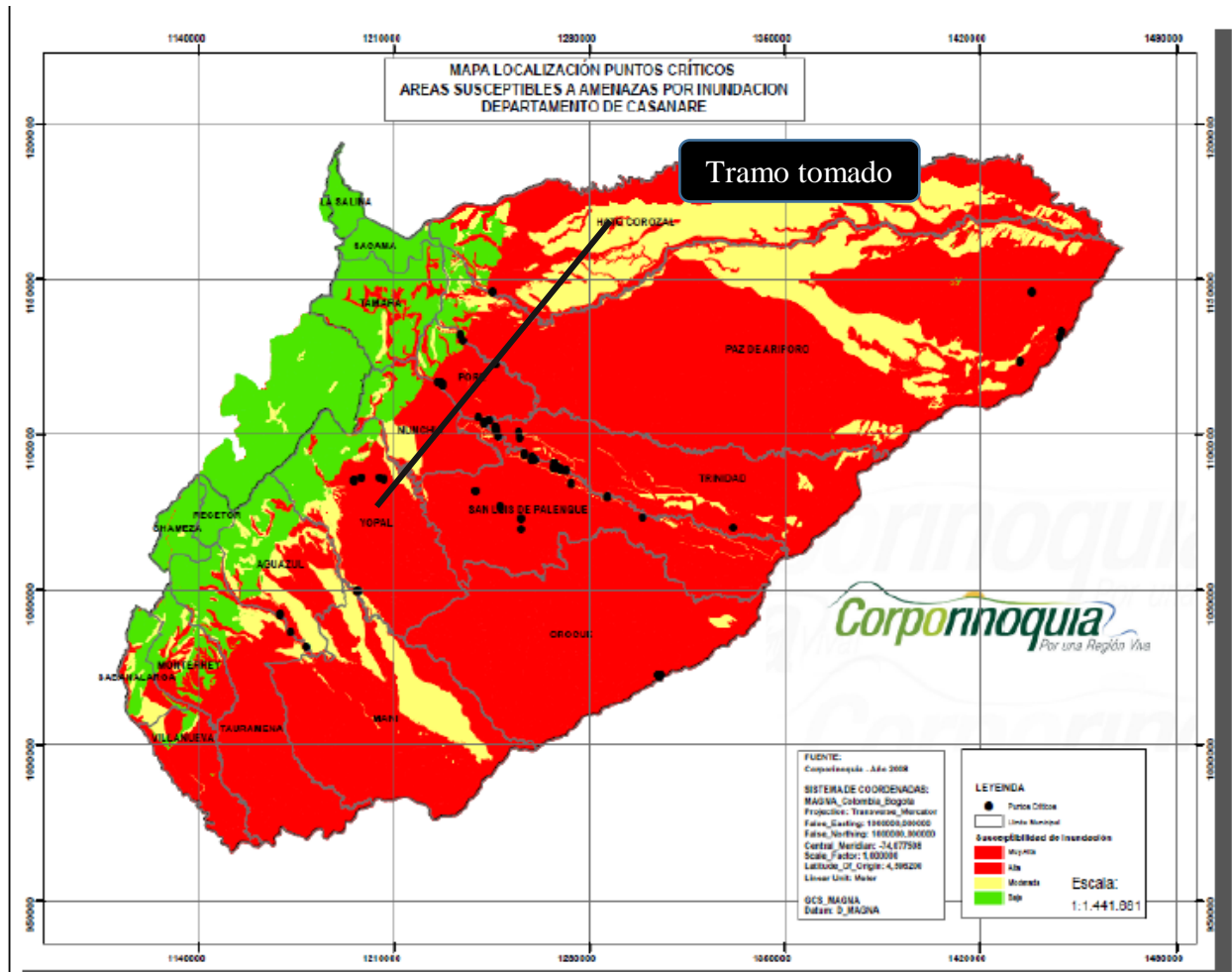
Fuente: Oficina Programación de Obra (2012).

La tabla anterior se pueden observar cómo están caracterizado los fenómenos naturales o fenómenos amenazantes del departamento de Casanare, específicamente por los municipios por donde el tramo del oleoducto pasa y la severidad que presentan cada municipio.

En la imagen 3 se muestra el tramo tomado del oleoducto y el recorrido por las diferentes zonas de inundaciones del Departamento donde se muestra las escalas de severidad:

Mapa 4.

Zona de inundaciones



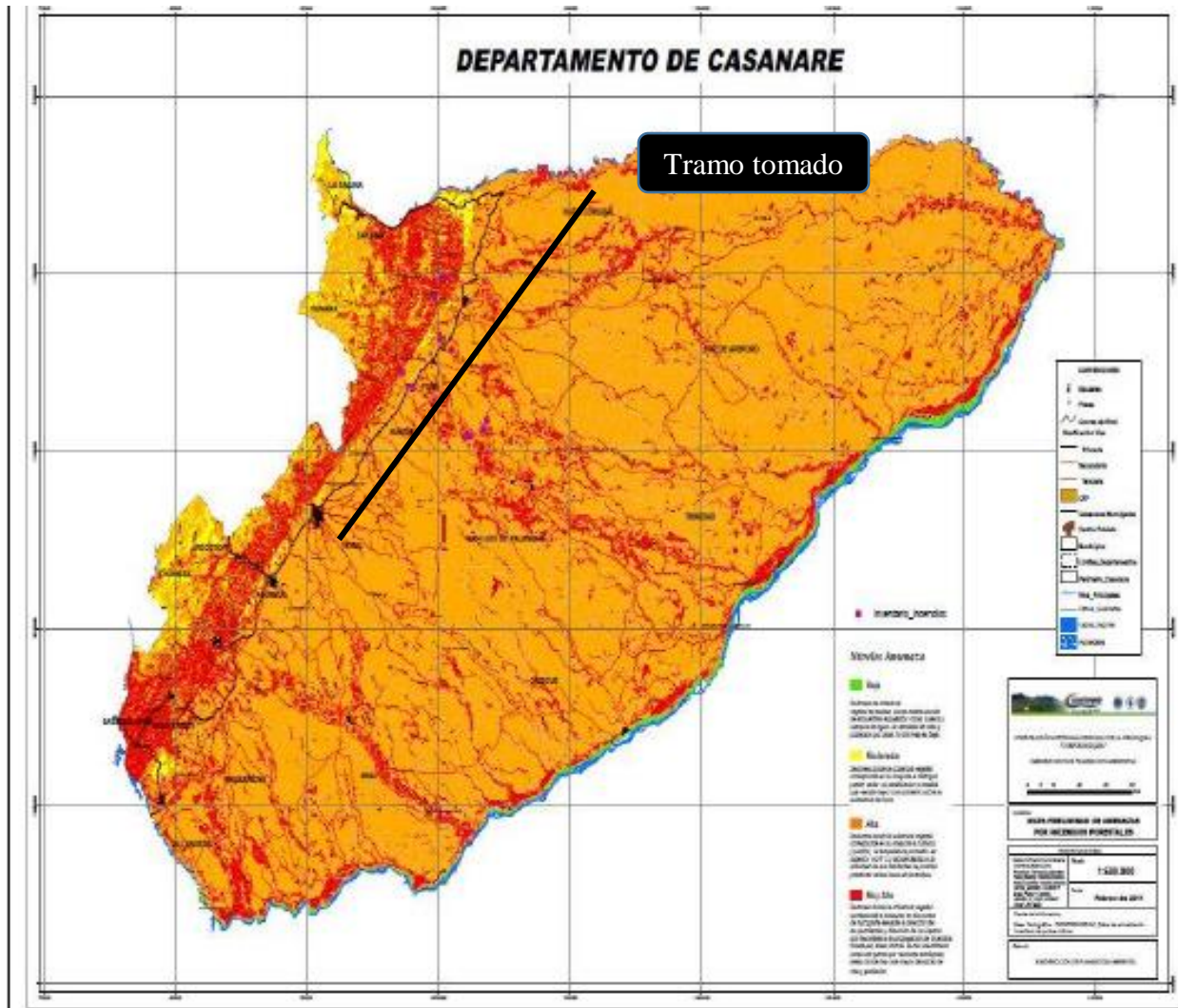
Fuente. Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia. (2012)

En la imagen anterior se presenta un mapa de la localización de los puntos críticos de inundación y las áreas susceptibles a la inundación, donde la ubicación de la empresa representa un gran problema ya que atraviesa por zonas críticas de inundación que en épocas de lluvia podría presentar problemas a las tuberías, ya que la mayoría de las zonas tiene un alto riesgo de inundación y mayor corrosión a las mismas.

En la imagen 4 se muestra la ubicación del tramo y zonas de incendios forestales del Departamento:

Mapa 5.

Zona de incendios forestales



Fuente. Corporación Autónoma Regional de la Orinoquia (2012).

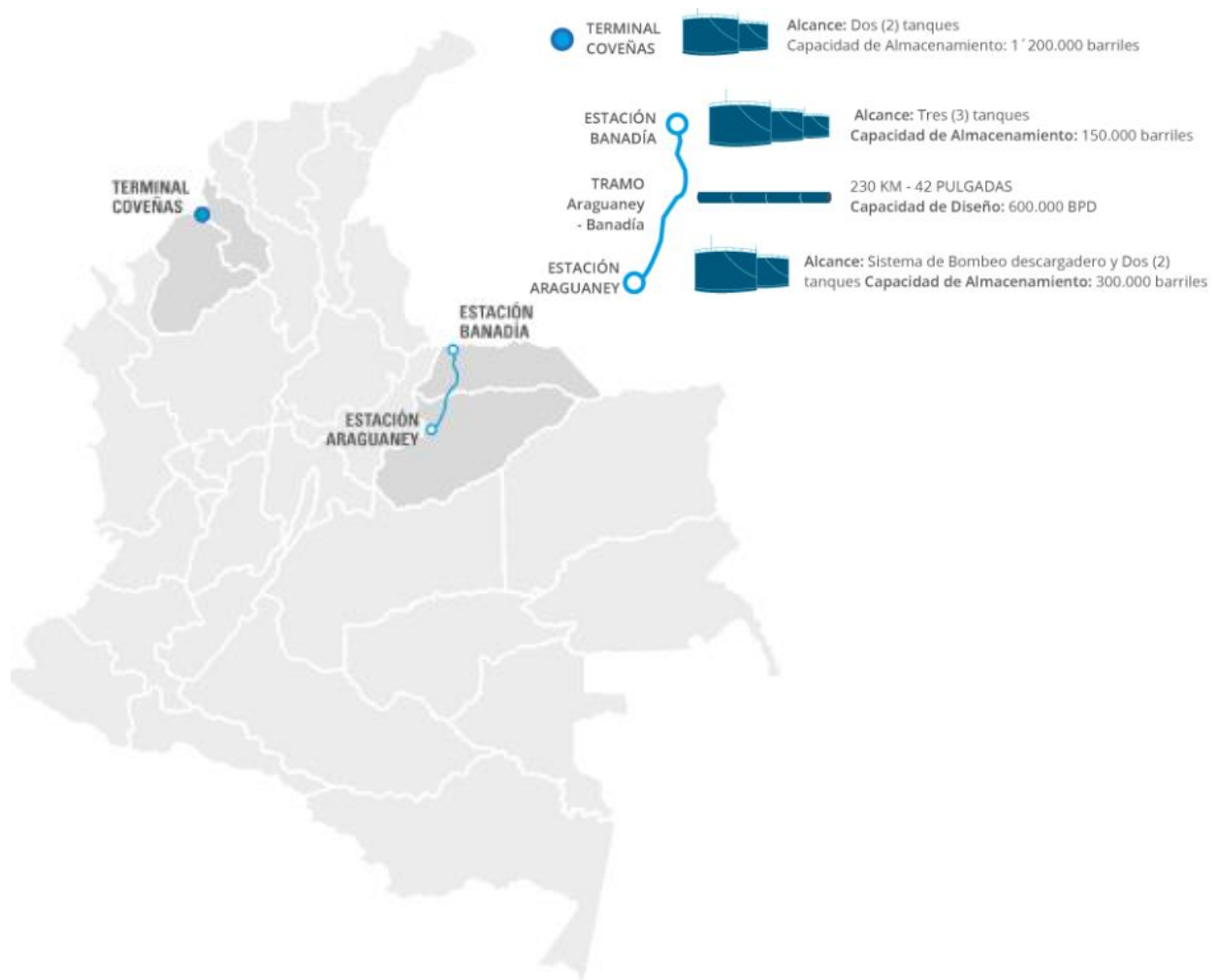
Con la imagen anterior se puede apreciar como en general toda la zona que atraviesa el tramo es una zona de área seca donde se producen altos incendios y al haber un derrame haya una alta probabilidad de una explosión.

6.2.6 Tramo de las estaciones. En el siguiente mapa se especifica las estaciones del oleoducto bicentenario que son dos estaciones con una distancia de 230 km, que tienen una capacidad de diseño de 600.000 BPD (Barriles por día), donde cada estación maneja una capacidad de almacenamiento, la estación Araguaey tiene una capacidad de 300.000 barriles y la estación

Banadía una de 150.0000 barriles, todo va dirigido a la terminal coveñas que tiene una capacidad de almacenamiento de 1'200.000 barriles:

Mapa 7.

Tramos del oleoducto Bicentenario



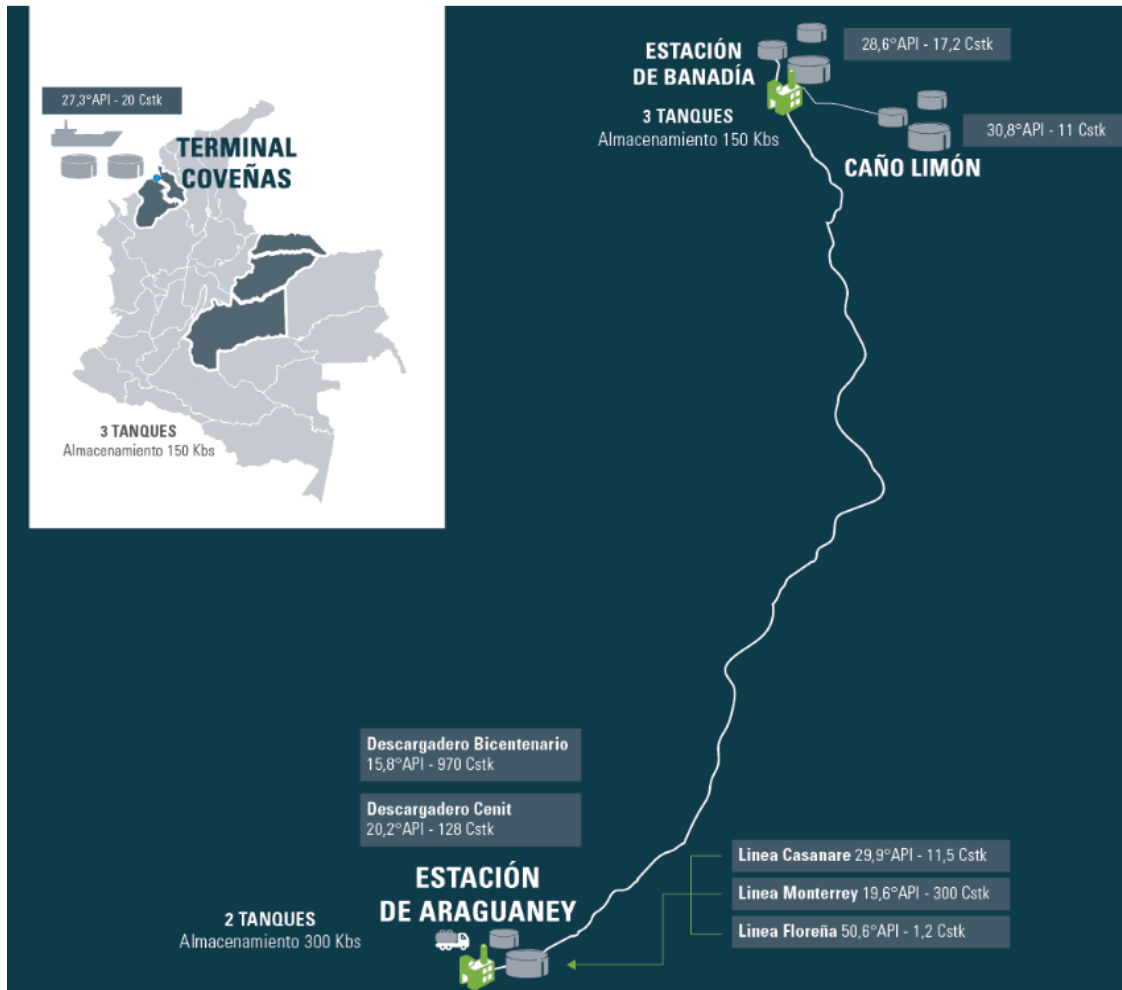
Fuente: Corficolombiana Banca de Inversión, Bogotá, Diciembre 2011.

La imagen que se muestra a continuación se describe las especificaciones de las estaciones de Araguaney donde se evidencia las líneas que llegan esta estación son Casanare, Monterrey y Floreña, las diferencias de los grados API (American Petroleum Institute) que llegan a la estación como 29,9 °API, 19,6°API Y 50,6°API en ese mismo orden, así como dos tanques en la estación

con capacidad de almacenamiento de 300 Kbs (miles de barriles por día), y de la estación Banadía manejan grados de 30,8°API y de 28,6°API, con tres tanques de almacenamiento de 150 Kbs:

Imagen 1.

Especificaciones del oleoducto



Fuente: Corficolombiana Banca de Inversión, Bogotá, Diciembre 2011.

Tomando todos los datos con respecto a la identificación de los riesgos de la zona del departamento de Casanare, se evalúa más adelante cuáles son los riesgos más altos por donde pasa el tramo tomado del oleoducto y analizan para así proceder a hacer un plan de contingencia adecuado para cada riesgo identificado, teniendo en cuenta los fenómenos naturales amenazantes que son influyentes por la zona geográfica donde está ubicada. Haciendo una marcación y caracterización de las estaciones como son el almacenamiento de cada estación y las líneas.

7. Plan de contingencia

El Plan de Contingencia es un instrumento que ayuda a establecer una estrategia de respuesta para actuar sobre un derrame, este plan demarca las responsabilidades tanto de las empresas como de las personas que interceden en la operación, dispone también de información sobre las posibles zonas afectadas y los recursos que podrían afectar a consecuencia de la contaminación y propone el curso de acción para hacer frente a la fuga e informar al personal sobre el equipo y los materiales disponibles.

7.1 Estructura de la implementación

El Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia tiene como función ordenar el programa de implementación del PNC en los siguientes aspectos:

- Metodología Temáticas y del proceso de capacitación (Cartillas)
- Cronograma del proceso de implementación
- Presupuesto de implementación.

7.2 Implantación de plan de contingencia

La implantación de este plan deben tener los tres sectores (Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas) para el cual se debe realizar de forma conjunta la implantación del plan, siguiendo una metodología, criterios y ejecución de esta. El Comité Técnico del Plan Nacional de Contingencia instalara proyectos determinados en cada una de las actividades y elaborara presupuestos para la aprobación. Siguiendo el proceso de implantación estas son las principales actividades:

7.3 Plan de Divulgación y Capacitación

Se establece un programa a nivel nacional de divulgación a cargo del comité de Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en aguas fluviales. Esto se realiza ante los comités regionales y locales, coordinado por la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres utilizando cartillas pedagógicas sobre la atención primaria.

7.4 Cartillas

Estas tienen como función dar información sobre el control, manejo y atención de un derrame. Dado cada tipo de derrame se realizarán tres cartillas diferentes con las explicaciones básicas y generales de atención primaria de cada derrame. Por consiguiente será realizar dos mil cartillas por cada tipo de derrame y así capacitar los comités locales y regionales.

7.5 Documento del Plan Nacional de Contingencia (PNC)

Este documento se repartirá a todos los municipios y gobernaciones del país, principalmente las zonas por donde pasa el tramo del oleoducto, la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres, el Ministerio del Medio Ambiente, las Corporaciones Autónomas Regionales, la Asociación Colombiana del Petróleo, el Ministerio de Minas y Energía, las Cámaras de Comercio.

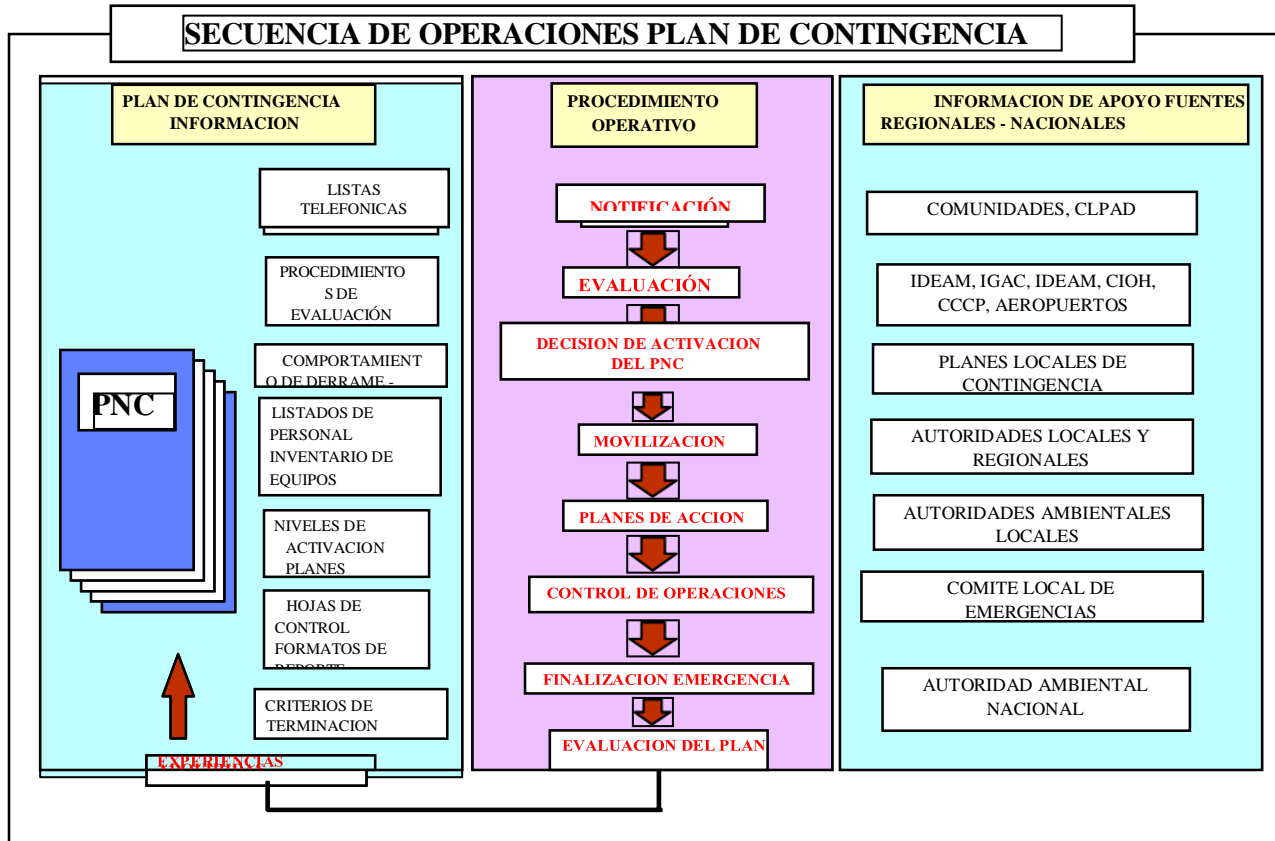
7.6 Capacitación para el Personal responsable en cada entidad participante del PNC

La capacitación se realizará para todos los participantes del Plan Nacional de Contingencia, estos deberán realizar unos talleres de capacitación básica, destinada a las personas responsables que hacen parte de la prevención y atención de derrames de hidrocarburos, para dar a conocer la interacción de todas las entidades con el PNC.

En la siguiente imagen se explica por medio de un diagrama de flujo la secuencia de operaciones del plan de contingencia, como se hacen los procedimientos operativos el paso a paso, cuales son las informaciones de apoyo tanto regionales como nacionales y las informaciones necesarias para realizar el plan de contingencia:

Imagen 2.

Estructura del plan de contingencia



Fuente: Plan Nacional de Contingencia

7.7 Protección estructural de tuberías

Las tuberías es el más importante medio de transporte en el campo petrolero tanto para distribuir el gas, como el propano, natural y butano, y como el petróleo o crudo llevado a las refinerías. los sistemas de transporte de hidrocarburos como los gasoductos, oleoductos o poliductos normalmente están expuestas a amenazas naturales como inundaciones, avalanchas, movimiento del terreno y deslizamientos de tierra, que afectan la integridad de la tubería y gracias a esto este sistema debe contar con mecanismos para la protección integral del mismo.

7.7.1 Sistemas de protección estructural

El transporte de hidrocarburo y sus derivados, en lo que llevamos de historia se han usado diferentes medios para realizar este. Donde se encuentran tanques o barriles montados sobre barcasas y ferrocarriles, el cual el medio que más se utiliza es el transporte del hidrocarburo mediante tuberías. Comúnmente se transportan dos tipos de hidrocarburos, primero el petróleo que es a través de oleoductos y el gas natural, mediante gasoductos. Existen diversos métodos para proteger las tuberías que pueden ser de dos clases tales como los de protección activa que busca impedir la sobrecarga del componente y los de protección pasiva que monitorean la condición del y así predecir una falla próxima. De los principales elementos que se debe tener en cuenta desde el proceso de diseño del sistema es la seguridad de las tuberías para el transporte de hidrocarburos ya que este se debe tratar de reducir o evitar la incidencia de accidentes o fallas que al final terminan afectados son el medio ambiente y las comunidades.

Los estándares API (American Petroleum Institute), ANSI (American National Standards Institute) y la ASME (American Society of Mechanical Engineer) son los estándares más utilizados para el diseño, construcción y operación de sistemas de transporte de hidrocarburos. Estos estándares permiten determinar el tipo de tubería, métodos de soldadura, sistemas de prueba y protección que debe tener el sistema. Un factor en la selección de los ductos es la capacidad para conducir hidrocarburos y las condiciones topográficas donde se llevará a cabo la construcción. Las tuberías pueden tener o no costuras, pueden tener cuerdas longitudinales o en espiral, y el proceso de unión por soldadura puede ser variado, como la soldadura por arco sumergido y la soldadura por resistencia. Pueden ocurrir diferentes tipos de fugas en la tubería, que pueden considerarse fugas grandes o pequeñas debido a la gravedad de la fuga.

En grandes fugas, fugas de ruptura que rara vez ocurren pero son muy peligrosas porque causan un gran daño al medio ambiente. Las fugas pequeñas son difíciles de detectar y son tan peligrosas como la primera, porque debido a que las fugas son tan pequeñas, acumulan grandes cantidades de hidrocarburos antes de ser descubiertas. Además de cumplir con las normas para prevenir fallas en las tuberías, también se diseña una estructura mecánica denominada juntas de expansión (ver Imagen 3), que absorbe el movimiento mecánico que se puede generar por eventos naturales, pero que no tiene ningún movimiento mecánico. Supervise continuamente el estado del sistema.

Imagen 3.

Junta de expansión para tuberías metálicas



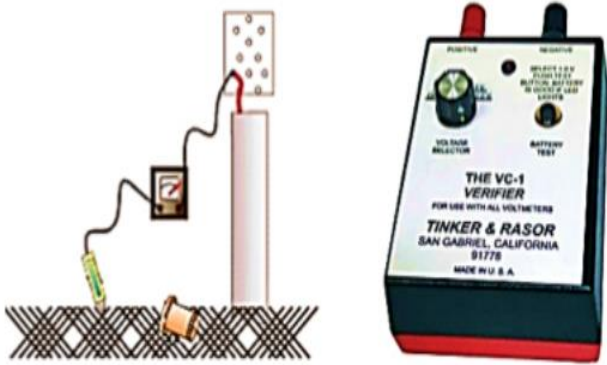
Fuente: Tecnología Total, Integridad de ductos y plantas, (2017).

Se han propuesto otros sistemas de protección activa, como los que aparecen en la patente, en los que se propone un dispositivo tipo manguito que cubre varias partes de la tubería que ingresa a ella y permite que el sistema tenga un desplazamiento local, evitando así un aumento de resistencia

Aunque se realice el diseño de un sistema de transporte de hidrocarburos siguiendo estrictamente la normatividad y se lleven a cabo rigurosos procesos en la construcción, operación y mantenimiento adecuados, no se puede garantizar la ausencia de fallas; por ello, es necesario contar con sistemas de detección temprana de fallas para poder tomar las acciones necesarias a tiempo y con ello prevenir posibles desastres. Para la implementación de sistemas de detección o monitoreo de variables asociadas al funcionamiento, como el registro de potencial eléctrico desde un medidor como el presentado en la imagen 8:

Imagen 4.

Medidor de potenciales eléctricos



Fuente: Tecnología Total, Integridad de ductos y plantas (2012)

La corrosión es un aspecto importante del control del interior de los gasoductos o oleoductos, porque la corrosión significa pérdida de material, lo que conduce a una disminución en la capacidad de soportar la presión del gasoducto. La corrosión produce áreas o puntos más débiles, a través de los cuales ocurren fallas estructurales. Hay muchos factores relacionados con la corrosión, incluidas las características del suelo, la naturaleza del fluido que se transporta, el material de la tubería y las propias condiciones de trabajo. El grado de corrosión debe controlarse determinando el potencial en la tubería. Al igual que otros tipos de estructuras metálicas, la tubería se puede proteger agregando ánodos de sacrificio.

Otra posible causa de falla estructural en el sistema de transporte de hidrocarburos es el movimiento de grandes parcelas de tierra en él. Estas sustancias provocan elevadas tensiones en el material, que pueden provocar grietas. Dependiendo de la posición del sistema en el terreno ondulado, estos bloques de suelo en movimiento pueden hacer que se quede sin apoyo y pierda apoyo por su propio peso y el movimiento del fluido que se transporta.

Las fallas de este sistema de transporte debido a movimientos de tierra no son frecuentes, pero tienden a ser de gran severidad, por lo que requieren de una especial atención se corrobora lo anterior y se indica que las fallas en tuberías de transporte de hidrocarburos están relacionadas principalmente con el desplazamiento de tierra en sectores enterrados en suelos inestables.

(Fazzini, Otegui, & Kunert, H. (2009). A medida que aumenta la fuerza por la masa de tierra, es cada vez más difícil mantener la capacidad de la tubería para soportar los desplazamientos. Se producen grietas y deformaciones significativas que derivan en su falla, las cuales han sido detalladas por algunos autores. (Babín & Gómez, 2010).

7.8 Herramientas de detección de fugas, métodos y técnicas

Actualmente existen varios sistemas de detección de fugas, divididos en sistemas estáticos y sistemas dinámicos, lo mejor es usar sistemas dinámicos porque se pueden usar mientras la tubería está en funcionamiento. La fuga estática es útil después de detectar la ubicación de la fuga. Además, existen una variedad de tecnologías que nos permiten comprender el deterioro del ducto y tomar las medidas de mantenimiento adecuadas en base a esta información para evitar roturas.

7.8.1 SPIG (Smart Pipeline Internal Gauge)

Para limpiar, mantener y verificar el estado de la tubería, se utiliza una herramienta llamada PIG en el español "marrano", que significa traducir directamente la palabra sin considerar el significado de las siglas (Pipeline Internal Gauge, Instrumento de tubería). La herramienta utiliza la presión del fluido a transportar para penetrar en todo el interior de la tubería, dando así pleno juego a sus ventajas. Inicia a partir de un punto llamado trampa de envío, diseñada para la inclusión del marrano en la tubería, hasta un punto final llamado trampa de recibo que permite la extracción de los sólidos de la tubería y el desacoplamiento del marrano sin necesidad de suspender el transporte del hidrocarburo. Utilizar el "marrano" como objeto de limpieza, igualmente se usa para la detección de rupturas o desgastes en la tubería, estos son llamados Smart PIG que se muestra en la imagen 9 se visualiza la forma del mismo:

Imagen 5.

Mecanismo inteligente de inspección de tuberías



Fuente: Smart Pig Technology / Pipeline Pigging and Inline Inspection Resource, (2012).

7.8.2 Sensores

La variedad de sensores existentes que se utilizan en la recolección de información para saber el estado de las tuberías, son de ultrasonido y de fibra óptica. El sensor de ultrasonido se maneja para detectar y localizar grietas, daños como la corrosión y fallas en la soldadura, este tipo permite la inspección de la circunferencia entera y la longitud de la tubería. En la siguiente imagen se observa como se hace la medición colocando la herramienta sobre la tubería y provocando la visualización de datos y graficas:

Imagen 6.

Medición por ultrasonido



Fuente: Tecnicontrol, s. f. (2018)

Los siguientes son los sensores de fibra óptica que son utilizados para detectar rápidamente los ataques a las tuberías. Utiliza un cable de fibra óptica como elemento sensor y presenta un grado de detección muy alto ya que cualquier molestia electromagnética es detectada rápidamente y también los fenómenos atmosféricos. Tiene una diferencia a los sensores convencionales ya que puede medir temperaturas y tensión en distintos puntos, lo que lo hace más eficiente para monitorias grandes longitudes y en la imagen 11 se muestra cómo va colocado en las tuberías:

Imagen 7.

Sensor de fibra óptica



Fuente: Sirucalia, (2019)

Con el fin de garantizar la seguridad de la tubería, utilice extensómetros, manómetros, sistemas de topografía del terreno y otros equipos para realizar un monitoreo geotécnico en tiempo real para identificar el estado del suelo o roca donde se encuentra la tubería y detectar si ocurre. Algunos movimientos de tierra para determinar si existe riesgo de integridad del ducto. La idea de monitorear directamente el terreno alrededor del ducto es una medida que no puede asegurar la detección rápida de daños en el ducto. Cuando esto sucede, se requiere una respuesta inmediata.

Existen diferentes tecnologías para la inspección continua de tuberías de hidrocarburos, una de las cuales es la espectroscopia infrarroja de este mes, que incluye el uso de un dispositivo que puede

detectar gas metano a una distancia de más de 1.000 metros. En esta tecnología, las anomalías espectrales causadas por los hidrocarburos se utilizan para identificar la presencia de metano en el área de la tubería, lo que se puede lograr detectando la absorción de metano mediante un espectrómetro de camino abierto con espectroscopia infrarroja de transformada de Fourier. La energía infrarroja del gas que existe entre la fuente de energía infrarroja y el detector.

8. Impactos ambientales potenciales

Utilice los siguientes ejemplos para prevenir desastres, lo primero que debe hacer es prevenir desbordes y causar impactos ambientales, tales como: levantamiento topográfico, limpieza de servidumbre, excavación de zanjas; tendido, doblado, soldadura, envoltura y recubrimiento de tuberías; si es una tubería subterránea, entonces Instale protección catódica para controlar la corrosión o colóquela en una zanja; llene y limpie. En los humedales, ocurren las mismas actividades generales. Sin embargo, el lodo debe dragarse y retirarse antes de que se pueda colocar la tubería. Cuando la tierra y la laguna están completamente saturadas, se pueden usar barcazas para dragar el suelo, hacer y tender tuberías. Si desea enterrar la tubería, debe cavar una zanja. Una barcaza tendió la tubería. Hay excavadoras submarinas que pueden cavar zanjas, en la mayoría de los casos, es necesario depender de las olas y las corrientes para enterrar las tuberías en áreas marinas. Sin embargo, también pueden enterrarse artificialmente. La tubería debe enterrarse en la costa o cerca de la tierra.

Para garantizar el funcionamiento normal de la tubería, es necesario el mantenimiento y la inspección del equipo. Realice inspecciones terrestres o de área de tuberías para detectar fugas. Equipo utilizado para raspar o limpiar parafina y escoria en tuberías (relacionado con detergentes, bolas de acero o "conejos"), o equipo utilizado para separar diferentes materiales bombeados a través de tuberías, o para extraer líquido o condensado (en tuberías Medio) producirá residuos que deben ser tratados. La vida útil de la tubería depende de la velocidad de corrosión y el desgaste interno de la tubería. En la mayoría de los suelos, especialmente en algunas áreas, es necesario que la protección contra la corrosión sea húmeda o salada. Las fugas o roturas de los oleoductos o gasoductos pueden causar impactos importantes más allá de los alrededores inmediatos de la tubería.

9. Marco legal

Que la Ley 46 de 1988, fijó como uno de los objetivos del Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres, garantizar un manejo oportuno y eficiente de todos los recursos humanos, técnicos, administrativos y económicos que sean indispensables para la prevención y atención de las situaciones de desastre.

Que el Gobierno Nacional, a través del Decreto 919 de 1989, ordenó 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.

Que el Gobierno Nacional mediante el Decreto 2190 de 1995, 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.

Que el Decreto 2190 de 1995, conformó el Comité Técnico como instancia responsable de la elaboración y desarrollo del Plan Nacional de Contingencia.

DECRETO N° 321 de 1999, Por el cual se adopta el Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas.

Ley 1523 de 2012 adoptó la Política y el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres en Colombia. Que como una herramienta para la implementación de la Política Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres, la Ley 1523 de 2012 determinó la estructura del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (SNGRD).

10. Gestión del riesgo

La gestión del riesgo se concluye que es el proceso de identificar, analizar y cuantificar las probabilidades de pérdidas y sus efectos, con la finalidad de llevar a cabo las acciones preventivas y correctivas correspondientes. Llevando un orden evaluando el riesgo e identificándolo.

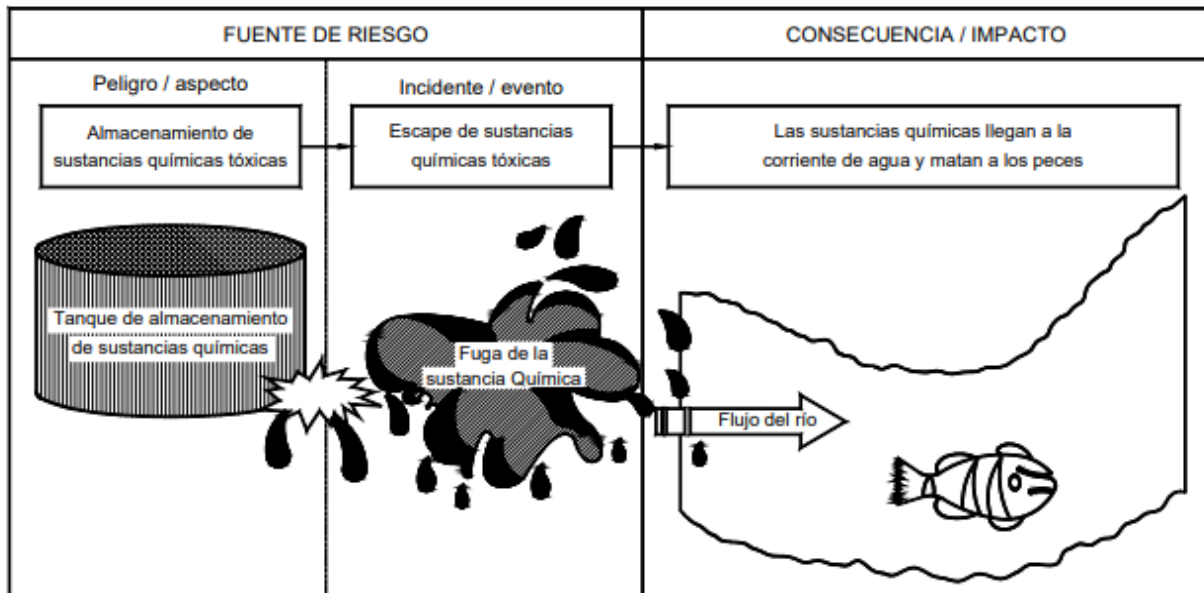
10.1 Introducción a la gestión

La gestión del riesgo se usa como herramienta para decidir cuáles riesgos requieren investigación y análisis adicional. Esta gestión involucra un análisis cualitativo el cual agrupa y clasifica los riesgos, usualmente en suposiciones que tienen por cuenta la naturaleza inicial de la evaluación preliminar. Esta preselección indicará si hay suficientes datos relacionado al proceso de evaluación y de gestión. En otros procesos, la preselección puede dar una suficiente información para tomar una decisión basada en información consistente, por ejemplo, identificando los riesgos que no son aceptables en una ubicación en particular. Así como también es posible implantar que algo es aceptable con base en el estudio cualitativo preliminar.

Para hacer una evaluación de riesgo se deben implantar unos objetivos, metas, estrategias, alcance y parametros de la actividad a la cual se aplica el proceso de gestión de riesgo que en este caso seria el derrame de petroleo y lo que puede ocasionar. En la imagen 11 se muestra la fuente de riesgo como ejemplo de una tanque de almacenamiento y las consecuencias a una fuga de la sustancia:

Imagen 8.

Fuente de riesgo



Fuente: GTC 104 del 2009

10.2 Evaluación del riesgo

La evaluación de riesgos implica comparar el nivel de riesgo encontrado durante el análisis con los estándares de riesgo establecidos considerando el medio ambiente. Para realizar una buena evaluación del riesgo, se deben considerar muchos factores que afectan la definición de los criterios para evaluar el riesgo. Las decisiones relacionadas con la determinación de si se requiere la gestión de riesgos pueden basarse en criterios operativos, técnicos, financieros, legales, sociales, ambientales, humanitarios y otros. El estándar debe reflejar el contexto definido anteriormente. Con frecuencia los criterios dependen de las políticas internas de la organización, sus objetivos y metas, y de los intereses de las partes interesadas.

Los criterios pueden verse afectadas por las opiniones de las partes interesadas y los requisitos de las regulaciones o leyes. Es importante determinar los estándares apropiados lo antes posible. El enfoque más deseable es considerar los objetivos y la gama de oportunidades que pueden surgir.

De manera similar, se debe elegir entre varias opciones, que pueden tener mayores pérdidas potenciales asociadas con ingresos potenciales, y la elección correcta dependerá del entorno de la organización.

10.3 Identificación del riesgo

Para la identificación de riesgos, se debe considerar el propósito de mejorar el diseño a futuro de los equipos, reducir los incidentes potenciales que pueden surgir a partir de los equipos existentes mediante diseño o capacitación adicional y describir las fuentes de los riesgos a fin de que éstos puedan ser comunicados a los trabajadores, al público en general o al personal directivo superior. Adicionalmente, deben Identificarse las operaciones, productos, equipos y su ubicación, para reconocer las consecuencias como son medio ambiente, salud, seguridad, financieras, sociales y políticas, por último, organizar el grupo técnico para poder minimizar el daño o mitigarlo.

Para la identificación de los riesgos se debe tener en cuenta que la identificación de los riesgos ambientales se produce en varias etapas. Inicialmente, los problemas ambientales se identifican en las áreas estratégicas y operativas o a nivel de proyecto. Por lo tanto, una inspección más detallada debe considerar el ecosistema natural, el medio ambiente en general, las personas, las comunidades y las empresas. Como ejemplo de esta información, en la Tabla 2 se citan ejemplos de fuente de impacto:

Tabla 2.

Ejemplos de fuentes de impactos

Fuente		Ruta	Barrera	Receptor	Impacto
Peligro /aspecto	Evento				
Fuentes de energía: - química - eléctrica - mecánica	Falla de la planta. Liberación tóxica.	Dispersión y deposición atmosférica. Superficie acuática:	Física De procedimiento Administrativa Reglamentaria	Humano Social Económico Instalaciones	Medidas relacionadas con: - sostenibilidad

- por presión - por ruido - por gravedad - calor y frío - radiación - biomecánica - microbiológica Maquinaria Procesos - Actividades Inventario de materias primas e insumos	Fuego Contaminación Limpieza de la tierra. Actividades de dragado. Disposición de desechos	- drenaje local y escurrimiento, - corrientes y sistemas hidrológicos Aguas subterráneas. Suelo Rutas biológicas - ingestión - cadena alimentaria - vectores biológicos		Patrimonio natural Patrimonio cultural	- seres humanos - sociedad - economía - instalaciones - patrimonio natural - patrimonio cultural
--	--	--	--	---	---

Fuente: GTC 104 del 2009

Analizando los riesgos ambientales de la zona que se va a estudiar, se encontraron y se ordenaron las siguientes categorías, que son las amenazas naturales o humanas ubicadas en el departamento de Casanare, eligiendo todos los casos que pueden ocurrir describiendo los riesgos para la zona basados en todas las posibles causas de accidentes y se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 3.

Identificación de riesgos según categoría

Categoría	Identificación de riesgos	Descripción	Fuente
Ambiental	Incendios forestales	Incendios provocados por terceros o por acontecimientos que son afectados por el clima	Autor

Ambiental	Deslizamientos	Son consecuencias de fenómenos lluviosos o fenómenos geodinámicas.	Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Yaksetig, J. (2011)
Ambiental	Sismos	Es una sacudida de terreno que se produce debido al choque de placas tectónicas y a la liberación de energía	Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Yaksetig, J. (2011)
Ambiental	Inundación	Son cubrimientos de un terreno con cantidades anormales de agua producto de una precipitación abundante o el desbordamiento de un cuerpo de agua cercano	Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Yaksetig, J. (2011)
Industrial	Fatiga	Defectos de fábrica, tensiones de tracción, compresión, flexión, torsión y cambios de tensión	Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Yaksetig, J. (2011)
Biológico	Corrosión	Es un proceso espontáneo de destrucción que experimentan los metales en contacto con el medioambiente, convirtiéndose en óxidos lo que produce un gradual deterioro de ellos	Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Yaksetig, J. (2011)

Mecánico	Daño Mecánico	Ocasionadas por diversas razones como maquinaria, tráfico vehicular, equipo de excavación que producen tensiones y deformaciones	Análisis de la integridad mecánica de un tramo de oleoducto afectado por un fenómeno geodinámico. Yaksetig, J. (2011)
Social	Sabotaje	Son actos delincuenciales efectuados por personas o grupos al margen de la ley	Autor

Fuente: Autor

Teniendo los riesgos ya identificados se procede a calificar cada uno dándole una calificación de bajo, medio y alto según corresponda, se da una clasificación de probabilidad donde D (muy alta), C (media), B (baja) y A (muy baja), la severidad de los riesgos donde de 1 al 5 donde 5 es muy alta y 1 muy baja, y por ultimo como sería el plan de respuesta para los diferentes accidentes:

Tabla 4.

Identificación de riesgos con grado de calificación

Riesgo Identificado	Probabilidad	Severidad	Calificación	Plan de respuesta	Descripción
Incendios forestales	C	4	Medio	Bomberos, bombas de agua cercanas al tramo	Incendios provocados por terceros o por acontecimientos que son afectados por el clima
Deslizamientos	A	2	Baja	Equipos para remover el	Son consecuencias

				deslizamiento y herramientas para medir el daño	de fenómenos lluviosos o fenómenos geodinámicas.
Sismos	D	4	Alta	Equipos de detección de fugas, barreras de contención	Es una sacudida de terreno que se produce debido al choque de placas tectónicas y a la liberación de energía
Inundación	A	2	Baja	Drenaje de la zona afectada	Son cubrimientos de un terreno con cantidades anormales de agua producto de una precipitación abundante o el desbordamiento de un cuerpo de agua cercano
Corrosión	D	3	Alta	Herramientas como medidores y sensores para medir el daño	Defectos de fábrica, tensiones de tracción, compresión,

					flexión, torsión y cambios de tensión
Fatiga	C	3	Medio	Herramientas como medidores y sensores para medir el daño	Es un proceso espontáneo de destrucción que experimentan los metales en contacto con el medioambiente, convirtiéndose en óxidos lo que produce un gradual deterioro de ellos
Daño Mecánico	C	3	Medio	Herramientas como medidores y sensores para medir el daño	Ocasionadas por diversas razones como maquinaria, tráfico vehicular, equipo de excavación que producen tensiones y deformaciones
Sabotaje	D	4	Alta	Herramientas como medidores y	Son actos delincuenciales efectuados por personas o

				sensores para medir el daño	grupos al margen de la ley
--	--	--	--	-----------------------------	----------------------------

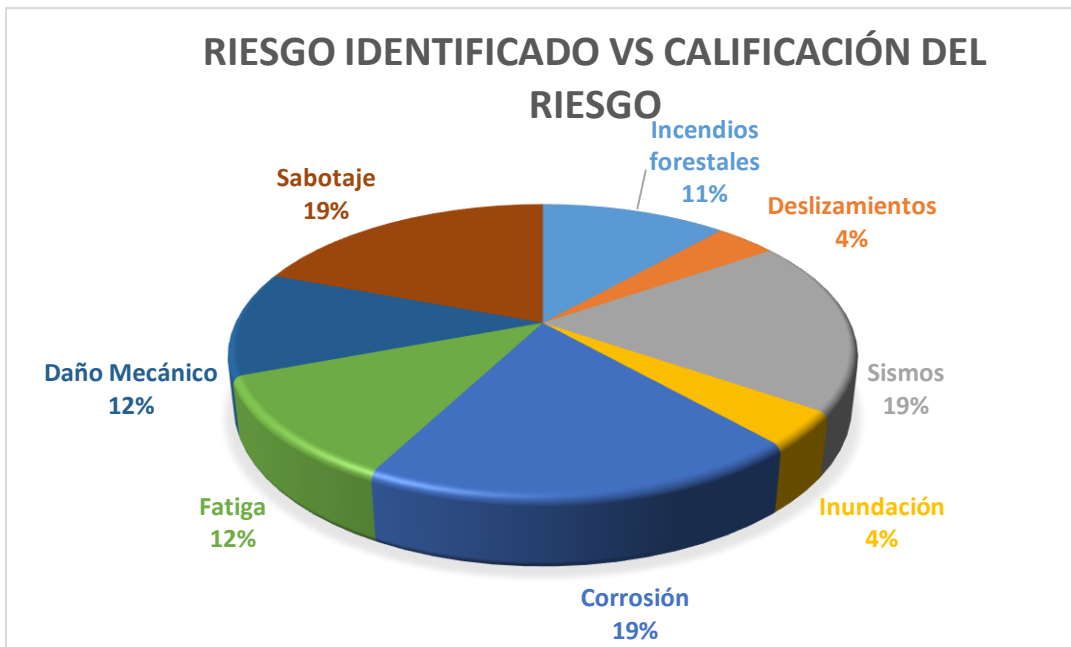
Fuente: Autor

Con base en la anterior tabla se evidencia cuáles son los más potenciales riesgos para la zona por donde pasa el tramo del oleoducto tomado, que son la alta sismicidad de la zona, la corrosión por el clima y el sabotaje por los grupos paramilitares de la región. Así mismo se efectuó un plan de respuesta hacia las tuberías afectadas con respecto a la categoría.

Basado en los datos anteriores se realizó la siguiente grafica en forma de torta el cual se analiza los porcentajes de cada riesgo identificado dando como resultado que los mayores fenómenos afectados en la zona seria el sabotaje, los sismos y la corrosión medidos con la calificación del riesgo:

Grafica 1.

Torta de riesgo identificado vs calificación del riesgo



Fuente: Autor

Con respecto al análisis del gráfico 1, de los riesgos identificados en las tuberías en el oleoducto bicentenario, el principal es el sabotaje, que es causado por terceros por el conflicto armado en la región, los sismos en la zona también es otro factor alto que afecta por el alto índice de terremotos en la región.

11. DOFA

Cada fortaleza, oportunidad, debilidad y amenaza debe ponderarse según la siguiente escala:

Alto = 3

Medio = 2

Bajo = 1

A partir de ello se asignará una calificación individual a la lista, para indicar, el grado de cada variable, de esta manera se puede establecer las diferencias entre ellas que permita jerarquizarlas. En el caso tomado para el análisis de la empresa del oleoducto bicentenario se tuvieron en cuenta los criterios financieros y responsabilidad empresarial. El objetivo es identificar el contexto externo e interno de la organización para crear estrategias que aseguren su permanencia y crecimiento. En la siguiente tabla se escogieron dos criterios y a cada uno se le dio dos ejemplos para el DOFA llevando así un análisis:

Tabla 5.

DOFA criterio financiero y responsabilidad

Fortalezas	Debilidades
<ul style="list-style-type: none">• Equipos modernos que disminuyen riesgos laborales. FINANCIEROS• Personal calificado. FINANCIEROS• Mayor cumplimiento de los estándares de salud y seguridad laboral. RESPONSABILIDAD• Licencias ambientales vigentes. RESPONSABILIDAD	<ul style="list-style-type: none">• No existe una política ambiental que asegure la protección del medio ambiente. RESPONSABILIDAD• Incumplimientos de las normas ambientales. RESPONSABILIDAD• Alto porcentaje de inconformismo por la contratación de los equipos de bombeo asignados a una localidad. FINANCIEROS• Mercado bursátil incierto y volátil. FINANCIEROS

Oportunidades	Amenazas
<ul style="list-style-type: none"> • Aumento de precios a nivel mundial. FINANCIEROS • Crecimiento de la demanda de transporte de hidrocarburos. FINANCIEROS • Mejora de la infraestructura de la zona. RESPONSABILIDAD • Incremento de inversionistas. RESPONSABILIDAD 	<ul style="list-style-type: none"> • Violaciones a las licencias ambientales. FINANCIEROS • Ocurrencia de fenómenos naturales. FINANCIEROS • Falta de implementación de la política pública. RESPONSABILIDAD • Daños por terceros a infraestructura del oleoducto. RESPONSABILIDAD

Fuente: Autor

11.1 Análisis criterio financiero

A continuación se realiza un análisis de las diferentes fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas de la empresa dándole una calificación a cada ejemplo expuesto primero se escogió el criterio financiero y en la tabla 6 ordenamos las referencias y le damos puntajes a los diferentes criterios financieros:

Tabla 6.

Matriz de ponderación criterio financiero

FORTALEZAS	DEBILIDADES	OPORTUNIDADES	AMENAZAS
Equipos (3)	Contratación de equipos (2)	Precios (2)	Licencias (1)
Personal (2)	Mercado bursátil (1)	Crecimiento de demanda (3)	Fenómenos naturales (3)

Fuente autor

En la tabla 7 calculamos del primer ejemplo DOFA para esta empresa que daría un total de 8, para el segundo ejemplo da un total de 9, utilizando dos ejemplos de fortalezas, debilidades,

oportunidades y amenazas se suman sacando el porcentaje de cada uno con respecto al total del DOFA que es 17 y confirmando que tiene que dar un total en porcentaje del 100 %:

Tabla 7.

Matriz de totales y porcentajes criterio financiero

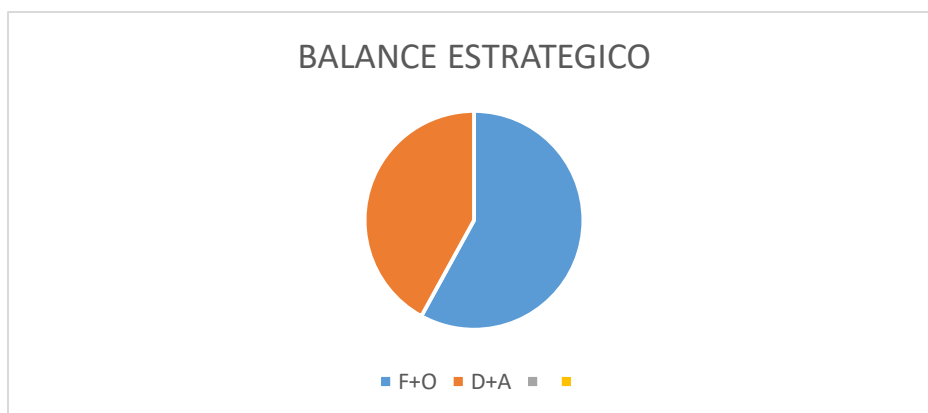
FORTALEZAS	DEBILIDADES	OPORTUNIDADES	AMENAZAS	TOTAL
Equipos 3	Contratación de equipos 2	Precios 2	Licencias 1	8
Personal 2	Mercado bursátil 1	Crecimiento de demanda 3	Fenómenos naturales 3	9
5	3	5	4	17
29%	18%	29%	24%	100%
Factor optimización		Factor riesgo		
F+O		D+A		
58%		42%		

Fuente: Autor

Gráfica y análisis de los resultados. Habiendo hecho el cálculo de los factores de riesgo y optimización y el balance estratégico, se pueden graficar y analizar los resultados; por ejemplo, el balance estratégico global de la organización se puede mostrar en una gráfica de pastel:

Gráfica 2.

Torta de factor optimización vs factor riesgo



Fuente: Autor Estrategia FO: equipos y crecimiento

En este caso, se puede observar que el balance aun cuando es positivo, la diferencia es mínima de sólo 4%, debido a que el factor de oportunidad (fortalezas y oportunidades) tiene un 58% contra las debilidades y amenazas que representa un 42%, lo que supone un factor de riesgo muy alto en conjunto, y por tanto se deberá centrar más la atención en las finanzas de la empresa para que las medidas que se propongan contribuya a su modificación en el corto plazo, a fin de que la situación no se convierta en verdaderamente crítica.

11.2 Análisis criterio responsabilidad

Posteriormente se realiza un análisis de las diferentes fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas de la empresa dándole una calificación a cada ejemplo expuesto como criterio Responsabilidad en la tabla 8 ordenamos las referencias y le damos puntajes a los diferentes criterios financieros

Tabla 8.

Matriz de ponderación criterio responsabilidad

FORTALEZAS	DEBILIDADES	OPORTUNIDADES	AMENAZAS
Cumplimiento de salud y seguridad (3)	Protección del medio ambiente (2)	Infraestructura (3)	Política pública (1)
Licencias ambientales vigentes (3)	Normas ambientales (1)	Inversionistas (3)	Daños por terceros (2)

Fuente: autor

En la tabla 9 calculamos el segundo ejercicio DOFA para esta empresa con la ponderación anterior tabla, que daría un total de 9, para el segundo ejemplo da un total de 9, utilizando dos modelos de fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas se suman sacando el porcentaje de cada uno con respecto al total del DOFA que es 17 y confirmando que tiene que dar un total en porcentaje del 100 %:

Tabla 9.

Matriz de totales y porcentajes criterio responsabilidad

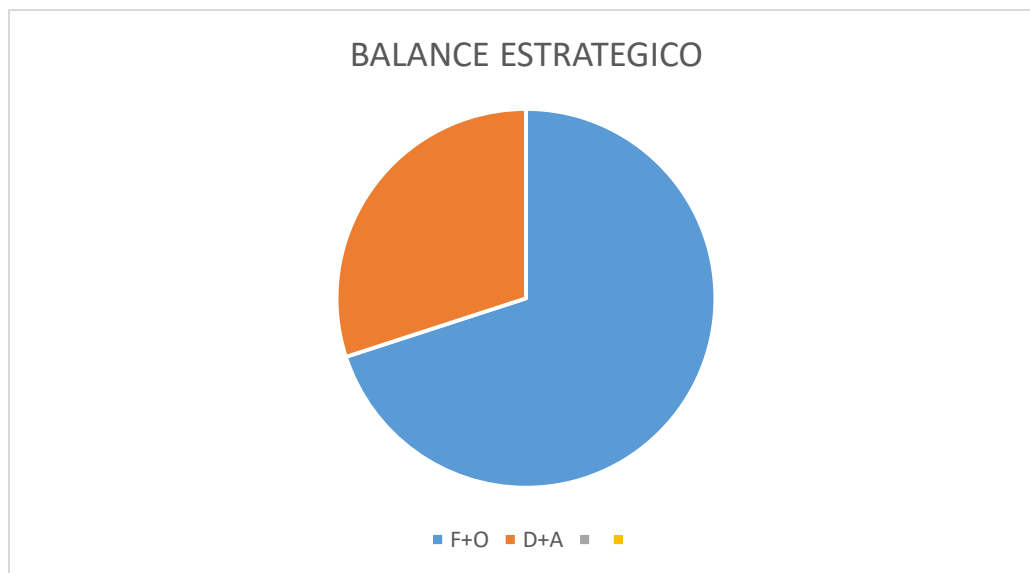
FORTALEZAS	DEBILIDADES	OPORTUNIDADES	AMENAZAS	TOTAL
Cumplimiento de salud y seguridad (3)	Protección del medio ambiente (1)	Infraestructura (3)	Política pública (1)	9
Licencias ambientales vigentes (3)	Normas ambientales (1)	Inversionistas (3)	Daños por terceros (2)	9
6	2	6	3	17
35%	12%	35%	18%	100
Factor optimización		Factor riesgo		
F+O		D+A		
70%		30%		

Fuente: Autor

Obteniendo los resultados anteriores se obtiene una gráfica de la Tabla. 9 a continuación:

Gráfica 3.

Torta de factor optimización vs factor riesgo criterio responsabilidad



Fuente: Autor

Se puede observar que el balance es bastante positivo, la diferencia es de sólo 40%, debido a que el factor de oportunidad (fortalezas y oportunidades) tiene un 70% contra las debilidades y amenazas que representa un 30%, lo que supone un factor de riesgo medio en conjunto, y por tanto se deberá centrar más la atención en el medio ambiente para que las medidas que se propongan contribuya a su modificación en el corto plazo.

12. Plan de contingencia para derrame de hidrocarburos

El plan de contingencia es una herramienta estratégica y operativa que nos ayudara a la coordinación, la prevención y el control de enfrentarse a un derrame de hidrocarburos eficazmente, así como también los derivados y sustancias dañinas, con ayuda del Ministerio de Minas y Energías y ECOPETROL encargadas de la política, en nuestro caso del problema estará el Ministerio del Medio Ambiente, responsable de la política nacional ambiental; Asociación Colombiana del Petróleo gremio petrolero encargado; Asociación Nacional de Industriales, como actor del sector químico y el Consejo Colombiano de Seguridad que se encarga de la prevención de riesgos y el control de emergencias en la industria química.

12.1 Alcance

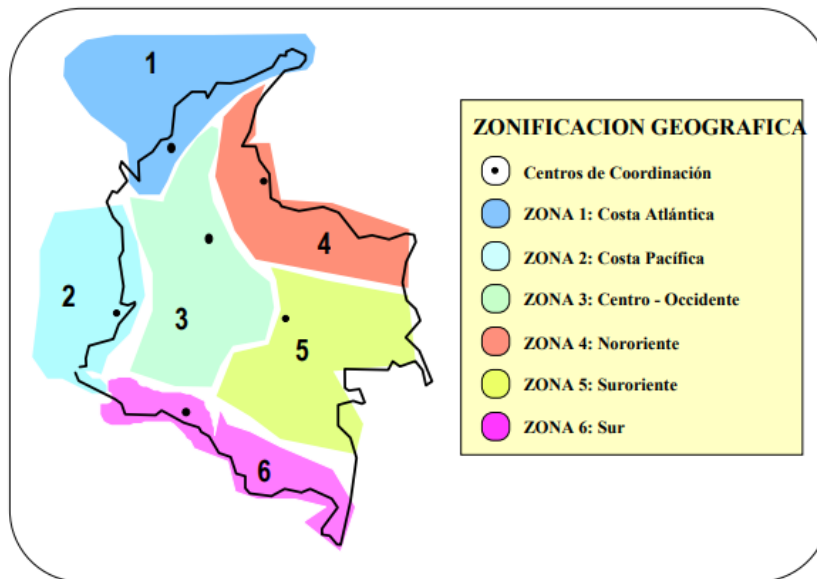
El alcance del plan desarrollado contra el derrame de hidrocarburos, derivados y sustancias dañinas serian aguas Fluviales y Lacustres cubriendo todo el derrame de hidrocarburos, sus derivados o sustancias dañinas, en todo el territorio nacional y toda el área que recorre el oleoducto y son designadas por convenios multilaterales y acuerdos internacionales.

12.2 Áreas de responsabilidad geográfica

Según el Plan Nacional de Contingencia cubre todas las aéreas del país que afecten las aguas fluviales, marinas y lacustres. Dada el área tomada se encuentre que solo hay sistemas de agua fluviales como los diferentes ríos que conectan el oleoducto que pasan a través de todo el Casanare. Si bien el país está dividido en 6 zonas y cada zona o región funciona un comité regional para la prevención y atención de desastres, para lo cual dispondrán de facilidades de comunicación, informática y seguridad. Estas zonas estarán a cargo de un coordinador designado por cada una de las entidades responsables de los centros y con funciones asignadas por el Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia. En el siguiente mapa se muestra como está conformado la zonificación geográfica según las zonas del país respecto al Plan Nacional de Contingencia:

Mapa 3:

Zonificación Geográfica del Plan Nacional de Contingencia



Fuente: Plan nacional contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas

Tomando en cuenta la zonificación de Colombia se tiene en cuenta que se toma las dos zonas que son la zona 4 y 5 que atraviesa el tramo del oleoducto bicentenario de estación a estación.

Zona 4: Nororiental

Esta zona abarca los Departamentos de Arauca, Santander del Sur y Santander del Norte hasta el Valle del Bajo Magdalena. Ecopetrol maneja esta sede del Plan Nacional de Contingencia que está ubicada en Cúcuta, está encargado el Director en escena y con el apoyo de los Comités Regionales de PAD (Prevención y Atención de Desastres).

Zona 5: Suroriental

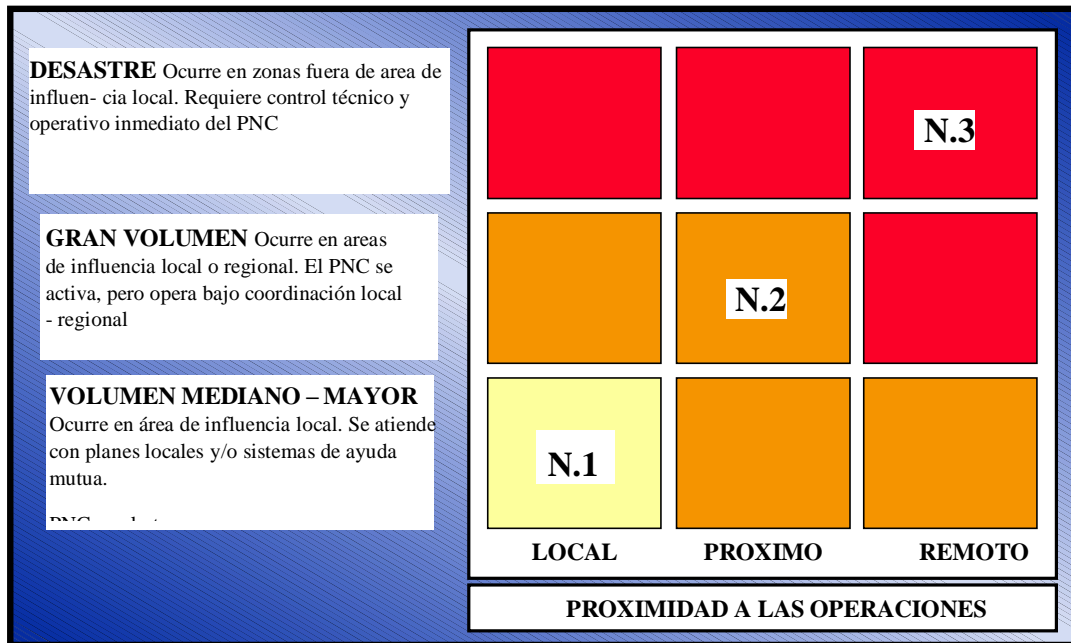
En la zona 5 están los Departamentos de Casanare, Meta, Vichada, Caquetá y Guainía. La sede de coordinación puede estar ubicado en un punto cercano al derrame, conforme con las necesidades específicas; para efectos de ubicación el centro estará localizado en el CPF (Central Processing Facility) de Cusiana en Tauramena igualmente manejado por el Director en Escena.

12.3 Niveles de activación

En la Figura 5 se representa según la GTC (Guía Técnica Colombiana) los niveles de activación del Plan Nacional de Contingencia:

Figura 5.

Niveles de activación del PNC



Fuente GTC 104 del 2009

Teniendo en cuenta que vamos a realizar un nivel de activación el más alto sería el nivel 3 donde la activación es total instantánea del PNC y el Sistema Nacional PAD. Según la figura se encuentra un nivel alto de desastre, volumen y severidad mayores dentro de la zona.

Ya que se realizó un nivel de activación el más alto para la zona se estima que el incidente está fuera de control del área operativa local ya que excede la capacidad de los sistemas locales o regionales de ayuda. Con el director en escena el cual activa la respuesta inicial, todo el organigrama del plan nacional de contingencia se pone en marcha, el cual se abre un puesto de comando regional en la zona ocurrido el incidente y se utiliza la estructura operativa de la empresa afectada.

12.4 Estructura básica

La estructura para Plan Nacional de Contingencia se coordinara por la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres del mediante el Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres que está formado por un Comité Técnico y un Comité Operativo del Plan Nacional de Contingencia, dos Sistemas de Información y un Centro de Respuesta Nacional, el cual estará colaborando por instituciones competentes en la materia, como el Ministerio de Minas y Energía, ECOPETROL, la Dirección General Marítima, de la Armada Nacional, el Ministerio del Medio Ambiente, la Asociación Colombiana del Petróleo, la Asociación Colombiana de Industriales, y el Consejo Colombiano de Seguridad.

12.5 Organización y coordinación nivel III

Tomando el nivel 3 que de activación quiere decir que está totalmente fuera de control y supera la capacidad de sistemas locales o regionales de ayuda mutua. La organización y coordinación en el nivel 3, todo el organigrama del PNC se pone en marcha, se abre un puesto de comando regional en la zona definida por el PNC.

12.5.1 Organismo Rector. Comité Nacional para la Prevención y Atención de Desastres. El Plan Nacional de Contingencia tiene un órgano rector, el Comité Nacional de Prevención y Prevención de Desastres. El órgano de gobierno autorizará al Comité Técnico del Plan Nacional de Emergencias a ser responsable de todos los aspectos de planificación, operación, control y revisión de todas las funciones relacionadas con PNC (Plan Nacional de Contingencia).

12.5.2 Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia. El Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia maneja todos los aspectos de planificación, entre los cuales están las políticas, estrategias y estudios especiales. Dentro de sus funciones específicas están:

- En las fases de diagnóstico, construcción e implementación se ordena el "Plan de Implementación del Plan Nacional de Emergencias", el cual proveerá elementos

específicos para la implementación, operación y mantenimiento del "Plan Nacional de Emergencias".

- Revisar periódicamente el plan nacional de emergencias y todas sus estrategias, operaciones y procedimientos informáticos, y adoptar resoluciones para modificarlo cuando corresponda, las cuales deben ser distribuidas a todos los niveles del plan nacional.
- Considerando el plan de ordenamiento territorial (local y regional) implementado por el Ministerio de Medio Ambiente, verificar la investigación de riesgo nacional fusionando la investigación de riesgo local. Actualizar permanentemente las investigaciones realizadas y la industria de hidrocarburos y la industria de materiales peligrosos.
- Supervisar el cumplimiento de los estándares de activación del programa nacional y reevaluar los estándares cuando sea necesario.

El Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia (CTNPNC) será coordinado por un funcionario designado por la Dirección General para la Prevención y Atención de Desastres, con dependencia funcional de esta. Tendrá como función coordinar todas las actividades del Comité y velar por que se cumplan todas las funciones asignadas al Comité Técnico. Convocará el Comité Técnico Nacional, de acuerdo con las funciones respectivas de dicho comité. (Plan Nacional De Contingencia, 2018).

12.5.3 Comité Operativo Nacional del Plan Nacional de Contingencia. El Comité Operativo Nacional del Plan Nacional de Contingencia actúa como el mando unificado que coordina las labores de apoyo logístico a la atención directa del derrame en caso de activación del Plan. Las funciones de este Comité serán las siguientes (Londoño, 2018):

- Alentar las acciones de los Comités Operativos Regionales y Locales solicitados por el Jefe en escena encargado.
- Desarrollar y mantener, con la cooperación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia, el Plan Operativo para afrontar derrames, con el apoyo de los Comités Regionales y locales para la atención del derrame.

- Informar al Comité Técnico Nacional del Plan Nacional sobre las recomendaciones necesarias para mantener el estado óptimo de implantación del Plan Nacional.
- Coordinar y hacer la parte logística de ayuda a los Planes Regionales y Locales del manejo del derrame para el suministro de equipos, personal de apoyo, ayuda financiera, encargos de equipos.

12.5.4 Responsabilidades específicas. Las responsabilidades en el caso de un derramamiento de hidrocarburo, el Comité Operativo Local del Plan Nacional de Contingencia será coordinado por un nivel directivo de la empresa o industria encargada del derrame, y como se muestra en la tabla 10 cuales serían los miembros de este comité y sus funciones:

Tabla 10.

Miembros comité operativo nacional

MIEMBRO DEL COMITÉ	FUNCIONES
Cruz Roja Colombiana	Atención Prehospitalaria. Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico
Defensa Civil Colombiana	Búsqueda y rescate Comunicaciones. Apoyo logístico Evacuación
Cuerpo de Bomberos	Extinción Incendios. Apoyo logístico Evacuación
Consejo Colombiano de Seguridad	Información sobre Materiales peligrosos.
Ministerio de Defensa	ARMADA: Coordinación Actividades en mar EJÉRCITO: Seguridad. Maquinaria y Personal Apoyo logístico FUERZA AEREA: Apoyo logístico aéreo POLICIA: Seguridad. Comunicaciones

Asociación Nacional de industriales (Andi)	Coordinación y apoyo de los planes contingencia e industriales.
Ecopetrol. Distritos Operativos	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Asociación Colombiana de Petróleos. Operadoras privadas	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Hidrocarburos Comunicaciones
Empresa Industrial afectada por el Derrame o Comité de Ayuda Mutua a la que pertenece	Control de derrames. Asesoría. Información sobre Sustancias Nocivas
Ministerio de Relaciones Exteriores	Trámites Visas Expertos extranjeros Activación de Convenios Internacionales
Ministerio de Hacienda y Crédito Público. DIAN	Trámites de entrada de equipos
Ministerio de Transporte	Control e información Vías
Ministerio de Salud	Atención Médica. Comunicaciones Información Toxicológica
Ministerio de Comunicaciones	Comunicaciones Internacionales.
Aeronáutica Civil	Operación Aérea
Superintendencia de Puertos	Operación Portuaria.

Fuente: Unidad Nacional para la Gestión del Riesgos de Desastres

12.6 Programa de implementación

El Programa de Implementación del Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres, está bajo la coordinación del Comité Técnico Nacional del Plan Nacional de Contingencia. Este programa se divide en:

- Diagnóstico

- Estructura de la Implementación
- Implantación
- Mantenimiento Operacional

12.7 Diagnostico

Con respecto al trabajo realizado se efectúa un diagnóstico utilizando el Plan Nacional de Contingencia que mantiene la responsabilidad del control y prevención de los derrames en aguas fluviales realizando un estudio profundo de los principales aspectos del plan de contingencia local, con el fin de identificar sus fortalezas y debilidades propias. Una vez desarrollado el diagnóstico, se ajustara el plan perteneciente a los lineamientos. Tratar y dirigir eficientemente las responsabilidades que el Plan de Contingencia local que se les asigna como las autoridades y las comunidades involucradas en los comités locales para prevención y atención de desastres. Por último se evaluará el programa de capacitación del respectivo plan local y los planes de entrenamiento para el personal, tales como prácticas para brigadas, entrenamientos de escritorio, cursos y simulacros.

12.8 Implantación

Realizando la implantación del plan tomando en cuenta los tres sectores de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas deben unir esfuerzos y realizar la implantación el cual debe seguir una sola metodología, criterios y realización de la divulgación. El Comité Técnico del Plan organizará proyectos específicos en cada una de las acciones y hará un presupuesto acorde. En este proceso se harán talleres para cada uno de los comités locales y regionales para la Prevención y Atención de Desastres del país, en los cuales se utilizarán cartillas instructivas sobre atención primaria de derrames. Los sectores de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas deberán ejecutar todos los trabajos de divulgación y capacitación, en todas las áreas del proyecto.

13. Plan operativo

El Plan Operativo define las bases y los mecanismos de notificación, organización, funcionamiento y apoyo del PNC a los Planes locales cuyo propósito es establecer los procedimientos básicos de la operación o plan de acción del Plan Nacional de Contingencia.

13.1. Procedimientos operativos del plan nacional

Los procedimientos operativos incluyen las bases y los mecanismos de notificación, organización, funcionamiento y apoyo del PNC a los Planes locales.

13.1.1 Mecanismos de reporte del derrame. El reporte de fuga o derrame es una herramienta estratégica del plan nacional de emergencia, en este plan, el comité técnico nacional del plan nacional capta la información de la fuga y envía una alerta a los estados que pueden participar en el plan nacional para cooperar en el cuidado y manejo de derrames.

La empresa oleoducto bicentenario es la principal encargada para realizar el reporte inicial a las autoridades competentes. Sin embargo, para que haya un informe del derrame de parte de la Empresa encargada, los Comités Locales para la Prevención y Atención de Desastres, deben tener canales de comunicación para que las comunidades puedan reportar el derrame a la empresa correspondiente, pues probablemente miembros de estas comunidades serán los primeros en tener conocimiento del hecho. Una persona cualquiera encargada de la empresa deberá enseguida hacer un reporte el derramamiento y dar las condiciones del suceso como el tamaño, origen, localización, hora y volumen estimado.

13.1.2 Reporte Inicial del Derrame. Se realizara un reporte Inicial del derrame, de aquí se obtendrá la información básica de los contextos específicos del derrame para así determinar la magnitud y severidad de la emergencia.

Para la notificación inicial del derrame, se hace el siguiente formato que es el numero 1 llamado “REPORTE INICIAL DEL DERRAME”, este será remitido a las autoridades ambientales como

pueden ser la Corporación Autónoma Regional correspondiente, así como el Ministerio del Medio Ambiente y desarrollo sostenible, a la Coordinación del Comité Técnico del Plan Nacional de Contingencia, Servicio Seccionales de Salud.

En el siguiente formato se hace ejemplo de un informe que estaría realizado por la entidad encargada el caso de oleoducto bicentenario y este reporte inicial ubicado en el departamento de Casanare se realiza para así llevarlos a las entidades competentes:

FORMATO No. 1			
REPORTE INICIAL DEL DERRAME			
ENTIDAD O EMPRESA ENCARGADA DE LA ATENCION DEL DERRAME: <u>Oleoducto Bicentenario</u>			
ACTIVIDAD ECONOMICA: <u>Industria petrolera</u>			
FUNCIONARIO RESPONSABLE DEL REPORTE: <u>Director en escena</u>			
TELEFONO: <u>(57+1) 6461300</u>	FAX: _____		
FECHA DE DETECCION DEL DERRAME: <u>12/04/2020</u>	HORA: <u>10 am</u>	DIA: <u>12</u>	MES: <u>04</u> AÑO: <u>2020</u>
NOMBRE PERSONA QUE DETECTO EL DERRAME: <u>Ricardo Martínez Palencia</u>			
ORIGEN DEL DERRAME (Fuente del derrame, si se tiene determinada): _____			
UBICACION (Dpto - Mcpio - Vereda): <u>Departamento Casanare</u>			
RESEÑA DEL AREA AFECTADA: (Elaborar un esquema del sitio del derrame, superficie afectada y área de Influencia)			
NOMBRE PRODUCTO DERRAMADO: <u>Petróleo</u>			
CODIGO NACIONES UNIDAS (Si se tiene): _____		DATOS FICHA DE SEGURIDAD (Si se tienen):	
(Si no se tienen)	EVIDENCIAS	FISICAS DEL PRODUCTO	DERRAMADO:
CARACTERIZACION DEL PRODUCTO DERRAMADO: TOXICO	<u>X</u>	CANCERIGENO	_____
	MUTAGENICO	_____	TERATOGENICO _____
CANTIDAD ESTIMADA DEL DERRAME: <u>2000</u>	Bbls _____	Tons _____	
IDENTIFICACION DE CAUSAS: DEFINIDAS _____	POR DEFINIR <u>X</u>	NO DEFINIDAS _____	
EXISTE ALGUIEN ATENDIENDO EL DERRAME	SI <u>X</u>	NO _____	
AFECTACION A RECURSOS NATURALES - TERRENOS - INSTALACIONES: <u>Nacimientos de Aguas</u>			
AFECTACION A COMUNIDADES: <u>Comunidades indígenas</u>			

Dado que ya se realizó el primer reporte del derramamiento de hidrocarburos este se lleva a la corporación autónoma regional del departamento donde se hizo la ocurrencia, este informe después se llevan al Ministerio del Medio Ambiente y desarrollo sostenible, a la Coordinación del Comité Técnico del Plan Nacional de Contingencia y Servicio Seccionales de Salud por las comunidades afectadas. Se lleva a cabo el plan nacional de contingencia adecuando la situación del derrame y minimizando los daños de la zona como el cierre temporal de las tuberías, contener el flujo de hidrocarburo y la limpieza del área alcanzada afectada.

14. Conclusiones

- Según la gestión del riesgo se identificó que los sismos, la corrosión y el sabotaje de grupos armados, son los principales causantes del derramamiento de hidrocarburos en el tramo Araguañey - Banadía del oleoducto bicentenario.
- Mediante la evaluación de los principales fenómenos amenazantes encontrados en la zona se asignó una calificación alta a la sismicidad, debido a las fallas geológicas activas, igualmente la corrosión obtuvo una calificación alta a causa de inundaciones por las épocas de lluvia, dando como resultado el daño a las tuberías que transportan los hidrocarburos.
- Basándose en la zonificación geográfica del tramo que recorre el oleoducto se plantearon cuáles serían las jurisdicciones de atención y prevención para la atención inmediata a un desastre nivel 3 y los responsabilidades del Plan Operativo de la zona 4 sería el organismo recto ECOPETROL y la zona 5 estaría bajo el control de los Comités Regionales de PAD.
- Mediante el análisis gráfico del DOFA basado en el criterio financiero se obtuvo un resultado de 58% del factor optimización y un 42% del factor de riesgo indicando que las finanzas de la empresa puedan tener un problema financiero y debe hacerse una modificación a corto plazo para evitar pérdidas y no se convierta en una situación verdaderamente crítica.
- Mediante el análisis DOFA realizado mediante ejemplos de responsabilidades de la empresa se realizó un balance estratégico que muestra una diferencia de sólo el 40% con respecto al factor de oportunidad (fortalezas y oportunidades) que es de un 70% contra las debilidades y amenazas que representan un 30%.
- Implementando el plan de contingencia para la zona se realizó el plan operativo a este nivel más alto para así poder estimar el plan de acción más rápido para el nivel III que se obtuvo que el comité técnico nacional asignado no podría evitar el desastre prominente ya que en el país no están capacitados para este evento.

- A partir del plan operativo basado en el diagnóstico, la estructura de implementación y la implantación del plan nacional de contingencia respecto a la ubicación del tramo Araguaney – Banadía, se obtuvo como resultado el reporte inicial del derrame que este se encarga de llevar un informe rápido a las áreas encargadas de la zona.

15. Recomendaciones

El propósito de la gestión de riesgos es aumentar la capacidad de una organización para el logro de sus objetivos, preparándola para gestionar las amenazas, circunstancias poco favorables y más importante que sea a partir de aspectos medioambientales, es por eso que se recomienda a nivel académico incluir un curso de gestión de riesgos en las asignaturas de la especialización brindada por la universidad.

Para seguir con el trabajo o darle profundizar más a la gestión de riesgos en oleoductos de Colombia, se brindan las siguientes recomendaciones:

- Promover y fortalecer mecanismos de planificación participativa en los gobiernos locales, fortaleciendo la acción comunitaria en la gestión del riesgo.
- Investigar más sobre los efectos de la corrosión a las tuberías que es la principal causa de daños a esta misma y se aconseja llevar a cabo estudios que puedan alargar los años que puede soportar una tubería amenazas del medio ambiente.
- Mejorar el estudio de transporte de hidrocarburos en todo el mundo, promoviendo diferentes mecanismos detección de daño de tuberías para prevenir los riesgos de derrames en las diferentes zonas como terrestres y marítimas, optimizando los materiales de las tuberías.

Bibliografía

Ecopetrol, (2011). Cartilla instructiva sobre atención primaria de desastres. Implementación del Plan Nacional de Contingencias contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas-PNC-Sector de hidrocarburos y derivados. ISBN 958-9287-24-7.

Ecopetrol, (2009). Plan de Contingencia Oleoducto Transandino. Informe Básico. [Archivo en pdf].https://repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/26586/Guia_derrame_hidrocarburos.pdf?sequence=1&isAllowed=y

República de Colombia, Dirección General para la prevención y atención de desastres, (1998). Plan nacional de contingencia contra derrames de hidrocarburos, derivados y sustancias nocivas en aguas marinas, fluviales y lacustres. Decreto 321.

Decreto 919 de 1989, Por el cual se organiza el Sistema Nacional para la Prevención y Atención de Desastres y se dictan otras disposiciones. 1 de mayo de 1989. D.O No 38.799.

Ley 1523 de 2012, Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones. 24 de abril de 2012, D.O. No. 48.411.

Decreto 1073 de 2015, Por la cual medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. 26 de mayo de 2015, D.O No. 49.523.

Ley 99 de 1993, Por la cual se 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, se organiza el Sistema Nacional Ambiental, SINA y se dictan otras disposiciones. 22 de diciembre de 1993. D.O No. 41.146.

Decreto 2157 de 2017. Por medio del cual se adoptan directrices generales para la elaboración del plan de gestión del riesgo de desastres de las entidades públicas y privadas en el marco del artículo 42 de la ley 1523 de 2012. D.O No. 50453. 20

Ministerio del Medio Ambiente, (1999), Plan Nacional contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y sustancias Nocivas.

Agudelo, Armando, (1990). Modelo de Plan de Ayuda Mutua para Atención de Emergencias Industriales. Publicación Consejo Colombiano de Seguridad.

Asociación Regional de Empresas de Petróleo y Gas Natural en Latinoamérica y El Caribe (ARPEL), (1991). Recomendaciones para la Coordinación de un Plan de Contingencia para Combatir Derrames de Petróleo, entre las Compañías Miembro de ARPEL.

Corrie, C. Petróleos de Venezuela (PDVSA), (1988). Plan Nacional de Contingencia contra Derrames Mayores de Hidrocarburos en Aguas. Boletín Técnico ARPEL, 17(3): 251-256.

Dirección Nacional Marítima Y Portuaria (DIMAR), (1991). Proyecto de Decreto Reglamentario por el cual se Dictan Normas para la Prevención y Control de la Contaminación del Medio Marino por Hidrocarburos.

Ecopetrol - Coordinación Ambiental Corporativa (CAM), 1994. "Guía-Marco Conceptual para la Formulación de Planes de Contingencia para el Control de Derrames de Hidrocarburos". Documento CAM-03-003. Bogotá, Colombia.

Gutiérrez, G. y Giraldo, R.- Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), (1992). Planes de Contingencia, Curso-taller sobre Gestión Ambiental en la Industria Petrolera.

Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), (1992). Asistencia Computarizada para Planes de Contingencia - Acoplan OL 3.0- Manual de Usuario. Coordinación de Proyectos Ambientales, ICP - Ecopetrol, Bucaramanga, Colombia.

International Petroleum Industry Environmental Conservation Association (IPIECA), (1991). Guía de Planificación para Contingencias de Derrames de Hidrocarburos en el Agua. Repertorio de Informes IPIECA, Volumen 2, Londres, R.U.

Organización Marítima Internacional (OMI), (1988). "Manual sobre la contaminación ocasionada por Hidrocarburos", partes I, II, III y IV, 2a.ed. Organización Marítima Internacional 562S, Londres, R.U.

Babín, R. y Gómez, D. (2010). Problemas de Geología Estructural 8. Fallas. Reduca. Geología, 2(1), 124–147.

Cabeza, E. (2012, diciembre 20). Análisis del comportamiento geotécnico de oleoductos y gasoductos en deslizamientos de tierra. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. <http://repositorio.uis.edu.co/jspui/handle/123456789/2027>

Diaz, M. U. L. (2006). Detección remota de fugas de gas y petróleo. Instituto Politécnico Nacional Esime Culhuacan.

Fazzini, P., Otegui, J. y Kunert, H. (2009). Predecir las condiciones de falla de las tuberías X70 soldadas con circunferencia SMAW sometidas al movimiento del suelo. Buenos Aires.

Gao, J., Jiang, Z., Zhao, Y., Zhu, L., & Zhao, G. (2005). Sensor óptico de fibra completamente distribuido para la detección de intrusos en aplicaciones a tuberías enterradas. Chinese Optics Letters, 3 (11), 633–635.

Kennedy, J. (1993). Fundamentos de oleoductos y gasoductos.

Consejo Departamental de Gestión del Riesgo de Desastres. (2012). Plan departamental de gestión del riesgo de desastres. [Archivo pdf].

//repositorio.gestiondelriesgo.gov.co/bitstream/handle/20.500.11762/444/PDGR%20Casanare.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Kersey, A. D. (2000). Sensores de fibra óptica para aplicaciones permanentes de monitoreo de pozos en la industria del petróleo y el gas. *Transacciones de IEICE en electrónica*, 83 (3), 400–404.

D. Londoño Beltran. (2018). Plan Nacional de Contingencias. Agencia de Asesoría Biología e Industrial. [Archivo en pdf]. http://asei.com.co/files/28_08_2013_02_41_39_upload.pdf.

Londoño Vélez, G. A. Prototipo pig inteligente. Universidad Nacional de Colombia-Sede Manizales.

Malpartida, J., Kunert, H., & Otegui, J. (2011). Gestión de Integridad: Uso de la Modelación Computacional para Mitigar Amenazas por Fuerzas Externas en Ductos de Transporte de Hidrocarburos.

Massa, J. C., & Giudici, A. J. (2009). Comportamiento de un gasoducto con fisuras. *Revista Internacional de Desastres Naturales, Accidentes e Infraestructura Civil*, 9(1).

Otegui, J. L., & Rubertis, E. (2008). Cañerías y Recipientes de Presión EUEDEM.

Pinzon, E. P. C. (2012). Análisis del comportamiento geotécnico de oleoductos y gasoductos en deslizamientos de tierra. Universidad Industrial Del Santander, Bucaramanga, Colombia.

Quintero, L. A., Villamizar, J. A., & Fonseca, J. M. (2014). Análisis de técnicas de inspección no destructiva en tubería flexible con refuerzo no metálico para el transporte de hidrocarburos. *Revista Colombiana de Materiales*, (5), 78-85.

Tecnicontrol. (5 de octubre de 2016). Integridad Mecánica. <http://portal.tc.com.co/tecnicontrol/>

Tecnología Total, (2015). Integridad de ductos y plantas. <http://tecnologitotal.net/>