

Propuesta de un Modelo Integral para la Gestión de Riesgos en el Transporte de Hidrocarburos
Mediante Oleoductos y Poliductos a Nivel Nacional

Leidy Leandra Loaiza Sánchez

Trabajo de Grado para Optar por el Título de Ingeniera de Petróleos

Director

Fernando Enrique Calvete González M.Sc.

Magister en informática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2024

Dedicatoria

A Dios, por cada bendición recibida a lo largo de este camino, por brindarme fortaleza y guiar mis pasos en cada etapa de mi vida académica y personal.

A mi madre, María Sánchez, le debo un agradecimiento especial por su inquebrantable fe en mis sueños y su apoyo incondicional. Su amor, comprensión y paciencia fueron mi sostén en los momentos difíciles, dándome la fuerza necesaria para seguir adelante.

A mi hermano, Alex Loaiza, por enseñarme y cuidarme como un padre. Te debo mucho de lo que soy y siempre estaré agradecida por los valores que me inculcaste. Espero seguir honrándote con mis acciones.

A mi compañero sentimental, Brandon Buendía, por su amor, apoyo y comprensión durante este proceso. Su presencia ha traído invaluable bendiciones a mi vida.

Con profundo amor y gratitud a todos ellos les dedico esta tesis. Un proyecto que representa el esfuerzo y la dedicación de muchos años.

Este logro es para todos, ¡lo hemos conseguido juntos!

Leidy Leandra Loaiza Sánchez

“La educación es el arma más poderosa que puedes usar para cambiar el mundo”

Nelson Mandela

Agradecimientos

Deseo expresar mi más sincero agradecimiento al destacado ingeniero Fernando Enrique Calvete González, por su invaluable apoyo y orientación en este proyecto. Su disposición, confianza y dedicación han sido fundamentales para el desarrollo y éxito de este trabajo de grado.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos y a sus excelentes docentes, quienes con su apoyo y conocimiento han sido parte fundamental de mi formación profesional.

A la Universidad Industrial de Santander le agradezco de manera especial por brindarme la oportunidad de cumplir mi sueño con una educación de alta calidad.

Contenido

	Pág.
Introducción.....	16
Objetivos.....	19
1. Transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia	20
1.1 Origen y contextualización.....	20
1.2 Infraestructura nacional.....	29
1.3 Descripción del proceso	38
1.4 Marco normativo	45
1.5 Peligros y riesgos asociados	48
1.5.1 Factores de riesgo de tipo externo	49
1.5.1.1. Factor de riesgo económico.....	49
1.5.1.2. Factor de riesgo natural.....	50
1.5.1.3. Factor de riesgo político.....	52
1.5.1.4. Factor de riesgo social.....	53
1.5.2 Factores de riesgo de tipo interno	58
1.5.2.1. Factores de riesgo humano	58
1.5.2.2. Factores de riesgo tecnológico	59
1.5.2.3. Factor de riesgo laboral.....	61
1.5.2.4. Otros factores de riesgo del proceso	62
2. Gestión del riesgo	66
2.1 Definición del riesgo.....	66
2.1.1 Tipos de riesgos	67

2.2	Diseño de la gestión del riesgo	68
2.3	Metodologías para la gestión del riesgo.....	70
2.3.1.	Norma Técnica Colombiana 5254	70
2.3.2.	Norma Técnica Colombiana ISO 31000	71
2.3.3.	IRM's Risk Management Standard / Estándar de gestión de riesgos.....	73
2.3.4.	Análisis comparativo de las metodologías	74
2.4	Técnicas o herramientas para la gestión del riesgo	77
2.5	Software empleado	82
3.	Modelo integral propuesto para la gestión eficiente de los riesgos en el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia	84
3.1	Introducción.....	85
3.2	Presentación del modelo	86
3.3	Planificación de la gestión del riesgo.....	88
3.3.1	Lineamientos	88
3.3.2	Criterios de evaluación.....	91
3.3.3	Plan para la gestión del riesgo	91
3.4	Contextualización del proceso.....	93
3.4.1	Contexto interno	93
3.4.2	Contexto externo.....	94
3.4.3	Identificación de partes interesadas	96
3.4.4	Identificación de requisitos legales y normativos.....	96
3.5	Identificación de riesgos	97
3.5.1	Selección de la herramienta.....	98

3.5.2	Implementación de la herramienta para establecer y clasificar el riesgo.....	100
3.5.3	Identificación de aspectos e impactos ambientales	104
3.5.4	Diagnóstico inicial	105
3.6	Análisis del riesgo.....	106
3.6.1	Evaluación cualitativa.....	106
3.6.2	Registro de riesgos.....	110
3.6.3	Análisis cuantitativo.....	111
3.7	Tratamiento del riesgo	113
3.7.1	Factibilidad, costos y beneficios.....	114
3.7.2	Identificación y selección de mecanismos	115
3.7.3	Diseño e implementación del plan.....	117
3.8	Seguimiento y mejora	118
3.9	Comunicación y consulta	119
4.	Presentación del modelo	121
4.1	Esquema del Objeto Virtual de Aprendizaje.....	121
4.2	Análisis del modelo	121
4.2.1	Impacto económico.....	122
4.2.2	Impacto ambiental.....	127
4.2.3	Beneficios de implementar el modelo.....	128
5.	Conclusiones.....	129
6.	Recomendaciones	131
	Referencias Bibliográficas.....	132
	Apéndices	137

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Descripción de la red nacional de oleoductos.....	30
Tabla 2. Descripción de la red de poliductos.....	34
Tabla 3. Especificaciones mínimas de calidad del hidrocarburo.....	42
Tabla 4. Parámetros técnicos de diluyentes para descargue en facilidades.....	44
Tabla 5. Factores de riesgo económico.	50
Tabla 6. Factores de riesgo natural.	51
Tabla 7. Factores de riesgo político.	52
Tabla 8. Factores de riesgo social.	56
Tabla 9. Factores de riesgo humano.....	58
Tabla 10. Factor de riesgo tecnológico.	60
Tabla 11. Factores de riesgo laboral.	61
Tabla 12. Otros factores de riesgo en cuanto al proceso.....	63
Tabla 13. Concepto de riesgo.	66
Tabla 14. Análisis de ventajas y desventajas de las metodologías para la gestión del riesgo.....	75
Tabla 15. Herramientas utilizadas para la gestión del riesgo en la industria Oil & Gas.....	79
Tabla 16. Softwares utilizados para la gestión del riesgo.	82
Tabla 17. Directrices para la gestión del riesgo.....	89
Tabla 18. Principales aspectos del contexto externo.....	95
Tabla 19. Plantilla de partes interesadas.	96
Tabla 20. Plantilla para la identificación de requisitos legales y normativos aplicables.	97

Tabla 21. Herramientas para la identificación del riesgo.....	99
Tabla 22 Listado de identificación de peligros.....	103
Tabla 23. Plantilla de aspectos e impactos ambientales.....	105
Tabla 24. Nivel de Probabilidad.	107
Tabla 25. Nivel de impacto o consecuencia.	108
Tabla 26. Estimación nivel del riesgo.	109
Tabla 27. Parámetros según el nivel de riesgo.	109
Tabla 28. Registro de riesgos.....	110
Tabla 29 Plan de tratamiento de riesgos.....	117
Tabla 30 Ficha del indicador	118
Tabla 31 Herramienta de comunicación y consulta.....	120
Tabla 32. Costos por hidrocarburo perdido entre 2005 y 2015.....	123
Tabla 33. Costos por intervención.	124
Tabla 34. Diagnóstico inicial a nivel social.....	125
Tabla 35. Afectaciones ambientales.....	126
Tabla 36. Costos involucrados.....	126
Tabla 37. Recursos ambientales más afectados.....	127

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Oleoducto de los llanos orientales.....	22
Figura 2. El recorrido de los hidrocarburos.....	23
Figura 3. Cronología de los principales atentados a oleoductos en Colombia.	25
Figura 4. Compañías filiales Cenit.....	29
Figura 5. Red de poliductos a nivel nacional.....	33
Figura 6. Infraestructura nacional.....	37
Figura 7. Descripción del proceso de transporte.....	38
Figura 8. Recorrido del fluido en el sistema.....	41
Figura 9. Ejemplo estación de bombeo Vasconia.....	45
Figura 10. Factores de riesgo en el transporte de hidrocarburos por ductos.	48
Figura 11. Acciones armadas contra la infraestructura petrolera en los departamentos más afectados 1986-2015.	54
Figura 12. Zonas de riesgo por parte de grupos armados ilegales.....	55
Figura 13. Tipos de riesgos.....	68
Figura 14. Pasos para la gestión del riesgo.....	69
Figura 15. Proceso general de la gestión del riesgo en relación con la NTC 5254.....	71
Figura 16 Proceso para la gestión del riesgo NTC ISO 31000.....	72
Figura 17. Proceso para la gestión del riesgo IRM.....	73
Figura 18. Comparativo de las metodologías para la gestión del riesgo.....	74
Figura 19. Herramientas para la gestión del riesgo.....	78

Figura 20. Importancia de la gestión del riesgo.....	84
Figura 21. Flujograma del modelo propuesto para la gestión del riesgo	86
Figura 22. Diagrama de Gantt	92
Figura 23. Formato caracterización del proceso.....	93
Figura 24. Análisis FODA.....	94
Figura 25. Parámetros para identificar los riesgos.....	98
Figura 26. Método Árbol de fallas.....	101
Figura 27. Simbología del árbol de fallas.....	101
Figura 28. Ejemplo método árbol de falla.....	102
Figura 30. Consideraciones en la identificación del riesgo.....	104
Figura 31. Metodología para la Simulación de MonteCarlo	112
Figura 32. Metodología para el tratamiento del riesgo.....	113
Figura 33. Costo de las medidas de reducción del riesgo.....	114
Figura 34. Medidas para el tratamiento de los riesgos.....	116
Figura 35. Herramienta Virtual de Aprendizaje	121

Lista de Apéndices

Apéndice A. Formato Matriz para la identificación de los requisitos de las partes interesadas .137

Apéndice B. Matriz para la identificación de requisitos normativos y legales 140

Glosario

Análisis de árbol de fallas (FTA): es una técnica metódica que se emplea para detectar y examinar posibles fallos en un sistema. El FTA permite visualizar cómo se relacionan lógicamente las fallas de los distintos componentes del sistema con las fallas principales o fallos del sistema.

Análisis de Simulación de Monte Carlo: técnica de modelado y simulación utilizada para comprender el impacto de la incertidumbre y la variabilidad en los sistemas complejos. Este método utiliza algoritmos computacionales para realizar simulaciones repetidas que generan una distribución de posibles resultados mediante la aplicación de valores aleatorios a las variables de entrada.

Análisis del riesgo: implica utilizar de manera ordenada la información disponible para evaluar con qué frecuencia podrían suceder ciertos eventos y la magnitud de sus consecuencias.

Evento: incidente o situación que ocurre en un lugar particular durante un intervalo de tiempo particular.

Gestión del riesgo: proceso sistemático de identificación, evaluación y priorización de riesgos, seguido de la aplicación de recursos para minimizar, monitorear y controlar la probabilidad de eventos adversos. Implica asegurar la integridad de la infraestructura, la prevención de accidentes y la protección del medio ambiente a través de técnicas como el análisis de riesgos y la simulación de escenarios para garantizar una operación segura y eficiente.

Identificación del riesgo: procedimiento para detectar, reconocer y describir los riesgos potenciales.

Marco de gestión del riesgo: es un conjunto de elementos que ofrece las directrices necesarias para planificar, ejecutar, monitorear y controlar la gestión del riesgo.

Matriz de riesgos: herramienta que califica y muestra los riesgos definiendo rangos para la consecuencia y la probabilidad.

Modelo integral: hace referencia a un estándar completo y estructurado que abarca todos los lineamientos para la gestión de riesgos dentro de un sistema o proceso específico.

Oleoducto: se refiere a todas las infraestructuras necesarias para el transporte de hidrocarburos desde los puntos de entrada hasta los puntos de salida. Esto incluye las unidades de bombeo, las tuberías, los sistemas de control y las estaciones de medición.

Poliducto: Conducto utilizado para transportar varios tipos de líquidos, como productos refinados del petróleo (gasolina, diésel, queroseno) a través de un solo sistema de tuberías.

Tratamiento del riesgo: Uso selectivo de técnicas adecuadas y principios de gestión con el objetivo de disminuir la probabilidad de que ocurra un evento o de mitigar sus consecuencias, o ambas cosas.

Riesgo: es la probabilidad, o incertidumbre de que una fuente, situación o acto con potencial de daño existente en una actividad determinada durante un periodo de tiempo pueda ocasionar un incidente con afectaciones humanas, deterioro de la salud, daños físicos o una combinación de estos.

Resumen

Título: Diseño de un Modelo Integral para la Gestión de Riesgos en el Transporte de Hidrocarburos Mediante Oleoductos y Poliductos a Nivel Nacional*

Autor: Leidy Leandra Loaiza Sánchez**

Palabras Clave: Gestión del riesgo, Modelo integral, Transporte de hidrocarburos, Oleoductos, Poliductos, Simulación de Monte Carlo y Árbol de fallas.

Descripción: Dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos, las operaciones concernientes al transporte del petróleo y sus derivados mediante oleoductos y poliductos desempeñan un papel fundamental para garantizar la continuidad operativa y satisfacer la demanda energética del país. No obstante, estas actividades a lo largo de su ciclo de trabajo están expuestas a numerosos factores de riesgo que pueden ocasionar situaciones con potencial de daño para las personas, el medio ambiente y la infraestructura.

Ante este escenario, el presente trabajo de investigación propone un modelo integral para la gestión cuantitativa de los riesgos en el proceso de transporte por oleoductos y poliductos en Colombia. Basado en las normas de gestión del riesgo NTC ISO 31000, NTC ISO 5254 y el estándar IRM'S, el modelo establece siete etapas fundamentales: planificación, contextualización, identificación, análisis, tratamiento, seguimiento y comunicación. Además, incluye la implementación de técnicas como el Análisis de Árbol de Fallas (FTA) y la Simulación de Monte Carlo (SMC) para visualizar de manera sistemática las causas potenciales y modelar la incertidumbre mediante la generación de múltiples escenarios de riesgo.

Durante el desarrollo de la investigación, en primer lugar, se logró identificar que los principales riesgos asociados al transporte de hidrocarburos incluyen atentados por parte de terceros, robo de combustible y fallos en la integridad del ducto. Así mismo, se estableció para cada etapa la técnica cualitativa o cuantitativa más apropiada.

En definitiva, con el desarrollo del modelo se busca gestionar el riesgo de manera proactiva para asegurar un transporte seguro, confiable y eficiente en todo el territorio nacional. Además de proporcionar una base sólida para la toma de decisiones bien informadas y la reducción de costos.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Fernando Enrique Calvete González, Magister en Informática.

Abstract

Title: Design of an Integral Model for Risk Management in the Transportation of Hydrocarbons through Oil Pipelines and Polyducts at National Level*

Author(s): Leidy Leandra Loaiza Sánchez **

Key Words: Risk management, Integral model, Hydrocarbon transportation, Pipelines, Polyducts, Monte Carlo Simulation, Fault Tree Analysis.

Description: Within the hydrocarbon value chain, the operations related to the transportation of oil and its derivatives through pipelines play a fundamental role in guaranteeing operational continuity and satisfying the country's energy demand. However, these activities throughout their work cycle are exposed to numerous risk factors that may cause situations with potential damage to people, the environment and infrastructure.

In view of this scenario, this research work proposes an integral model for the quantitative management of risks in the process of pipeline transportation in Colombia. Based on the risk management standards NTC ISO 31000, NTC ISO 5254 and the IRM'S standard, the model establishes seven fundamental stages: planning, contextualization, identification, analysis, treatment, monitoring and communication. In addition, it includes the implementation of techniques such as Fault Tree Analysis (FTA) and Monte Carlo Simulation (SMC) to systematically visualize potential causes and model uncertainty by generating multiple risk scenarios.

During the development of the research, first of all, it was identified that the main risks associated with the transportation of hydrocarbons include attacks by third parties, fuel theft and failures in the integrity of the pipeline. Likewise, the most appropriate qualitative or quantitative technique was established for each stage.

In short, the development of the model seeks to proactively manage risk to ensure safe, reliable and efficient transportation throughout the country. It also provides a solid basis for informed decision making and cost reduction.

* Graduate Project thesis.

** Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering.

Director: M. Sc. Fernando Enrique Calvete González, Master in Computer Science.

Introducción

El transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos es un proceso fundamental para garantizar la seguridad energética, el crecimiento económico y el desarrollo industrial de un país. Desde el siglo XIX con la construcción de los primeros oleoductos en Estados Unidos, los ductos se han consolidado como el medio más seguro, económico y eficiente para la movilización masiva de hidrocarburos desde los campos productores hasta los centros de procesamiento y distribución, donde son utilizados para abastecer la demanda de energía interna y generar ingresos para el estado a través de su exportación (Abdulnaser et al. , 2023, pp. 1313-1338). Sin embargo, este sistema no está exento de amenazas o fallas, las cuales se pueden desencadenar por diversos factores de tipo natural, social, económico, entre otros. Para el caso de Colombia, un país con importantes reservas de petróleo que dependen en gran medida de una eficiente red de oleoductos y poliductos para movilizar el petróleo y sus derivados a lo largo del territorio nacional, se deben tener en cuenta principalmente los factores de origen antrópico, los cuales involucran la falta de mantenimiento, los actos inseguros, las fallas operacionales, los hurtos y los atentados por parte de grupos armados ilegales, ya que son los de mayor probabilidad (Cenit, 2022, p. 10). Sumado a esto, con el transcurso del tiempo la integridad de las instalaciones puede deteriorarse a causa de la constante exposición a fenómenos de corrosión por agentes como el agua, el aire y los microorganismos que se encuentran en el ambiente y atacan el material del que está constituida (acero de diferentes aleaciones).

En efecto, teniendo en cuenta tanto los factores de riesgo como la naturaleza inflamable, corrosiva, contaminante y potencialmente peligrosa de los hidrocarburos, cuando se produce una pérdida de contención del fluido por daños en la integridad del ducto se pueden presentar derrames,

fugas, explosiones o incendios que atenten contra los ecosistemas, la biodiversidad, la infraestructura y la comunidad en general.

Por tal motivo, es crucial gestionar los riesgos potenciales que afecten el desarrollo del proceso y su entorno. Si bien en Colombia se han planteado metodologías, estándares y guías para la gestión del riesgo, estas no abordan específicamente el proceso de transporte, lo que implica que se omitan factores claves que influyen notablemente en las operaciones. En consecuencia, se propone en la presente investigación un modelo integral para la gestión eficiente de los riesgos durante el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia con técnicas cuantitativas para brindar una base a futuros proyectos de investigación y en actividades logísticas del sector petrolero.

Este modelo no solo presenta un enfoque sistémico y holístico para mitigar o disminuir la ocurrencia de incidentes, sino que también demuestra un compromiso por parte de las organizaciones en cuanto a la calidad del proceso, el cuidado del medio ambiente y la salud de los trabajadores. Para su desarrollo, se consideraron cuatro capítulos. En el primero se realiza un análisis del panorama nacional de transporte de hidrocarburos a través de oleoductos y poliductos, donde se define la evolución que ha tenido el proceso, la infraestructura nacional disponible, el marco normativo y los principales factores de riesgo internos o externos asociados, así como su impacto en el medio.

En el segundo capítulo, se definen los estándares más relevantes para gestionar los riesgos a nivel nacional e internacional y se hace una comparación de los diferentes modelos teniendo en cuenta su aplicabilidad dentro de la industria petrolera y las etapas propuestas. Luego, se definen las herramientas cualitativas y cuantitativas más efectivas a la hora de reconocer, evaluar y controlar los riesgos.

En el tercer capítulo, se define la estructura del modelo propuesto con los parámetros, variables, instrumentos, etapas y demás aspectos pertinentes para la eficaz administración de los riesgos en el transporte de petróleo y sus derivados mediante ductos.

Por último, se presenta el modelo estándar a través de un esquema virtual de aprendizaje y se hace un estudio a nivel económico y ambiental sobre las ventajas de aplicar el modelo en el proceso.

Es preciso indicar que en un entorno donde la seguridad energética, la eficiencia operativa y la protección ambiental son imperativas, este modelo emerge como una herramienta esencial para garantizar un transporte de hidrocarburos confiable a nivel nacional. Además, con la integración de herramientas avanzadas facilita la toma de decisiones y la implementación de medidas preventivas y correctivas necesarias.

Objetivos

Objetivo General

Diseñar un modelo integral para la gestión eficiente de los riesgos en el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia.

Objetivos Específicos

- Analizar el panorama nacional de transporte de hidrocarburos a través de oleoductos y poliductos, identificando los principales peligros y riesgos asociados a estas actividades, así como su impacto en el medio ambiente.
- Examinar los estándares nacionales e internacionales utilizados para la gestión de los riesgos a través de una exhaustiva revisión bibliográfica.
- Definir una estructura detallada que abarque cada una de las etapas, técnicas, parámetros, y recursos necesarios para lograr una eficaz identificación, análisis y atención de los riesgos.
- Presentar un estándar cuantitativo que proporcione los lineamientos necesarios para la gestión eficiente de los riesgos en el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia.

1. Transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia

1.1 Origen y contextualización

Con el descubrimiento del petróleo en el año 1918 dentro del campo Cira-Infantas de Barrancabermeja y el inicio de la operación en 1922 de la refinería de Troco, se hizo indispensable la construcción de mecanismos para movilizar no solo el petróleo, sino también sus derivados. En los primeros años de operación, el hidrocarburo se almacenaba en barriles y se transportaba por vehículos hasta los puntos de tratamiento y refinación de la zona, donde posteriormente era distribuido en botes por el río Magdalena hacia los puertos marítimos del país para su exportación. Más adelante, en el año 1926 con el propósito de exportar de una manera más eficiente este valioso recurso, se inauguró la primera línea de oleoducto con 538 kilómetros (km) entre el campo Cira-Infantas y Cartagena, siendo una proeza de la ingeniería que resultó en la primera embarcación con crudo desde Colombia hacia Estados Unidos (Ecopetrol S.A., 2014, pp. 53-54). A esto fueron sumándose otros hallazgos como el de campo Tibú en Norte de Santander (1940), mismo lugar donde se encontraba el centro de acopio de la Concesión Barco, razón por la cual se construyó la tercera línea de ductos en el país que unió el puerto de Coveñas con el municipio de Tibú (Ecopetrol, 2019, pp. 46-56).

Posteriormente, con la reversión al Estado colombiano por la Concesión de Mares, el 25 de agosto de 1951, se consolidó la Empresa Colombiana de Petróleo, Ecopetrol. La cual, en colaboración con sus asociados durante los siguientes años construyó más kilómetros de ductos, aumentó la capacidad de las instalaciones de bombeo, desarrolló facilidades de almacenamiento y mejoró la exportación de los fluidos. Gracias a esta reestructuración, se dio respuesta a las necesidades emergentes de la época, como la movilización de hidrocarburos provenientes de otros

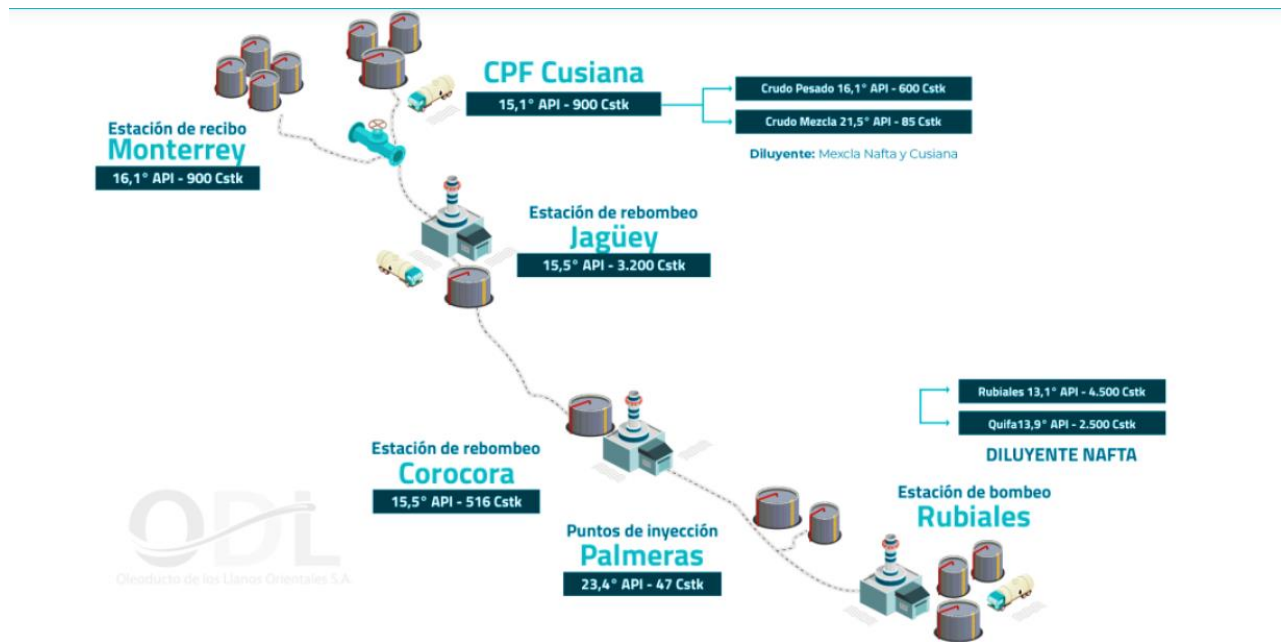
descubrimientos en regiones alejadas a los centros de producción o refinación (UPME, 2013, pp. 173-175). Entre los hallazgos más importantes se encuentran:

- El campo Caño Limón en Arauca descubierto en 1983, por el cual Colombia pudo recuperar su autosuficiencia gracias a más de 1.250 millones de barriles en reservas que añadió a la cartera. A su vez, esto trajo el desarrollo del Oleoducto Caño Limón-Coveñas en 1985, el cual se extendió a lo largo de 773 kilómetros con una capacidad para transportar hasta 210,000 barriles por día BPD (Ecopetrol S.A., 2014, pp. 58-59).
- Los campos Cusiana y Cupiagua en Casanare, descubiertos entre 1989 y 1993, llevaron a la consolidación del Oleoducto Subterráneo Orensa, que inicialmente tenía una longitud de 789 kilómetros hasta el puerto de Coveñas. En la actualidad, su recorrido es de 836 kilómetros divididos en dos secciones. La primera sección atraviesa los Llanos Orientales (Cusiana, Porvenir, La Belleza y Vasconia) y tiene una longitud de 359 kilómetros, con una capacidad operativa de 585,000 BPD. La segunda sección conecta Vasconia con Coveñas, abarcando 477 kilómetros con una capacidad reducida de 415,000 BPD. Adicionalmente, cuenta con 12 kilómetros de oleoducto submarino para el cargue de buques costa afuera (UPME, 2013, pp. 173-174).
- Otro descubrimiento relevante fue el de campo Rubiales en el departamento del Meta en 1981, donde se encontró una de las reservas de hidrocarburos más importantes para Colombia, pero por las condiciones políticas, sociales y económicas en ese momento no se pudo explotar. Sin embargo, desde el año 2008 se ha trabajado en su desarrollo, incluso, su producción aumentó de un 10,3% en el año 2009 a un 20,7% en 2013 (con respecto a la producción nacional). Al mismo tiempo, para garantizar el transporte del fluido, en el año 2009 entró en operación el Oleoducto de los Llanos Orientales con una longitud de 286 kilómetros y una capacidad de

300.000 BPD. En la figura 1 se ilustran las estaciones y condiciones operativas del oleoducto actualmente (ODL, 2023, párr.1).

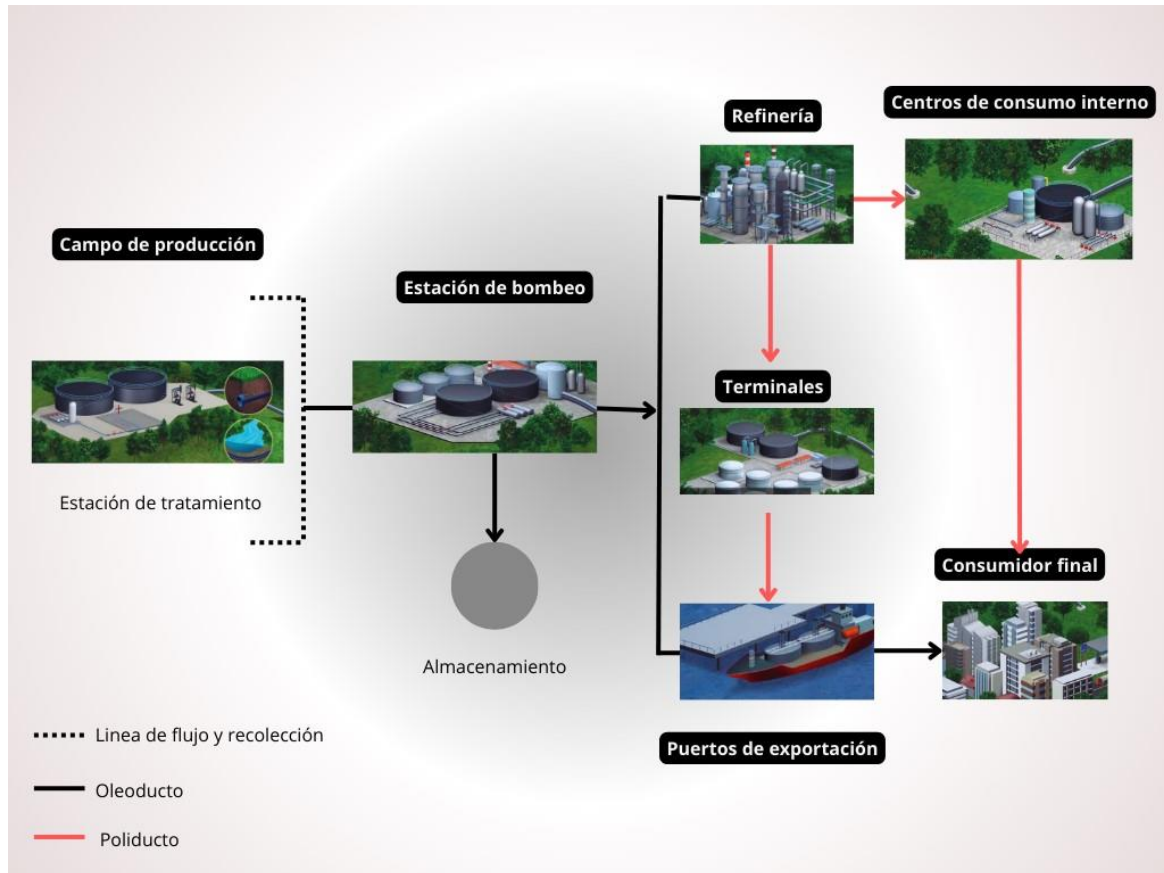
Figura 1.

Oleoducto de los llanos orientales.



Nota. El gráfico representa el recorrido de los fluidos en las estaciones Rubiales, Cusiana y Monterrey respectivamente. Tomado de la página principal de la compañía Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL, 2024).

De este modo, con el transcurso del tiempo la infraestructura de transporte ha ido evolucionando hasta lograr convertirse en una extensa red de tuberías interconectadas por estaciones de bombeo, cuya función principal es proporcionar impulso al fluido para recorrer grandes distancias desde los campos de producción hasta los puntos de refinación, tratamiento y exportación. Conectando así, los diferentes segmentos de la industria petrolera dentro de la cadena de valor a lo largo del territorio nacional como se evidencia en la figura 2.

Figura 2.*El recorrido de los hidrocarburos.*

Nota. Se describe por medio de oleoductos y poliductos la ruta de los hidrocarburos desde el campo productor hasta las plantas de procesamiento o exportación según sea el caso. Elaboración propia.

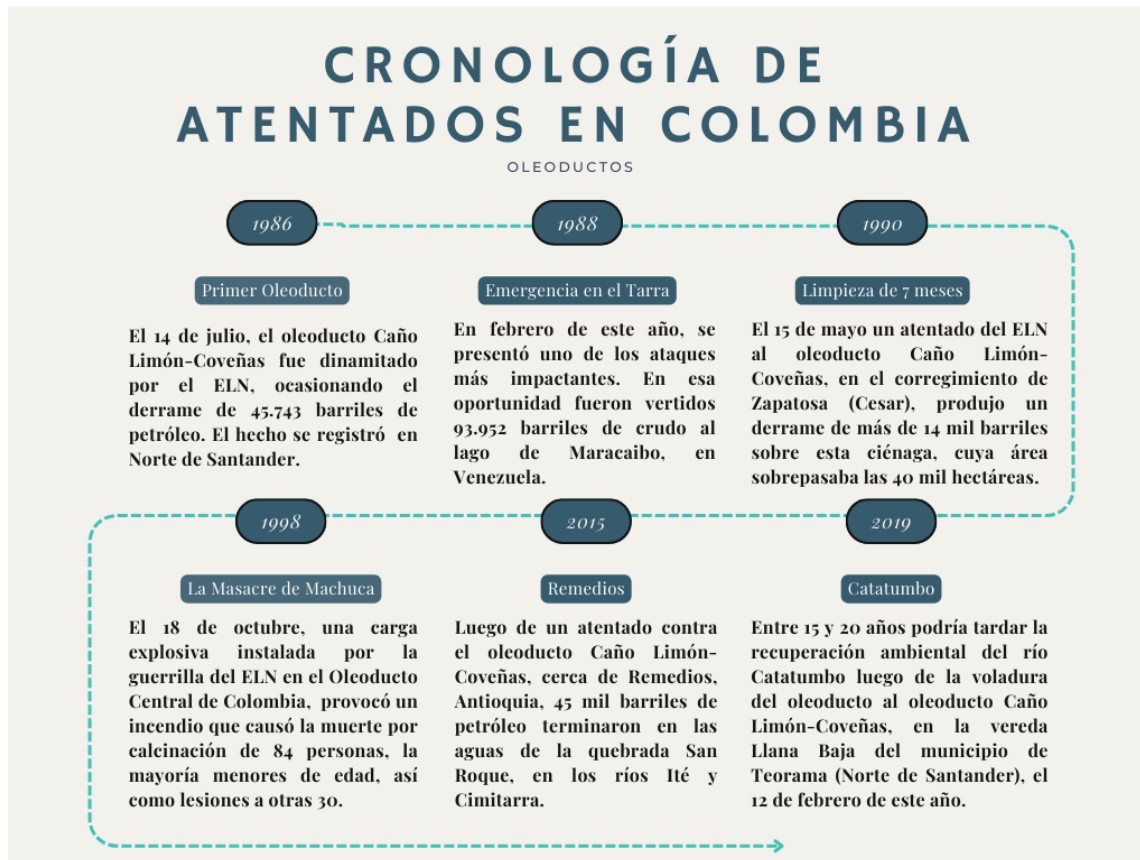
Si bien es cierto que los costos de inversión para estos proyectos de infraestructura son altos y requieren de unos volúmenes mínimos de demanda para que su desarrollo sea viable, sin duda alguna, los oleoductos y poliductos son un eficiente sistema de desplazamiento que suplente los requerimientos de seguridad, rapidez, economía y factibilidad operativa para transferir de manera continua altos volúmenes de petróleo o productos refinados con distintas características fisicoquímicas (UPME, 2019, pp. 105).

En esencia, más que un medio de transporte, los oleoductos y poliductos son considerados eslabones claves dentro de la cadena de valor de los hidrocarburos, creando valiosas dinámicas sociales y económicas en el desarrollo de sus operaciones, no solo para los productores de crudo sino también para las comunidades en el área de influencia. De hecho, gracias a este proceso, el país puede aumentar los ingresos de divisas por exportaciones, generar recursos fiscales a través de impuestos o regalías y asegurar el suministro energético interno.

No obstante, a través de los años la operación se ha visto afectada por diversos factores de tipo social, natural, operativo, entre otros. En retrospectiva con la construcción de las primeras líneas, se han presentado serios desafíos de orden social a causa de grupos armados ilegales que atentan directamente contra los ductos, lo que ha ocasionado serias catástrofes ambientales, tal es el caso del oleoducto Caño Limón-Coveñas que desde su entrada ha sufrido más de 1500 atentados, lo que a su vez ha generado un derrame de aproximadamente 3,7 millones de barriles de petróleo en tierras, arroyos y ríos de los siete departamentos que atraviesa esta infraestructura (Arauca, Boyacá, Cesar, Norte de Santander, Magdalena, Bolívar y Sucre). El primer atentado reportado fue en 1986 en el municipio del Carmen de Tonchalá (Norte de Santander), donde se ocasionó un derrame de 45.743 barriles en las inmediaciones de la zona. Luego, en 1988 se presentó la voladura de este mismo oleoducto, pero en el municipio del Tarra, donde se derramaron 93.952 barriles de petróleo en los ríos Sardinata y Tibú. A pesar de los planes de contingencia de la zona, el petróleo cruzó fronteras colombianas y llegó hasta el Lago de Maracaibo en Venezuela, provocando una de las peores catástrofes ambientales de la historia ocurrida en aguas continentales (Semana: Especiales Semana Sostenible, 2019, párr.1). En la figura 3, se sintetizan los principales atentados ocasionados a oleoductos en la historia colombiana.

Figura 3.

Cronología de los principales atentados a oleoductos en Colombia.



Nota. Se detallan algunos de los atentados más relevantes perpetrados a los ductos de transporte de hidrocarburos en Colombia. Elaboración propia.

En este punto es preciso señalar que a nivel nacional una de las principales amenazas asociadas al traslado de hidrocarburos se da por las acciones malintencionadas de terceros. De acuerdo con el informe de seguimiento de indicadores de seguridad y resultados operacionales entregado por el Ministerio de Defensa Nacional, se evidencia que en la última década se han presentado aproximadamente 245 atentados contra los oleoductos en Colombia como consecuencia de actos terroristas (Ministerio de Defensa Nacional, 2023, pp. 37-39). De igual

manera, Cenit corrobora que entre los años 2019 y 2022, se registraron 41 incidentes por causas operacionales y 169 atentados contra la infraestructura (Cenit, 2022, p. 10).

Todos estos atentados son considerados un riesgo latente no solo para la infraestructura sino también para los trabajadores, ya que seis de ellos en representación de Ecopetrol, han perdido la vida y otros dos han sido heridos por la activación de minas antipersona o por disparos al intentar arreglar la tubería, como sucedió en el año 2014 en Teorema, Norte de Santander (Semana: Especiales Semana Sostenible, 2019, párr. 4).

A esto se le suma que los grupos ilegales, como las guerrillas, emplean los paros sociales como táctica de guerra contra el Estado, bloqueando vías y perturbando las actividades para expresar su inconformismo con las medidas o decisiones gubernamentales.

Dentro de este contexto a nivel socioeconómico, por la carencia de orden público en ciertas áreas y la corrupción dentro de las entidades para facilitar y encubrir los delitos, el robo de combustible se ha convertido en una problemática para las empresas de transporte. En este sentido, la Asociación Colombiana de Petróleo (2015) indicó que “entre los años 2002 y 2015, aproximadamente 9,3 millones de barriles fueron robados de los oleoductos del país, de los cuales 6,5 millones terminaron vertidos sobre ecosistemas naturales” (párr. 5). Del mismo modo, Cenit dentro de su informe de Gestión Sostenible anual, detalla que durante el año 2022 por causas operacionales se derramaron 479 barriles mientras que 7.276 barriles fueron vertidos por actos de terceros (hurto con válvulas ilícitas y ataques al ducto) (Cenit, 2022, p. 216).

Por otro lado, en el ámbito operativo la infraestructura está sujeta a fenómenos como corrosión, grietas, abolladuras y otros factores externos que deterioran su integridad. Estos defectos, si no se gestionan adecuadamente, pueden conducir con el tiempo a fallas en las tuberías,

resultando en fugas o rupturas que provocan el escape del fluido transportado al medio ambiente (Dueñas et al., 2009, p.124).

Todas estas pérdidas e interrupciones en el proceso tienen un impacto económico significativo para el país en términos de participación en el Producto Interno Bruto (PIB), recaudación fiscal, ingresos de divisas, entre otros. De igual manera, para el responsable de la operación, puede acarrear costos de reparación sumamente altos ya sea por la restauración de la línea o por la remediación ambiental.

En cuanto a los procesos naturales en el medio biótico y abiótico, estos sucesos afectan significativamente su desarrollo, por ejemplo, el derrame de hidrocarburos causa alteraciones o deterioro en los procesos naturales de las plantas como la transpiración, respiración, fotosíntesis y reproducción, al igual que graves impactos en los animales. En el caso de las aves que son alcanzadas se les pega el hidrocarburo en las alas y no pueden volar, en otras palabras, no puedan conseguir alimento ni abrigo, por lo que sus vidas se ponen en riesgo (Semana, 2019. Párr.5). De igual forma, las explosiones producen emisiones como material particulado, dióxido de carbono, entre otros contaminantes atmosféricos que reducen la calidad del aire y aumentan los niveles de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

En virtud de lo expuesto y con el actual panorama mundial en materia de calentamiento global, a medida que Colombia avanza hacia una matriz energética más sostenible, las compañías que forman parte del segmento Midstream de la industria petrolera (transporte y almacenamiento), están enfocadas en la gestión de los riesgos para abordar de manera crucial las amenazas asociadas a sus operaciones, con el fin de minimizar la ocurrencia de incidentes y a su vez aumentar la confiabilidad del sector ante la comunidad. Asimismo, estas compañías buscan la transformación radical de sus modelos de producción y consumo para fortalecer la sostenibilidad y competitividad

operativa, con el fin de reducir los impactos ambientales en pro de lograr una economía carbono neutra a 2050.

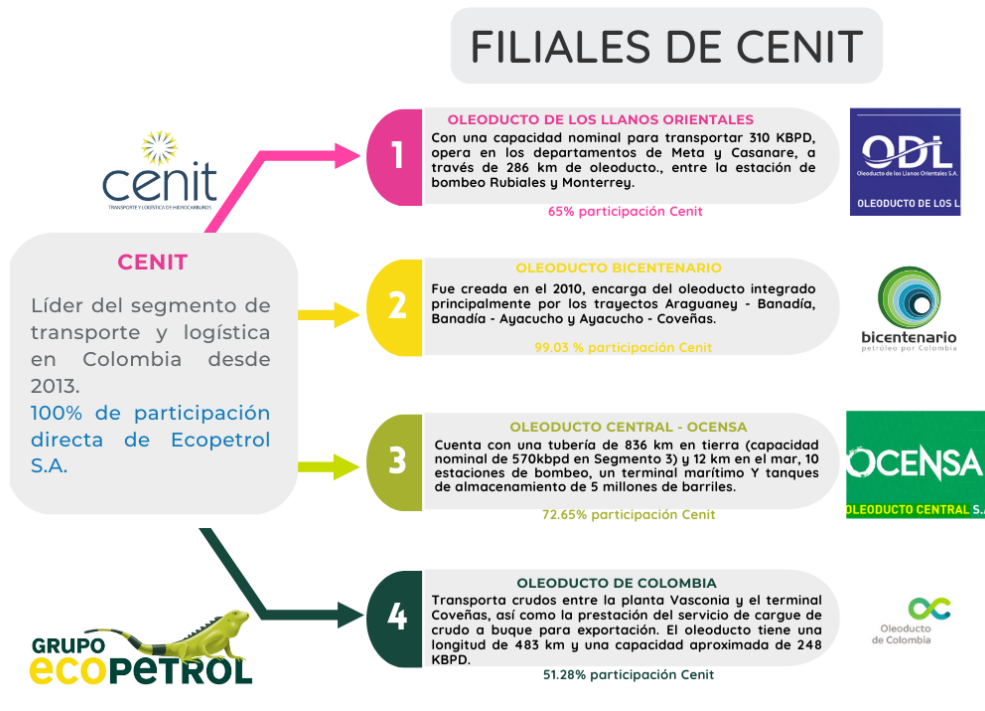
Por otro lado, en cumplimiento de lo establecido por el Artículo 2.2.4.6.15 del Decreto 1072 de 2015, las organizaciones deben implementar una metodología para la identificación de peligros y la valoración de los riesgos referentes a sus actividades o procesos, con el fin de determinar los controles apropiados para su prevención, mitigación y promoción (Ministerio de Trabajo, 2022, p. 104).

Ante este contexto, por su parte Cenit, la compañía filial del Grupo Ecopetrol que lidera desde 2013 el gremio de transporte de hidrocarburos en Colombia, logró declararse “Un Negocio Carbono Neutro” mediante una ruta concreta, medible y alcanzable en el año 2021 al consolidarse como la primera compañía del sector en recibir una certificación ICONTEC por demostrar con apoyo de sus filiales el compromiso con la descarbonización a través de la adopción de un plan para controlar, reducir y neutralizar los gases de efecto invernadero durante sus operaciones, así como la gestión efectiva de los riesgos en concordancia con los objetivos del Acuerdo de París de 2015 (CENIT, 2022, pp. 142-144).

En la siguiente figura se muestran las empresas subsidiarias que integran el grupo Cenit, las cuales desempeñan un papel esencial en el transporte de hidrocarburos en Colombia. Entre estas compañías se encuentran el Oleoducto de los Llanos Orientales (ODL), el Oleoducto Bicentenario, el Oleoducto Central S.A. (Ocensa) y el Oleoducto de Colombia. La participación de Cenit en cada una de estas empresas varía, como se puede apreciar.

Figura 4.

Compañías filiales Cenit.



Nota. Se detallan las compañías filiales de la compañía Cenit. Elaboración propia.

1.2 Infraestructura nacional

En Colombia, la infraestructura correspondiente al proceso de transporte de hidrocarburos ha venido cambiando con el tiempo en términos de tamaño, diseño y construcción, para responder de manera eficiente a las exigencias volumétricas cambiantes. Además, teniendo en cuenta que los hidrocarburos son catalogados como sustancias peligrosas, las cuales exigen condiciones y operaciones particularmente especiales, los ductos se convierten en el medio más adecuado y utilizado a nivel terrestre para cumplir con las actividades operativas las 24 horas del día, bajo todas las condiciones climáticas a un determinado costo de operación y mantenimiento.

En este orden de ideas, actualmente a nivel nacional se cuenta con una infraestructura robusta, limpia y segura conformada por una red de oleoductos y poliductos que consisten en un

ensamblaje de tubos de acero unidos mediante soldadura, con una extensión de más de 9000 kilómetros para conectar las áreas aisladas de producción con los centros de refinación, tratamiento, consumo y exportación.

Por un lado, la red nacional de oleoductos comprende 55 oleoductos que se dividen en 77 tramos, con una extensión total de aproximadamente 7000 kilómetros. Estos son operados por 15 empresas transportadoras, siendo Cenit la principal propietaria como se detalla en la tabla 1. Las empresas están distribuidas en diferentes regiones del país, incluyendo el Centro, Llanos Orientales, Nororiente y Centro Oriente.

Es importante tener en cuenta que los diámetros externos de los oleoductos varían entre 4 y 42 pulgadas según la zona, la demanda de crudo o diluyente, y el tipo de topografía. Asimismo, cada tubería tiene diferentes longitudes, siendo la más extensa de 836 kilómetros (Ocensa), como se puede apreciar a continuación.

Tabla 1.

Descripción de la red nacional de oleoductos.

EMPRESA	ZONA	OLEODUCTOS	LONGITUD Km
<i>Cenit</i>	NORORIENTE (Norte de Santander, Cesar y Boyaca)	Oleoducto Coveñas - Cartagena; Oleoducto Ayacucho -Coveñas 16"; Oleoducto Ayacucho -Coveñas 24"	2970
	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Oleoducto Vasconia - Galán; Oleoducto Galán - Ayacucho 18"; Oleoducto Ayacucho -Galán 14"; Oleoducto Ayacucho -Galán 8"; Oleoducto Yaguará – Tenay	
	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador)	Oleoducto Orito - San Miguel; Oleoducto Churuyaco - Orito	

	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto Apiay - Monterrey 20" y 30"; Oleoducto Monterrey - Altos del Porvenir 20/24; Oleoducto Monterrey - Porvenir 12"; Oleoducto Araguaney - Monterrey o Monterrey - Araguaney a Bicentenario; Oleoducto San Fernando - Apiay; Oleoducto Santiago – Porvenir	
	TRONCAL	Oleoducto Transandino (Orito-Tumaco); Oleoducto Santana - Yarumo; Oleoducto Caño Limón – Coveñas	
<i>Ocensa</i>	TRONCAL	Oleoducto Central S.A -OCENSA	836
<i>Ecopetrol</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto Chichimene -San Fernando; Oleoducto Castilla - San Fernando; Oleoducto Gibraltar -Conex.	123
	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca)	Oleoducto Tello - Dina; Oleoducto Río Ceibas - Tello	
	NORORIENTE (Norte de Santander, Cesar y Boyaca)	Oleoducto Tibú - Miramonte	
	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Oleoducto Casabe - Galán; Oleoducto El Centro - Galán; Oleoducto Provincia - Payoa; Oleoducto Teca - Vasconia; Oleoducto Yarrirí - Comuneros	
<i>Oleoducto de Colombia</i>	TRONCAL	Oleoducto de Colombia	483
<i>Hocol</i>	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca)	OLEODUCTO PURIFICACIÓN - SALDAÑA; Oleoducto Hocha - Los Mangos;	486
	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto Ocelote - Palmeras	
	TRONCAL	Oleoducto Alto Magdalena	
<i>Bicentenario</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto Araguaney - Banadía-BICENTENARIO	230

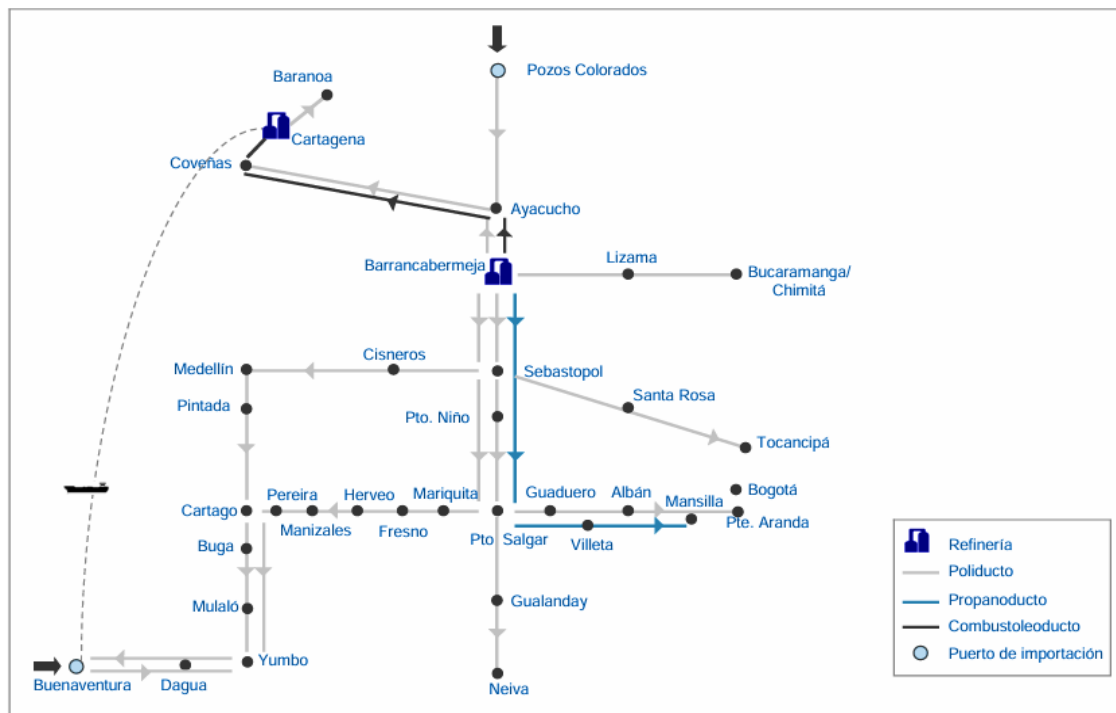
<i>Oleoducto de los Llanos</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto de los Llanos Orientales - ODL	286
<i>Gran Tierra Energy</i>	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador)	Oleoducto Mary - Uchupayaco (OMU); Oleoducto Costayaco - Uchupayaco; OLEODUCTO UCHUPAYACO - SANTANA	854
<i>Frontera Energy</i>	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca)	Oleoducto Guaduas - La Dorada	63
<i>Perenco Colombia Limited</i>	CENTRO (Huila, Tolima, Antioquia y Cundinamarca)	Oleoducto Guando - Chicoral	335
	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto La Gloria Norte - Araguaney; Oleoducto Sardinias -Araguaney; Oleoducto Los Toros - Araguaney	
<i>Mansarovar Energy Ltda</i>	CENTRO ORIENTE (Tolima, Boyacá, Santander, Norte de Santander, Cesar y Antioquia)	Oleoducto Moriche - Jazmín; Oleoducto Jazmín - Vasconia; Oleoducto Velázquez - Galán	209
<i>Geopark</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto del Casanare	145
	SUR (Putumayo, Nariño, Cauca y Ecuador)	Oleoducto Binacional Amerisur	
<i>Cepsa</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto Jaguar - Santiago	78
<i>Equión</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto El Morro - Araguaney	26
<i>Occidental de Colombia</i>	LLANOS ORIENTALES (Meta, Casanare y Arauca)	Oleoducto Caricare - Caño Limón	36

Nota. Información tomada de Resultados Consultoría: Estudio Acerca De La Metodología Para La Fijación de Tarifas de Transporte de Crudo Por Oleoductos (Delvasto et al. ,2021, pp. 22-33).

Por otro lado, Colombia cuenta con un sistema de poliductos que casi en su totalidad es propiedad de Cenit y consiste en una red radial que comienza con la estación de Pozos Colorados y conecta con varias estaciones terminales, como Buenaventura, Neiva y Puente Aranda. Cabe mencionar que solo una línea es propiedad de terceros y moviliza productos refinados entre Medellín y Rionegro. En la siguiente figura se ilustra la distribución correspondiente a la red de poliductos.

Figura 5.

Red de poliductos a nivel nacional.



Nota. Se detalla la distribución de la red de poliductos a nivel nacional. Tomado de Evaluación de riesgos de abastecimiento de hidrocarburos en el corto, mediano y largo plazo (Little, 2008, p. 35).

A diferencia de los oleoductos, el sistema de poliductos debe cubrir mayor cantidad de lugares para llegar a los diferentes centros de consumo y abastecimiento interno. En términos

generales, la red presenta una cobertura geográfica que considera seis grandes regiones: Norte, Este, Centro, Bogotá, Sur y Oeste. En la tabla 2 se describe el sistema de poliductos y se especifican los productos distribuidos por cada tramo.

Tabla 2.

Descripción de la red de poliductos.

SISTEMA	CAPACIDAD NOMINAL KBL	DIÁMETRO PREDOMINANTE IN	LONGITUD KM	PRODUCTOS ASOCIADOS
Zona Norte				
<i>Pozos-Ayacucho</i>	96,3	14"	321+050	ACEM, NATI, GMR, B2EIMPORTADO
<i>Ayacucho-Galán</i>	96,3	14"	190+700	ACEM, NATI, GMR, B2EIMPORTADO
<i>Cartagena-Baranoa</i>	30,9	12"	103+691	B4, GMR, GPR, KERO, JET A1
Zona Este				
<i>Galán-Bucaramanga</i>	25,3	4"6"12"	97+606	VOIL, GMR.GPR, B2
Zona Central				
<i>Galán-Sebastopol 16"</i>	168,4	16"	114+353	KERO, VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, NAFTA
<i>Galán-Sebastopol 12"</i>	75,8	12"	116+230	KERO, VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, NAFTA
<i>Galán-Sebastopol 8"glp</i>	14,4	8"	107+000	GLP
<i>Sebastopol-Salgar 16"</i>	168,4	16"	134+761	KERO, VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1
<i>Sebastopol-Salgar 12"</i>	75,8	12"	136+548	KERO, VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1

<i>Sebastopol-Salgar 8" glp</i>	14,4	8"	138+000	GLP
<i>Sebastopol-Medellín 12"</i>	68,4	10",12",16"	163+460	KERO, VOIL, GMR, GPR, B2, B2E, JET A1
Zona Oeste				
<i>Medellín-Cartago</i>	49,1	10"	235+960	KERO, VOIL, GMR, GPR, B2, KERO, VOIL, JET A1
<i>Cartago-Yumbo</i>	28,8	10"	157+700	KERO, VOIL JET A1, GMR, GPR, B2
<i>Salgar-Cartago</i>	23,5	6",8"	210+983	KERO, VOIL GMR, GPR, B2
<i>Cartago-Yumbo 6"</i>	13	6",8",10"	157+700	VOIL GMR, GPR, B2
<i>Yumbo-Buenaventura</i>	20,5	6",12",8"	102+700	B2, GMR
<i>Buenaventura-Yumbo</i>	17	6",12",8"	102+700	B2, GMR
Zona Sur				
<i>Salgar-Gualanday</i>	26,3	12"	168+540	GMR, GPR, B2
<i>Gualanday -Neiva</i>	13,3	6",8"	162+500	GMR, GPR, B2
Zona Bogotá				
<i>Salgar-Mansilla</i>	94,4	10"	109+437	JET A1, GMR, GPR, B2, B2E, KERO, VOIL
<i>Salgar-Mansilla</i>	14,4	8"	107+670	GLP (SISTEMA HIBERNADO)
<i>Salgar-La Dorada</i>	21,18	6"	3+800	GMR, B2
<i>Mansilla-Puente Aranda</i>	68,4	10"	43+310	JET A1, GMR, GPR, B2,
<i>Puente Aranda-El Dorado</i>	14,4	6"	9+510	JET A1
<i>Sebastopol- Sutamarchan</i>	75,8	20 y 16"	174+00	NAFTA, VOIL, GMR, DIESEL
<i>Sutamarchan-Apiay</i>	62	16 y 12"	255+718	NAFTA

<i>Sutamarchan-Tocancipá</i>	75,8	16"	101+916	NAFTA, VOIL, GMR, DIESEL
------------------------------	------	-----	---------	--------------------------

Nota. Información tomada de la página oficial de Cenit (Cenit, 2024)

Dentro de este contexto, Cenit, como la segunda empresa más grande por activos en el país, cuenta con una extensa infraestructura que incluye 28 sistemas de transporte, 51 estaciones operativas, 2 cargaderos principales (Pozos Colorados y Tocancipá), 5 descargaderos estratégicos (Monterrey, Araguaney, Vasconia, Banadía y Ayacucho), y una red propia que abarca 2,970 kilómetros en oleoductos y 3,681 kilómetros en poliductos. Gracias a esta infraestructura, Cenit tiene una capacidad de evacuación actual de 1,070,751 KBPD (miles de barriles por día), distribuidos en 772,633 KBPD de crudo y 298,119 KBPD de productos refinados (Ecopetrol, 2022, pp. 491-492).

Adicional a esto, el país cuenta con dos importantes refinerías ubicadas estratégicamente en Cartagena y Barrancabermeja. Igualmente, dispone de un total de 38 tanques de almacenamiento y cinco terminales marítimos claves en Santa Marta, Cartagena, Coveñas, Buenaventura y Tumaco. Estos terminales juegan un papel fundamental en cuanto a la exportación e importación de hidrocarburos, siendo el puerto de Coveñas reconocido como el principal terminal marítimo a nivel nacional. Por otra parte, el país cuenta con dos terminales fluviales estratégicas en Barrancabermeja y Cartagena, las cuales son vitales para el transporte a través del río Magdalena, conectando efectivamente las dos refinerías mencionadas (UPME, 2021, p. 21).

En la siguiente figura, se ilustra toda la infraestructura mencionada previamente para lograr el proceso de transporte de hidrocarburos en el país.

Figura 6.

Infraestructura nacional



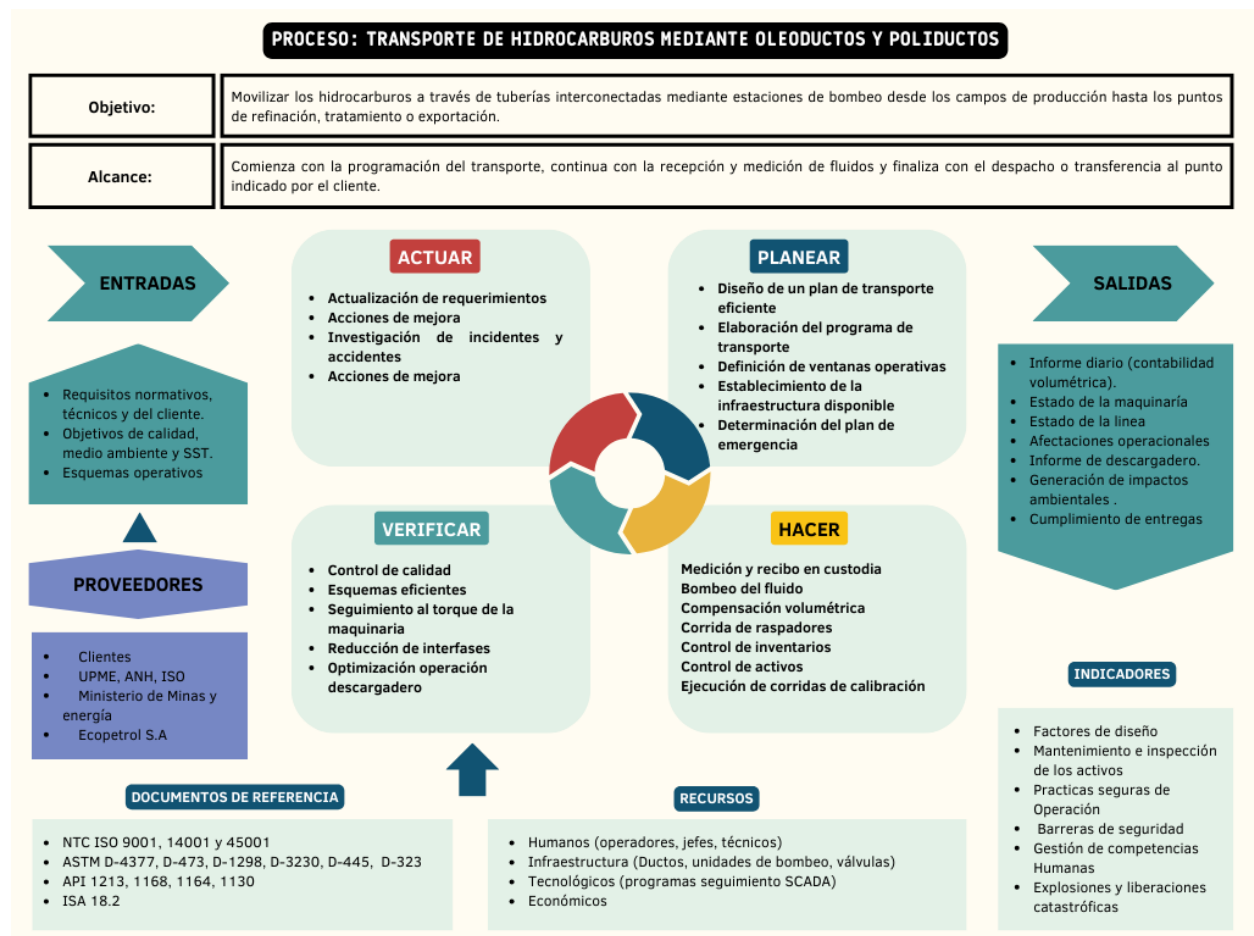
Nota. Se detallan los sistemas de transporte. Tomado de verdad y afectaciones a la infraestructura petrolera en Colombia en el marco del conflicto armado (FIP, 2020, p. 31).

1.3 Descripción del proceso

Esta sección se enfoca en describir y analizar los diferentes componentes del proceso de transporte de hidrocarburos mediante ductos, con el fin de identificar aquellos factores que podrían ocasionar daños potenciales durante la operación. Para esto, se utilizó el ciclo de Deming (PHVA) conforme a la Norma Técnica ISO 9001 de 2015. Este método permite plasmar la estructura sistemática, la interacción de las actividades y las variables más influyentes, como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 7.

Descripción del proceso de transporte.



Nota. Se detalla el proceso con base en el Ciclo PHVA. Elaboración propia.

Con base en la figura anterior, se puede deducir que el proceso de transporte comienza con la etapa de planeación, donde se define un mercado objetivo y se crean estrategias de acercamiento para identificar las necesidades y expectativas de los clientes. Una vez captados los clientes, se acuerdan los tiempos, volúmenes y estándares de manera contractual a fin de establecer un plan de transporte anual que involucre las directrices para la operación y el manejo de la compensación volumétrica del fluido (nominación). Sumado a esto, se deben definir los siguientes parámetros para la recepción, transporte y despacho de los hidrocarburos en el ducto.

- En primera instancia, se estima el volumen de crudo que será transportado a través del oleoducto, expresado en barriles a 60°F por día. También, se determina la viscosidad del crudo a temperaturas de 85°, 100° y 140°F junto con la gravedad API a 60°F, el contenido de sal y el porcentaje de agua & sedimentos (BSW). Adicional a esto, es crucial detectar componentes en el crudo que puedan influir negativamente en la calidad y el valor comercial de la mezcla, es decir, el contenido de contaminantes como el azufre y otros de orden metálico. Finalmente, los registros de temperatura y presión de vapor en el momento de recibo también son importantes, ya que pueden afectar significativamente el manejo del hidrocarburo en el ducto (Garcés y Sánchez, 2017, p. 37).
- En segundo lugar, para programar la nominación, es necesario contar con información detallada sobre la calidad, cantidad, fechas de ingreso y rutas de transporte del crudo de los clientes. Además, es fundamental asegurar la disponibilidad operativa del oleoducto y disponer de diluyentes adecuados, como DRA y nafta, en proporciones correctas según la calidad del crudo. De igual manera se requiere que los descargaderos estén habilitados para la entrega del crudo y que existan instrumentos de medición en los puntos de recibo y despacho para confirmar la calidad y cantidad del petróleo entregado (Delvasto et al. ,2021, p. 79).

- Por último, para garantizar la eficiencia operativa y sostenible, se deben establecer anualmente tarifas reguladas y avaladas por el Ministerio de Minas y energía. Junto con esto, se revisan y actualizan los requerimientos legales y normativos aplicables al transporte de hidrocarburos, el medio ambiente y la seguridad ocupacional. Luego, se verifica la certificación del sistema de atención de emergencias en operaciones ON SHORE y se define la transparencia y cumplimiento legal de proveedores, clientes e inversionistas, incluyendo la revisión de nexos en la Lista Clinton. Asimismo, se garantiza la certificación y renovación anual de licencias ambientales y de otra índole que sean necesarias. Por último, se evalúa la certificación de los cuartos de control de operaciones (Gutierrez, 2018, pp. 36.37).

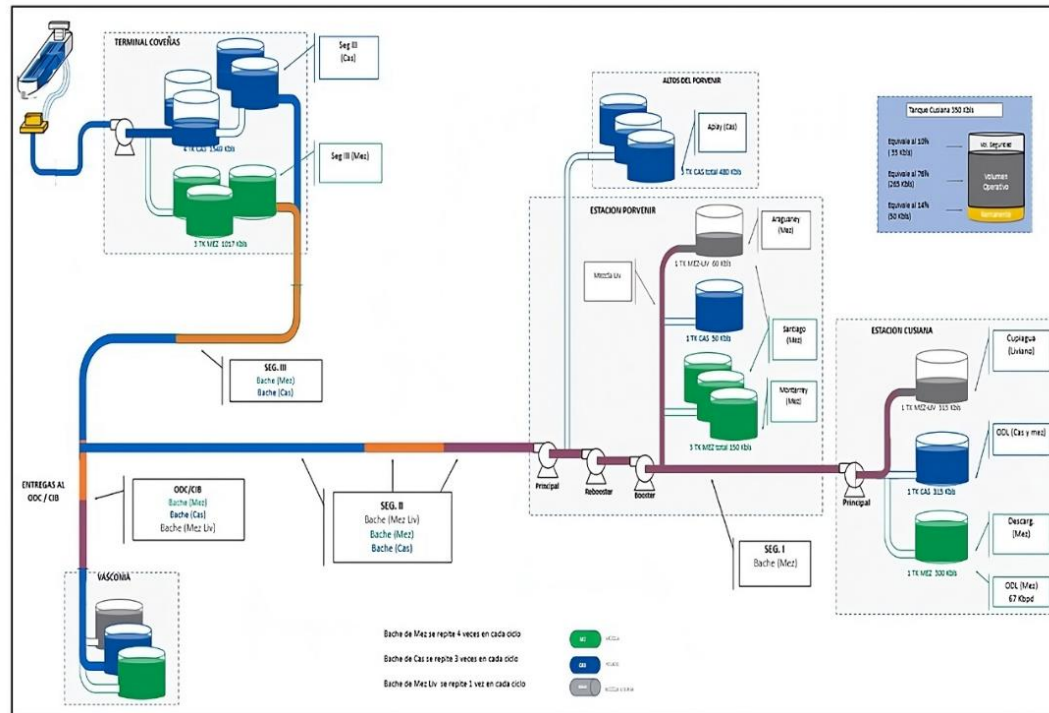
A partir de esto, se procede entonces con la programación mensual del ducto, donde se definen los volúmenes a bombear, la ruta, los horarios y las secuencias de bacheo para facilitar la transferencia del fluido en la línea y cumplir con las entregas acordadas. Es importante mencionar que el oleoducto programa las diferentes operaciones de sus estaciones y terminales en una forma tal que el movimiento se realice de acuerdo con el plan de transporte previamente establecido (Gutierrez, 2018, p. 74).

Una vez se establezcan y se comuniquen las directrices desde el cuarto de control a todas las estaciones, se da inicio a la operación. En este punto, para explicar de manera concisa el movimiento del crudo en el sistema se trae a colación el caso del oleoducto Orensa. El cual como se puede apreciar en la figura 8, recepciona el petróleo proveniente de campos de producción como Cupiagua, Cusiana (Segmento 0) y Porvenir. Es importante señalar que los procedimientos en cada etapa del proceso se llevan a cabo de conformidad con estándares y métodos reconocidos por el American Petroleum Institute (API) y la American Society for Testing and Materials (ASTM), o,

en ciertos casos, según las especificaciones técnicas establecidas por el transportador (Ocensa, 2011, p. 20).

Figura 8.

Recorrido del fluido en el sistema.



Nota. Se detalla el desplazamiento de los fluidos en el Oleoducto Ocensa. Tomado de Diseño del sistema de producción y operaciones para una empresa de transporte de hidrocarburos (Gutierrez, 2018, p. 72).

De acuerdo con la figura anterior, cuando el hidrocarburo llega al punto de entrada del ducto, antes de su recepción se toma una muestra representativa del fluido para determinar la calidad del mismo, también se realiza la medición dinámica certificada, ya que una vez recibido el fluido entra a custodia. Con base en esto, le darán al crudo el valor comercial y, a su vez, se determina si puede ser o no transportado (Oleoducto de Colombia, 2021, p. 60).

El fluido debe tener unas especificaciones mínimas, para el caso del oleoducto Ocesa, se pueden visualizar en la tabla 3. Donde en la primera columna se describe la propiedad a analizar y con respecto a esta, se establece el estándar que define el procedimiento para hallar su valor, así como los criterios de aceptabilidad.

Tabla 3.

Especificaciones mínimas de calidad del hidrocarburo.

ANÁLISIS	ESTÁNDAR	VALOR HIDROCARBURO LIVIANO O MEDIANO	VALOR HIDROCARBURO PESADO
<i>Contenido De Agua Y Sedimento BSW</i>	ASTM D-4377/ API Cap. 10 Sec.7 ASTM D-473/ API Cap. 10 Sec.1	Máx. 0,5% Vol.	Máx. 0,8% Vol.
<i>Gravedad Api A 60°F</i>	ASTM – D-1298	≥21.1 grados API	≥18 grados API <21.1 grados API.
<i><Viscosidad A T Referencia</i>	ASTM D-445	<250 cSt a 30°C	<300 cSt a 30°C
<i>Presión De Vapor Reid (Psi)</i>	ASTM D-323	<9	<9
<i>Contenido De Sal</i>	ASTM D-3230	< 20 P.T. B	< 20 P.T. B
<i>Temperatura De Recibo</i>		Máx. 105 °F	Máx. 105 °F
<i>Punto De Fluidez</i>	ASTM D-5853 /ASTM D- 93	≤12°C	≤6°C
<i>Tan (Número De Acidez Total)</i>	ASTM D-664/974	≤ 0.5 mg KOH/g	≤ 0.8 mg KOH/g
<i>Contenido De Azufre</i>	ASTM D-4294 Espectrometría de fluorescencia	≤1.2% Peso.	≤2% Peso.

Nota. Describe los parámetros del fluido para su transporte por el oleoducto. Tomado de Manual del transportador (Oleoducto Ocesa, 2011, p. 39)

Posteriormente, tan pronto se valide que el hidrocarburo cumple con las especificaciones necesarias, se procede a bombear el fluido mediante unidades de bombeo que trabajan a una presión entre 600 y 1.800 PSI con caudales de hasta 30.000 barriles por hora. Del crudo total que se transporta en el Oleoducto Ocesa se entrega aproximadamente el 40% para el Oleoducto de Colombia y la Refinería de Barrancabermeja donde mediante una serie de procesos industriales (destilación, cracking, reformado) es transformado y convertido en subproductos (gasolina, diésel, queroseno). Los cuales más tarde, son bombeados mediante los poliductos hacia los centros de consumo interno.

Por otro lado, debido a que el mercado interno no demanda todo el volumen de crudo extraído, el excedente de producción es bombeado a través de la estación Vasconia con destino a la terminal Coveñas. Durante todo el recorrido se hace seguimiento y monitoreo desde cada estación y principalmente en el centro interno de operaciones (CIO) para analizar el comportamiento del fluido en todo el sistema.

Teniendo en cuenta la figura 8, un aspecto importante a la hora de trasladar el crudo pesado es que primero se bombea un diluyente (Gris), el cual corresponde a hidrocarburos livianos como naftas, DRA, condensados o gasolina de una gravedad API entre 20 y 25.5 que permite reducir la viscosidad del crudo pesado que es transportado, asegurando la continuidad operativa. La relación en cuanto a la mezcla debe ser de 1.5 a 2.0, es decir, por cada 1.5 barriles de crudo pesado que es bombeado se envía un barril y medio del diluyente (Usaquen, 2004, p. 53). Así mismo, se hace el envío mediante baches de mezclas (pesados y livianos) para optimizar la conducción.

En la tabla 4, se especifican los parámetros o condiciones que debe tener el diluyente correspondiente, así como los requisitos normativos aplicables.

Tabla 4.

Parámetros técnicos de diluyentes para descargue en facilidades.

PARÁMETRO DE PRUEBA	VALOR DEL PARÁMETRO	MÉTODO DE ENSAYO
<i>Contenido De Agua Y Sedimento BSW</i>	Máximo 0,5 % en volumen	Agua -Karl Fisher ASTM-D 4377 Sedimentos ASTM D-473
<i>Gravedad Api A 60°F</i>	Mínimo 21.1, Máximo 85	ASTM D-1298
<i>Viscosidad A La Temperatura De Referencia</i>	Máximo 200 cSt a 30°C	ASTM D-445
<i>Presión De Vapor Reid</i>	Máximo 12.0 lb/pulgada cuadrada	ASTM D-323
<i>Temperatura De Recibo</i>	Máximo 100° F	

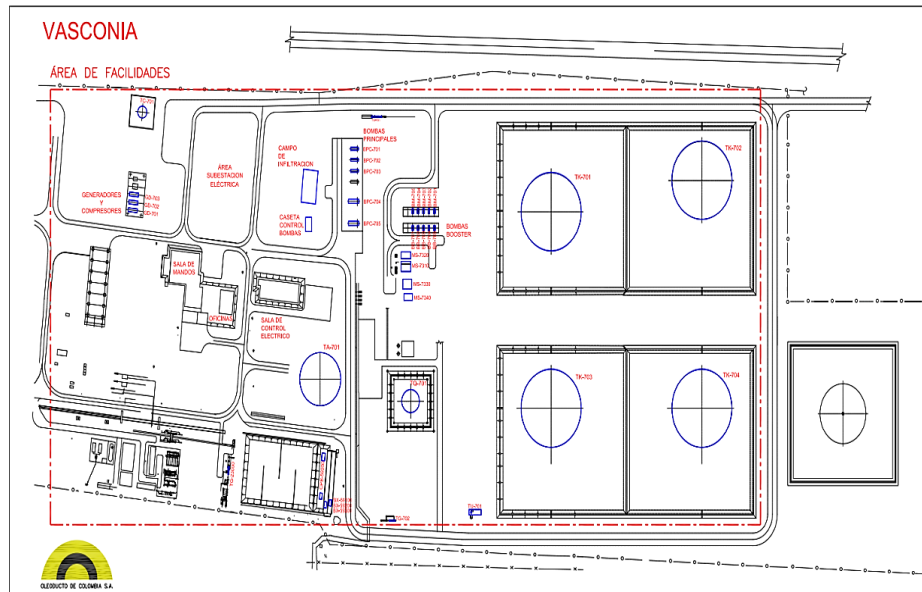
Nota. Se describen las especificaciones técnicas para el diluyente. Tomado de Manual del transportador (Oleoducto Ocesa, 2011, p. 39)

También, se debe considerar que las estaciones de bombeo cuentan con dos sistemas: uno principal y el otro auxiliar. El primero se compone del centro de control, las herramientas de instrumentación, los dispositivos de filtrado y las unidades de bombeo que constan de bombas centrífugas, impulsores, válvulas y cabezales de succión-descarga. Por otra parte, en el auxiliar están los subsistemas de aguas residuales, contraincendios, electricidad y comunicación.

En la figura 9 se presenta un plano de la estación de bombeo Vasconia, destacando los sistemas que intervienen en la operación. Es notable que, gracias a su excelente ubicación, en esta estación convergen los activos de tres compañías diferentes: Ocesa, ODC y Cenit, manejando aproximadamente el 70% de la producción nacional de crudo transportado. La estación tiene la capacidad de bombear o almacenar hasta 940,000 barriles de crudo y puede enviar crudo tanto a la refinería de Barrancabermeja como al Terminal Marítimo Coveñas (Ocesa, 2011, pp. 36-37).

Figura 9.

Ejemplo estación de bombeo Vasconia.



Nota. Plano de la estación Vasconia con los sistemas principales y auxiliares. Tomado del Manual de Operaciones (Oleoducto de Colombia, 2014, p. 11)

1.4 Marco normativo

En términos legales, existen varias normas que influyen significativamente en la planeación y ejecución del transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia. En primer lugar, se encuentra el Código de Petróleos, que declara al petróleo como un bien de utilidad pública, estableciendo que su transporte es un servicio público y, por ende, debe regirse por las normativas aplicables a estos servicios. Este código también impone la obligación al Estado de formular un Plan General para la Construcción de Oleoductos Públicos (Decreto-Ley 1056, 1953). Por otro lado, el Decreto 0381 de 2012 ordena la adopción del Plan de Expansión de la Red de Poliductos y el Plan de Continuidad. Este decreto establece la necesidad de definir objetivos, principios, criterios y estrategias necesarias para garantizar la disponibilidad y el

suministro continuo de combustibles líquidos derivados del petróleo. De esta manera, se asegura que la infraestructura de transporte sea adecuada y suficiente para satisfacer la demanda energética del país, promoviendo la eficiencia y la seguridad en el transporte de hidrocarburos (Decreto 0381, 2012).

En materia de operación, la Resolución 72145 del Ministerio de Minas y Energía define dos instrumentos de planificación para el transporte de crudo por ductos. El primero es el Plan de Transporte, que proyecta los volúmenes a transportar por el oleoducto, inicialmente calculando los compromisos contractuales de la capacidad contratada. Luego, se considera la ley, incluyendo la capacidad del derecho de preferencia y la capacidad del propietario, para estimar la capacidad sobrante a mediano (un año) y largo plazo (cinco años). El segundo instrumento es el Programa de Transporte, que se elabora mensualmente y de forma tentativa para los cinco meses siguientes. Este programa debe ser desarrollado por el transportador basado en el ciclo de nominación de transporte (Ministerio de Minas y Energía, Resolución 72145, 2014).

En cuanto a la metodología para la fijación de tarifas para el transporte de crudo mediante oleoductos, es fundamental considerar lo establecido en la Resolución 31285 de 2016. Esta resolución proporciona un marco regulatorio detallado que guía la determinación de las tarifas, asegurando que sean justas y equitativas tanto para los transportadores como para los usuarios. La resolución establece criterios específicos para calcular los costos de operación, mantenimiento, inversión y expansión de la infraestructura de transporte. Además, incluye mecanismos de revisión y ajuste de tarifas, permitiendo su actualización en respuesta a cambios en los costos operativos y las condiciones del mercado. De esta manera, se busca garantizar la sostenibilidad financiera del sistema de transporte de crudo, fomentando la competitividad y eficiencia en el sector (Resolución 31285, 2016).

Por último, en lo referente a la seguridad y protección ambiental, el gobierno ha establecido normas importantes como el Decreto 2190 de 1995, que ordena la elaboración y desarrollo del Plan Nacional de Contingencia contra Derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas en Aguas Marinas, Fluviales y Lacustres. Este plan sirve como un instrumento rector para el diseño y la realización de actividades dirigidas a prevenir, mitigar y corregir los daños que puedan ocurrir durante la operación de transporte de hidrocarburos. Asimismo, en 1999, mediante el Decreto 321, se formalizó la adopción de este plan nacional de contingencia, consolidando así las medidas y procedimientos para una respuesta efectiva ante posibles derrames. Estos decretos aseguran una adecuada coordinación entre las diversas entidades y sectores involucrados, promoviendo prácticas operativas seguras y ambientalmente responsables (Decreto 2190, 2015).

Todas estas regulaciones son vigiladas y controladas por entidades como el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). El Ministerio de Minas y Energía es responsable de la formulación de políticas y la supervisión del cumplimiento de las normativas en el sector energético, mientras que la UPME se encarga de la planificación estratégica y la proyección del desarrollo minero-energético del país, asegurando un equilibrio entre la oferta y la demanda de recursos (Ministerio de Minas y energía, 2021). Por su parte, la CREG establece y supervisa las reglas para la prestación de servicios públicos de energía y gas, regulando las tarifas y las condiciones de acceso a las redes de transporte (CREG, 2020). Estas instituciones trabajan en conjunto para establecer normas y políticas que regulan la construcción, operación y mantenimiento de los sistemas de transporte, asegurando que se cumplan los estándares técnicos y ambientales necesarios para minimizar riesgos y proteger tanto a las comunidades como al medio

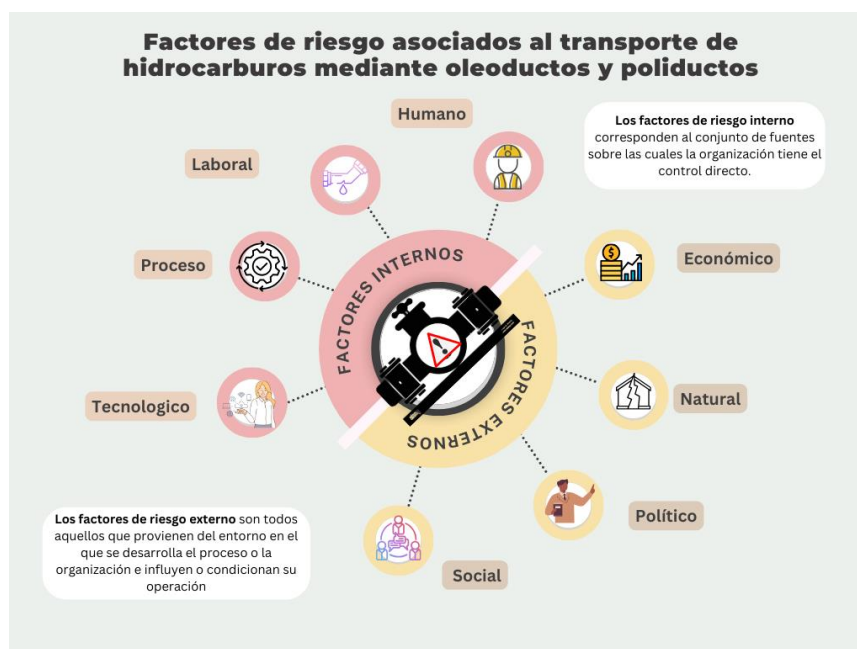
ambiente. Su colaboración asegura que el transporte de hidrocarburos se realice de manera segura, eficiente y conforme a los más altos estándares de calidad y sostenibilidad.

1.5 Peligros y riesgos asociados

El proceso de transporte de hidrocarburos por oleoductos y poliductos está expuesto a lo largo de su ciclo de trabajo a diferentes tipos de peligros y riesgos. Los cuales para efectos del presente trabajo se clasificarán teniendo en cuenta el factor de riesgo, es decir, las fuentes o condiciones internas o del entorno que originan situaciones con capacidad de producir daño en términos de lesiones, afectación a la propiedad, impactos al medio ambiente o una combinación de ellos. Con base en la revisión bibliográfica desarrollada se identificaron 8 tipos de riesgos de los cuales 4 son de origen externo y 4 de origen interno, como se puede apreciar en la siguiente figura.

Figura 10.

Factores de riesgo en el transporte de hidrocarburos por ductos.



Nota. Se detallan los factores de riesgo internos y externos asociados. Elaboración propia

Además, para identificar y analizar la influencia de cada factor de riesgo en el proceso, se realizó una tabla con base en la GTC 104 de 2009. En esta se consideran dos componentes importantes, el primero corresponde a la fuente del riesgo que abarca el tipo de peligro o aspecto y el evento que lo desencadena. En el segundo componente, se describen los posibles efectos considerando la categoría, el tipo de daño y el receptor.

1.5.1 Factores de riesgo de tipo externo

Este tipo de factores se producen por condicionantes del entorno en el que se desarrolla una empresa. En otras palabras, para el presente estudio se entenderá por factor externo a los elementos, fuentes o agentes que provengan del entorno y su interacción con el proceso de transporte, teniendo en cuenta que son escenarios que se escapan del control operativo, por lo que la empresa debe anticiparse y prepararse oportunamente. A continuación, se explican los factores económicos, naturales, sociales y políticos pertenecientes a este grupo.

1.5.1.1. Factor de riesgo económico

Consiste en variables o aspectos relacionados directamente con la actividad productiva y el mercado al que pertenece la empresa. En este caso la compañía de transporte de hidrocarburos forma parte del mercado energético, más específicamente de la industria petrolera en su segmento Midstream de logística y transporte. Así mismo, cabe mencionar que al ser un *Commodity*, es decir un producto básico con alto valor y demanda global, está estrechamente relacionado con el mercado internacional por la importación y exportación del mismo. De igual manera, las empresas de este gremio normalmente cotizan en la bolsa de valores, lo que hace que estén expuestas a las dinámicas financieras y la volatilidad de los precios. Estos elementos pueden ocasionar diferentes impactos en los resultados operativos. En la siguiente tabla se describen los factores de riesgo económicos relacionados con el proceso.

Tabla 5.*Factores de riesgo económico.*

<i>FUENTE</i>			<i>EFFECTOS POSIBLES</i>		
<i>Aspecto</i>	<i>Peligro</i>	<i>Evento</i>	<i>Categoría del daño</i>	<i>Descripción del efecto</i>	<i>Receptor</i>
<i>Mercado petrolero OPEP</i>	Crisis financiera	Alta volatilidad de precios	Financiero/Operativo	Reducción de la demanda en cuanto al servicio	Empresa
		Reducción de capacidad operativa	Financiero/Social	Pérdida de empleos, recorte de personal	Trabajadores
	Incertidumbre económica	Restricciones de financiamiento o inversión (CAPEX)	Financiero/Operativo	Cancelación de proyectos	Empresa/Comunidad
		Perdida de liquidez/ Endeudamiento	Financiero/Operativo	Cierre de compañías o restricción de crecimiento	Socios
<i>Regulación de tarifas en el sector</i>	Cambio de tarifas	Perdida del margen de ganancias	Financiero/Operativo	Incumplimientos contractuales	Empresa/Clientes
		Aumento de las tarifas	Financiero/Operativo	Inflación de costos operativos	Clientes

Nota. Elaboración propia**1.5.1.2. Factor de riesgo natural**

Este factor se basa en elementos o condiciones como fenómenos naturales (geográficos, atmosféricos y meteorológicos) que pueden incurrir en eventos catastróficos para la operación y el hombre. La presencia de estos eventos depende de las características particulares de cada región. En Colombia, por ejemplo, la red está expuesta a un variado clima, una extensa hidrografía y una compleja red montañosa susceptible a una alta intensidad sísmica, lo cual trae consigo

inundaciones, deslizamientos de tierra e incendios que pueden impactar en la infraestructura. En la tabla 6, se recopilan los peligros y riesgos de origen natural asociados al transporte de hidrocarburos mediante ductos en el país con base en el análisis bibliográfico.

Tabla 6.

Factores de riesgo natural.

FUENTE			EFFECTOS POSIBLES		
Tipo	Peligro	Evento	Categoría del daño	Descripción del efecto	Receptor
Fenómenos meteorológicos	Creciente de los ríos por aumento de lluvias	Exposición prolongada de la tubería al agua	Integridad de la infraestructura	Corrosión	Infraestructura
	Rayos	Incendios o explosiones		Contaminación	Suelo, agua y atmosfera
Fenómenos biológicos	Corrosión microbiológica por bacterias, hongos y algas	Producción de ácidos corrosivos o creación de condiciones que aceleran la corrosión.		Deterioro (fatigas, fugas o rupturas)	Infraestructura y medio ambiente (suelo, agua)
Fenómenos hidrológicos	Inundación	Deterioro de los cimientos de la tubería por erosión del suelo	Integridad de la infraestructura	Daño estructural	Tubería
		Desplazamiento de la tubería	Operativo	Interrupción del flujo	Empresa
		Arrastrar escombros o material		Rotura / Desconexión	Tubería
		Movimiento del suelo paralelos al eje de la tubería	Integridad de la infraestructura	Obstrucción o aplastamiento	Tubería
		Movimiento del suelo perpendicular al eje de la tubería		Deformación longitudinal	
		Deformación transversal			

Fenómenos Geofísicos	Terremoto	Socavación	Integridad de la infraestructura	Colapso y fugas	Tubería y medio ambiente (suelo, agua, animales)
		Derrumbe / Deslizamiento de tierra	Integridad de la infraestructura / Operativo	Hundimiento de la tubería	Tubería
				Sobresfuerzos laterales, alargamiento y bifurcación en la tubería o incluso rotura	Tubería y medio ambiente (suelo, agua, animales)
		Daños estructurales	Operativo	Fisuras en el edificio	Infraestructura
Humano	Heridos o lesionados		Trabajadores o la comunidad		

Nota. Elaboración propia

1.5.1.3. Factor de riesgo político

Este factor está asociado con los cambios de gobierno, la legislación y las políticas públicas. En ese sentido, se aborda el tema de los impuestos, aranceles y nuevos requisitos legales con respecto a la operación en materia ambiental, económica y social. Esto conlleva a que las compañías reajusten el proceso para alcanzar los objetivos y cumplir con la normatividad aplicable, esto puede ocasionar traumatismos económicos, sociales y estratégicos como se denota en la siguiente tabla.

Tabla 7.

Factores de riesgo político.

FUENTE			EFFECTOS POSIBLES		
Tipo	Peligro	Evento	Categoría del daño	Descripción del efecto	Receptor
Gobierno	Cambios disruptivos en el gobierno	Conflictos civiles, protestas	Operativo/ financiero		Empresa y trabajadores

		Agitación política		Inseguridad e inestabilidad en las operaciones	
		Disturbios			
	Inestabilidad política	Expropiación	Estratégico y operativo	Perdida de activos	
		Corrupción	Estratégico	Daño de imagen o reputación	
		Sanciones	Financiero	Limitar la operación y pérdidas económicas	
Cambio en las regulaciones	Nuevos requisitos para operar	Estratégico y operativo	Incumplimiento de requisitos Aumento de costos		
Políticas de gobierno centrada exclusivamente en energéticos diferentes a hidrocarburos (renovables no convencionales)	Aumento de la demanda de energías bajas en carbono y cero emisiones.	Financiero/ Operativo	Disminución en la demanda de transporte	Empresa	
Tensión geopolítica	Discrepancia de ideas	Conflicto armado	Integridad/ Operativo/ Financiero	Atentados	Trabajadores, recursos naturales y la empresa
	Desigualdad económica				
	Corrupción				
	Falta de inclusión política				

Nota. Elaboración propia

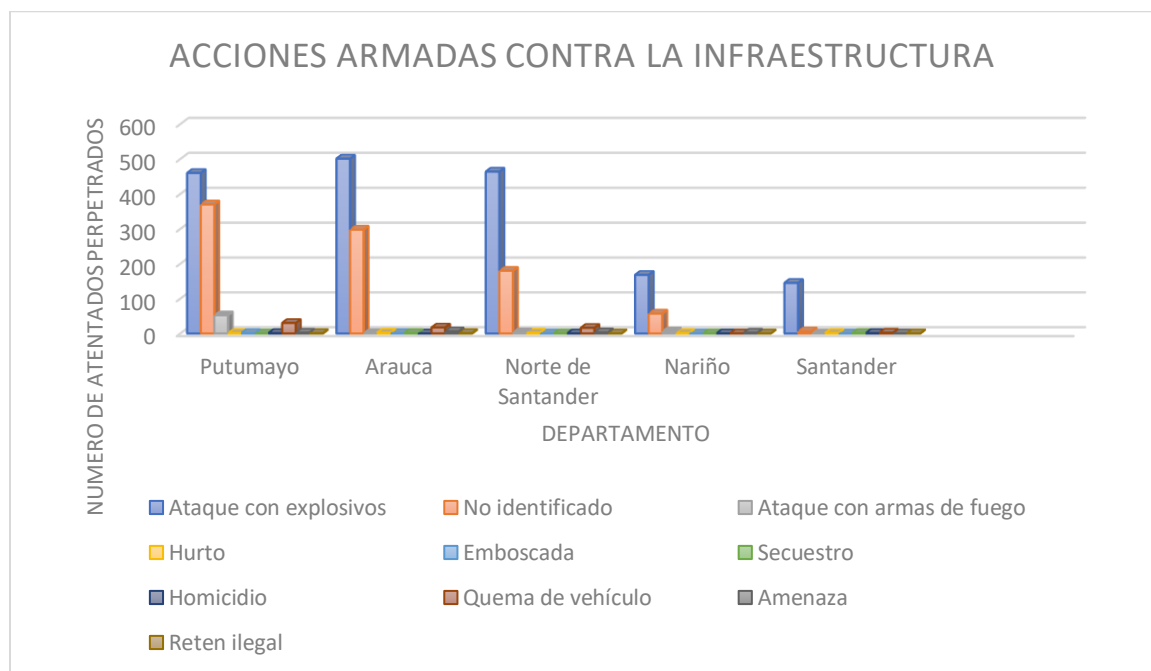
1.5.1.4. Factor de riesgo social

Se refiere a condiciones, eventos o elementos que se originan por acción de la comunidad perteneciente al área de influencia de la operación y que pueden afectar negativamente el desarrollo del proceso y de la compañía. De hecho, para la industria petrolera en lo que respecta al transporte de hidrocarburos, este tipo de factor es considerado uno de los principales desencadenantes de

incidentes con potencial de daño. Por ejemplo, como resultado de las tensiones sociales y el conflicto armado en el país, entre 1986 y 2015 se registraron un total 3.567 acciones armadas en contra de la infraestructura petrolera por parte de actores armados ilegales como las FARC (Fuerzas armadas revolucionarias de Colombia) con un total de 1.195 acciones (33%), seguido por el ELN con 990 (28%). Estos eventos se concentraron especialmente en cinco departamentos: 871 en Putumayo; 826 en Arauca; 663 en Norte de Santander; 226 en Nariño, y 154 en Santander (FIP, 2020, p.34). Así mismo en la figura 11 se puede identificar que las principales acciones armadas se dan por ataques con explosivos.

Figura 11.

Acciones armadas contra la infraestructura petrolera en los departamentos más afectados 1986-2015.

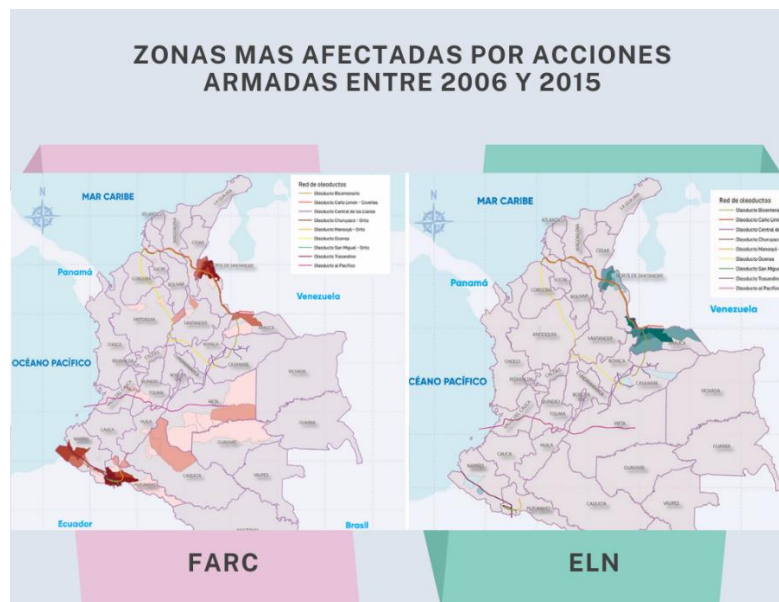


Nota. Este gráfico presenta los diferentes eventos que se han presentado en Colombia por parte de grupos armados como el ELN y las FARC. Elaboración propia.

En efecto, como resultado de estos incidentes se ocasionaron principalmente derrames (14%), suspensiones de bombeo (11%), voladuras (7%), incendios (4%) y afectaciones al ducto en términos de abolladuras, roturas y perforaciones (6%). En la figura 12 se resaltan las zonas de riesgos a nivel nacional en donde las acciones armadas son más frecuentes y se deben establecer mecanismos para lograr proteger los 5 oleoductos que recorren estos departamentos y han sido objeto principal de acciones armadas. Entre los cuales están el Oleoducto Colombia, Masoyá-Orito, San miguel-Orito, Trasandino y Caño Limón Coveñas (FIP, 2020, pp. 34-50).

Figura 12.

Zonas de riesgo por parte de grupos armados ilegales.



Nota. Este gráfico identifica las zonas y la infraestructura más afectada a causa del conflicto armado por el ELN (Caño Limón-Coveñas) y Las FARC (Orito). Tomado de (FIP, 2020, pp. 46-47).

En síntesis, la Tabla 8 presenta un análisis detallado de los peligros y riesgos asociados al factor social, abarcando tanto las causas como sus efectos, fundamentado en una exhaustiva

revisión bibliográfica. Esta tabla no solo identifica y clasifica los diversos riesgos potenciales, sino que también ofrece una evaluación completa de las posibles consecuencias de cada uno, proporcionando una visión integral de las amenazas sociales que podrían impactar al proceso.

Tabla 8.

Factores de riesgo social.

<i>FUENTE</i>			<i>EFECTOS POSIBLES</i>		
<i>Tipo</i>	<i>Peligro</i>	<i>Evento</i>	<i>Categoría del daño</i>	<i>Descripción del efecto</i>	<i>Receptor</i>
<i>Grupos ilegales</i>	Conflicto armado	Voladura de un ducto con explosivos	Ambiental	Derrame de petróleo o sus derivados	Suelo, agua, ecosistema
			Logístico	Suspensión del bombeo	Empresa
			Humano	Afectaciones como quemaduras, desmembramiento, enfermedades y hasta la muerte	Personas del área y trabajadores
			Infraestructura y bienes	Rompimiento de tubería de oleoductos y poliductos	Ducto
		Deformaciones plásticas de diferente grado de severidad			
		Ataque con armas de fuego	Humano	Heridos o muertos	Trabajadores
		Ataque con explosivos, minas o emboscadas			
		Reten ilegal	Humano y operativo	Hurtos, secuestros, afectaciones a la vida	Trabajadores, empresa
		Quema de vehículos	Operativo	Afectación a los activos	Empresa

Relaciones con comunidades locales	Oposición de las comunidades, protestas	Parada o restricción en las actividades	Logístico	No se permite el desarrollo de las actividades normales como el ingreso de empleados, insumos etc..	Compañía de transporte
	Decremento de la situación social	pobreza, desigualdad, conflicto, violencia		Aumento de hurtos, secuestros, afectaciones a la vida	Trabajadores, empresa
Comunidad del área de influencia	Implementación de válvulas rudimentarias para sustraer el fluido ilegalmente (robo)	Explosiones	Ambiental	Contaminación al suelo, agua. Muerte de especies, enfermedades	Ecosistema
			Salud	Lesiones, quemaduras o muerte de las personas cercanas al área de explosión	Comunidad, trabajadores
			Infraestructura y bienes	Daño que genera un agujero en el ducto de transporte de hidrocarburos	Oleoducto
			Logístico	Perdida de fluido, infraestructura, interrupción de la operación.	Compañía
	Ruptura de las relaciones sociales	Desempleo e insatisfacción	Financiero	Pago de extorsiones para poder continuar la operación	Compañía
	Difíciles dinámicas sociales	Perdida de seguridad	Humano	Problemáticas entorno al bienestar psicológico por miedo o ansiedad	Trabajadores y la empresa

Nota. Elaboración propia.

1.5.2 Factores de riesgo de tipo interno

Hace referencia a cualquier condición, situación o elemento que surja dentro de la propia organización o el proceso y que podría afectar negativamente la capacidad para alcanzar los objetivos o metas propuestas. Para el caso del transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos se tendrán en cuenta los factores referentes a errores humanos, fallas tecnológicas, seguridad ocupacional y elementos físicos o químicos propios de la operación que podrían causar interrupción en las actividades. Así mismo, se identificaron los factores pertenecientes al diseño de la infraestructura, la naturaleza del fluido y el bombeo.

1.5.2.1. Factores de riesgo humano

Hace referencia a la implicación directa de las decisiones, acciones o comportamientos propios del ser humano que ocasionan o contribuyen a la generación de incidentes que puedan afectar la operación. En la siguiente tabla se condensan algunos peligros y riesgos netamente de esta naturaleza, así como sus posibles afectaciones.

Tabla 9.

Factores de riesgo humano.

<i>FUENTE</i>			<i>EFECTOS POSIBLES</i>		
<i>Tipo</i>	<i>Peligro</i>	<i>Evento</i>	<i>Categoría del daño</i>	<i>Descripción del efecto</i>	<i>Receptor</i>
<i>Capacitación</i>	Mala planeación en la programación	Recepción y despacho inadecuado	Financieras y logísticas	Desviaciones operacionales	Empresa
	Desconocimiento de requisitos	Incumplimiento de requisitos		Sanciones	
	Errores de procedimiento	No seguir los procedimientos operativos	Inadecuado mantenimiento	Logístico	Daños en los equipos

	Error de calculo	Sobrepresión al sistema		Afectar la integridad	Ducto
		Sobrellenados	Logístico y financiero	Perdida de fluido/fallo operativo	Empresa /infraestructura
	Error de juicio	Tomar decisiones incorrectas			
			Financiero	Pérdidas económicas	Empresa
<i>Experiencia</i>	Escasa experiencia	Comportamientos inseguros	Logística	Perdida de fluido/fallo operativo	Empresa
			Humano	Accidentes o incidentes laborales	Trabajadores o la comunidad
			Financiero	Pérdidas económicas	Empresa
<i>Comunicación</i>	Falta de atención	Desarrollo inadecuado de la operación	Logístico y financiero	Perdida de fluido/fallo operativo	Empresa /infraestructura

Nota. Elaboración propia

1.5.2.2. Factores de riesgo tecnológico

Consiste en aquellos elementos o eventos relacionados con el uso y acceso a la tecnología que puedan ocasionar daños o pérdidas durante la operación. Cabe destacar que en la actualidad gracias a la implementación de herramientas tecnológicas en el proceso de transporte de hidrocarburos se ha logrado monitorear y controlar de manera eficiente la operación, así mismo se han gestionado de manera oportuna las amenazas como por ejemplo la detección de deformaciones o daños en la tubería a través de métodos o ensayos no destructivos (ultrasónicos). También ha permitido mantener la comunicación efectiva entre los diferentes puntos facilitando la coordinación y la respuesta ante emergencias. Por otro lado, se han implementado sistemas de automatización para controlar el flujo de hidrocarburos y operar las válvulas de manera remota. Si

bien estas tecnologías han traído grandes beneficios al proceso, su implementación también introduce una serie de riesgos adicionales que deben ser gestionados. En la siguiente tabla se evidencian todos aquellos factores tecnológicos que representan un riesgo para el proceso.

Tabla 10.

Factor de riesgo tecnológico.

<i>FUENTE</i>			<i>EFFECTOS POSIBLES</i>		
<i>Tipo</i>	<i>Peligro</i>	<i>Evento</i>	<i>Categoría del daño</i>	<i>Descripción del efecto</i>	<i>Receptor</i>
<i>Seguridad</i>	Ciberataque	Acceso a Información delicada y obsolescencia tecnológica	Financiero y logístico	Pérdida de información	Empresa
	Virus informáticos				
	Privacidad	Exposición no autorizada de información personal, el uso indebido de datos personales	Información	Pérdida o filtración de datos sensibles	Empresa
<i>Software y hardware</i>	Falla de conectividad	Interrupción en la continuidad del servicio en los sistemas de transporte.	Logístico	Fugas	Instalaciones, empresa
				Sobrepresiones	
				Cavitación en las bombas	
			Financiero	Pérdida de contención del fluido	
	Financiero y logístico	Interrupción de la operación			
Compatibilidad	Dificultades para integrar o hacer funcionar sistemas, dispositivos o software de diferentes proveedores	Logístico	Disrupción de la operación	Empresa	
Tecnología Obsoleta	Pérdida de valor de la tecnología debido a la rápida evolución de las innovaciones	Financiera	Actualizaciones costosas o reemplazos completos de sistemas	Empresa	

Nota. Elaboración propia

1.5.2.3. Factor de riesgo laboral

Son los objetos, instrumentos, máquinas, instalaciones, condiciones, elementos o situaciones directamente relacionadas con la ejecución del trabajo o el ambiente laboral que encierran una capacidad potencial de producir lesiones o daños en el ser humano y cuya probabilidad de ocurrencia depende de la eliminación o control de la fuente de riesgo.

Teniendo en cuenta la guía para la identificación de los peligros y la valoración de los riesgos en seguridad y salud ocupacional (GTC 45). En la tabla 11 se identificaron los factores de riesgo a nivel laboral involucrados en el proceso de transporte de hidrocarburos mediante ductos.

Tabla 11.

Factores de riesgo laboral.

FUENTE			EFECTOS POSIBLES		
<i>Tipo</i>	<i>Peligro</i>	<i>Evento</i>	<i>Categoría del daño</i>	<i>Descripción del efecto</i>	<i>Receptor</i>
<i>Físico</i>	Ruido	Exposición prolongada al ruido por la maquinaria o unidades de bombeo	Humano/ Operativo	Enfermedad auditiva (Tinnitus)	Trabajadores/ Empresa
				Dolores de cabeza	
Iluminación	Deficiencia de luz	Fatiga			
<i>Químico</i>	Polvos	Inhalación		Enfermedades pulmonares	
	Líquidos	Exposición a productos químicos peligrosos		Irritación en la piel, los ojos o las vías respiratorias	
	Gases y Vapores	Inhalación de vapores tóxicos		intoxicaciones agudas o crónicas.	
	Material particulado	Exposición		Irritación en las vías respiratorias, tos o dificultad para respirar	
<i>Psicosocial</i>	Condiciones de la tarea	Demasiada carga mental		Cansancio, pérdida de atención	
	Jornada de trabajo	Jornada laboral extensa		Pueden aumentar las muertes por enfermedades cardíacas y accidentes cerebrovasculares,	
<i>Biomecánico</i>	Posturas	Postura prolongada sin descanso o pausa		Lumbalgias, cervicalgias	

	Movimientos repetitivos	Durante el trabajo no se hacen pausas activas		Tendinitis, Síndrome del túnel del carpo (STC)	
<i>Condiciones de seguridad</i>	Mecánico	Atrapamiento, manejo inadecuado de maquinaria		Heridas, golpes	
	Locativas	Superficies irregulares		Caídas	
	Accidente de tránsito	Choque, atropellamiento		Heridas, golpes o muerte	
	Robos	Ataque de delincuentes durante la operación		Heridas, golpes o muerte	
		Perdida de objetos valioso		Afectaciones económicas	
	Atentados	Explosiones		Heridas, golpes o muerte	
				Afectaciones económicas	
Trabajo en alturas	Caídas durante el mantenimiento de las instalaciones		Contusiones, rozaduras, torceduras, luxaciones		

Nota. Elaboración propia

1.5.2.4. Otros factores de riesgo del proceso

En esta sección, se contemplan y analizan en detalle las características, situaciones y acciones relacionadas con el proceso, en cuanto al diseño y la estructura de las tuberías, los sistemas de bombeo y la naturaleza del hidrocarburo transportado. También se incluyen los parámetros de calidad, así como otros elementos relevantes que puedan involucrar un riesgo potencial para el proceso.

Esta información se presenta de manera específica y detallada en la siguiente tabla, que ofrece un desglose exhaustivo de cada factor y su posible impacto, abarcando aspectos como el desgaste de la tubería, los defectos del material, la resistencia a la presión, la vida útil estimada, la capacidad y la cavitación en los sistemas de bombeo.

Tabla 12.

Otros factores de riesgo en cuanto al proceso.

FUENTE			EFECTOS POSIBLES		
Tipo	Peligro	Evento	Categoría del daño	Descripción del efecto	Receptor
Naturaleza del fluido	Inflamable	Explosión, fuga o incendio	Ambiental	Contaminación	Medio Ambiente
			Logístico	Rotura de la línea	Instalaciones
			Humano	Lesiones, amputaciones o incluso muerte	Trabajadores o las personas del área
	Toxico	Fuga	Ambiental	Contaminación	Animales y a la atmósfera
			Humano	Irritación, neurotoxicidad, problemas respiratorios y daño hepático.	Trabajadores o las personas del área
	Corrosivo	Corrosión uniforme	Integridad	Reducción de la resistencia de la tubería	Tubería
Contenido de agua y sedimentos	Genera erosión en la tubería	Ruptura			
Parámetros de calidad	Contenido de sal	Corrosión	Integridad y finanzas	Fugas y rupturas	Tubería y equipos
	Contenido de azufre			Costos por mantenimiento	
	Temperatura	Las fluctuaciones extremas de temperatura		Tensiones térmicas en los materiales de los ductos	
Diseño y uso del ducto	Factor de seguridad	No se tiene en cuenta el margen de seguridad	Integridad	Rupturas	Tubería y medio ambiente
	Enfriamiento rápido			Fuga	

	Stress corrosión cracking	Grieta longitudinal /Circunferencial		Reducción en la resistencia
	Fatiga			Ruptura
	Defecto de fabrica	Incrustaciones		Reducción en la resistencia
		Marcas de rolado		Ruptura
		Traslapes		Reducción en la resistencia
	Enfriamiento rápido	Endurecimientos localizados	Operación	Agrietamiento durante el servicio
	Segregación			
	Mala aplicación del cordón de soldadura	Socavados	Integridad	Reducción de la resistencia
		Fusión incompleta		
		Falta de penetración		
		Falta de fusión		
	Defectos de recubrimiento	Perdida de espesor por corrosión		Fugas
	Inadecuada protección catódica			Reducción de la resistencia
	Fuerzas externas	Abolladura		Reducción de la resistencia
		Pliegues		Agrietamiento
		Deformaciones		Corrosión localizada
	Fabricación	Inclusiones		Reducción de la resistencia
		Desalineamientos		
	Falta de mantenimiento	Incendio, explosión		Agrietamiento, fuga, colapso
	Parafinas	Generación o presencia de parafinas en el ducto	Integridad	Corrosión por atrapamiento de agua, obstrucción de flujo, bloqueo de equipos
	Edad	Perdida de integridad estructural		Deformaciones, desgaste y fatiga

	Falta de mantenimiento	Rotura por fatiga	Ambiental	Derrame de hidrocarburo	Suelo
		Sobre presionarse	Operativo	Parada de la operación	Empresa
Bombeo	Cavitación en bombas	Formación burbujas de vapor en el líquido bombeado debido a la caída de presión en la entrada de la bomba	Operativo	Daño en las palas o álaves, reducción en el rendimiento y aumento de la corrosión	Bomba
	Secuencia de bombeo	Los tamaños de lote más pequeños hacen que las pérdidas por interfaz sean más significativas	Operativo/ Financiero		

Nota. Elaboración propia.

2. Gestión del riesgo

2.1 Definición del riesgo

El riesgo es un concepto complejo que puede definirse de diferentes maneras según la disciplina, el contexto o estudio que se requiera. Por lo tanto, para el desarrollo de este trabajo se tendrán en cuenta las definiciones consolidadas en la tabla 13, las cuales forman parte de modelos estandarizados utilizados en la industria.

Tabla 13.

Concepto de riesgo.

FUENTE O AUTOR	DEFINICIÓN
<i>AS/NZS 4360:1999. Estándar Australiano para la Administración de Riesgos</i>	La posibilidad de que suceda algo que tendrá un impacto sobre los objetivos. Se lo mide en términos de consecuencias y probabilidades.
<i>Norsok Standard Z-013: 2010. Estándar Noruego</i>	La combinación de la probabilidad de que ocurra un daño y la gravedad de dicho daño.
<i>API 580:2016. American Petroleum Institute</i>	El riesgo es el producto entre la probabilidad y la consecuencia respecto de un evento.
<i>PMBOK Guide, 6.ª:2017. Project Management Institute, PMI</i>	El evento o condición incierta que, si se produce, tiene un efecto positivo o negativo en uno o más de los objetivos de un proyecto
<i>NTC-ISO 31000: 2018. International Organization for Standardization</i>	El efecto de la incertidumbre sobre los objetivos, aclarando que un efecto puede ser positivo, negativo o ambos, y puede abordar, crear o resultar en oportunidades y amenazas. De igual manera hace énfasis en que el riesgo se expresa en términos de fuentes de riesgo, eventos potenciales, consecuencias y sus probabilidades.

Nota. Comparación de diferentes definiciones del término riesgo en cuanto a estándares nacionales e internacionales. Elaboración propia.

Con base en las fuentes anteriores se determina que, el riesgo es la probabilidad, o incertidumbre de que una fuente, situación o acto con potencial de daño existente en una actividad determinada durante un periodo de tiempo pueda ocasionar un incidente con afectaciones humanas, daños físicos o una combinación de estos. También se puede entender cómo, el potencial de pérdidas asociado a una operación productiva, en otras palabras, puede ser comprendido como las pérdidas que podrían ocurrir cuando las condiciones establecidas como estándares para asegurar el funcionamiento de un proceso o del sistema productivo cambian de manera imprevista (Martínez, 2011, p.10).

2.1.1 Tipos de riesgos

En este nuevo panorama mundial, tan cambiante, dinámico y complejo las organizaciones deben tener en cuenta tanto el contexto interno como externo donde desarrollan sus operaciones, ya que existen diferentes tipos de riesgos que pueden presentarse antes, durante y después de la ejecución de los diversos proyectos u actividades de la compañía. Estas amenazas deben ser claramente identificadas, con el fin de evitar que comprometan la continuidad de los procesos, la salud de los trabajadores, la integridad de la infraestructura y el cuidado del medio ambiente y sus recursos.

Para el desarrollo del presente trabajo de investigación, se considerará una clasificación de 10 grupos de riesgos que se han identificado en el sector petrolero, con un enfoque particular en las operaciones de transferencia de hidrocarburos a través de oleoductos y poliductos en Colombia. En la siguiente figura se definen estos grupos de riesgo, que incluyen: riesgo de reputación, estratégico, operativo, financiero, laboral, legal, tecnológico, ambiental, social y físico. Cada uno de estos grupos abarca diferentes aspectos críticos que pueden influir en la eficiencia y seguridad de las operaciones.

Figura 13.*Tipos de riesgos.**Nota.* Elaboración propia

2.2 Diseño de la gestión del riesgo

La gestión del riesgo consiste en un proceso estructurado, consistente y continuo dirigido por la alta dirección, el cual integra a las partes interesadas de todos los niveles de la empresa para abordar metódicamente los riesgos asociados a sus actividades con el objetivo de lograr beneficios prolongados en cada operación y proceso. El objetivo de una buena gestión de riesgos es la identificación, evaluación y tratamiento de estas amenazas, que se relacionan como el valor esperado, la probabilidad de un evento indeseable, la incertidumbre y las pérdidas potenciales

(Institute of Risk management, 2002). Además, este proceso va más allá de simplemente anticipar problemas, busca comprender, medir y abordar los riesgos de manera proactiva.

De acuerdo con el análisis bibliográfico sobre la gestión del riesgo, se han propuesto a través de los años una serie de pasos referentes a nivel general para la mitigación exitosa de los riesgos en una organización o proceso. A continuación, en la figura 14 se describe cada uno de estos.

Figura 14.

Pasos para la gestión del riesgo.



Nota. Esta figura describe los pasos o etapas para la gestión del riesgo. Elaboración propia.

Es importante resaltar que en este trabajo se considerarán las metodologías más apropiadas para la gestión de riesgos, así como las herramientas técnicas cualitativas y cuantitativas disponibles actualmente.

2.3 Metodologías para la gestión del riesgo

A partir de la investigación bibliográfica realizada, se toman como referencia principalmente tres metodologías desarrolladas por organizaciones internacionales como ISO (Organización Internacional de Normalización) e IRM (Institute of Risk Management). Las cuales destacan por sus altos estándares para promover la calidad, la eficiencia y la innovación en procesos, productos y servicios. Además, estos modelos han sido claves para identificar y prevenir eventos con potencial de daño, es decir, permiten tomar acciones destinadas a eludir y reducir la exposición, en lugar de reaccionar después de que un evento ya se haya consumado, logrando así, ahorrar los costos que implican recuperar o remediar el medio ambiente.

También cabe destacar que la normativa colombiana no hace hincapié en ninguna metodología ni establece criterios de aceptabilidad del riesgo. Razón por la cual se pueden provocar deficiencias en los sistemas de seguridad de los oleoductos, incluso si se tiene en cuenta que las empresas en Colombia han tenido que lidiar con las expansiones urbanas inesperadas cerca a los ductos, el envejecimiento de la infraestructura y los atentados causados por terceros.

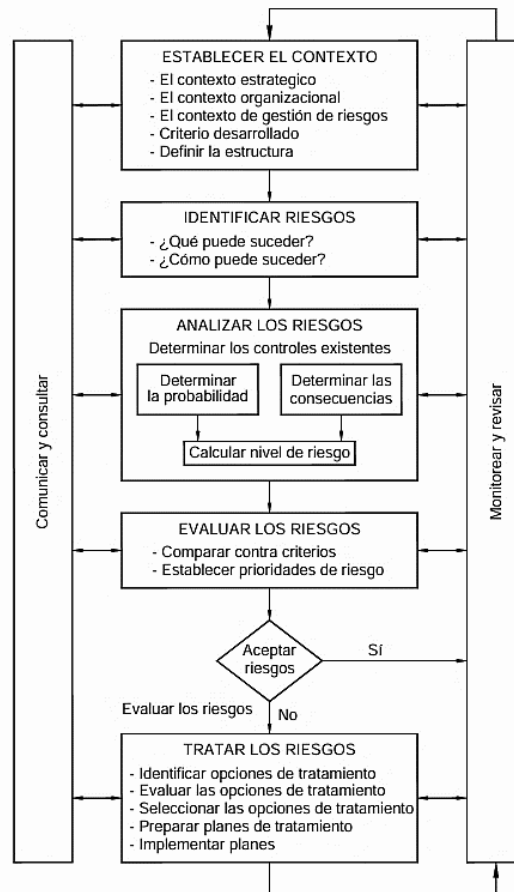
A continuación, se describen las metodologías, teniendo en cuenta sus etapas para la gestión del riesgo.

2.3.1. Norma Técnica Colombiana 5254

Es una norma técnica presentada en el año 2004 por Icontec, la cual establece una metodológica con base en el estándar australiano AS/NZ 4360 para definir el contexto, la identificación, el análisis, la evaluación, el tratamiento, el seguimiento y la comunicación en relación con a la gestión riesgo en una empresa o proceso. A continuación, se ilustra el modelo normativo.

Figura 15.

Proceso general de la gestión del riesgo en relación con la NTC 5254



Nota. Describe la interacción entre las siete etapas que contempla el estándar. Tomado de la Norma Técnica 5254 (Icontec, 2004, p. 16)

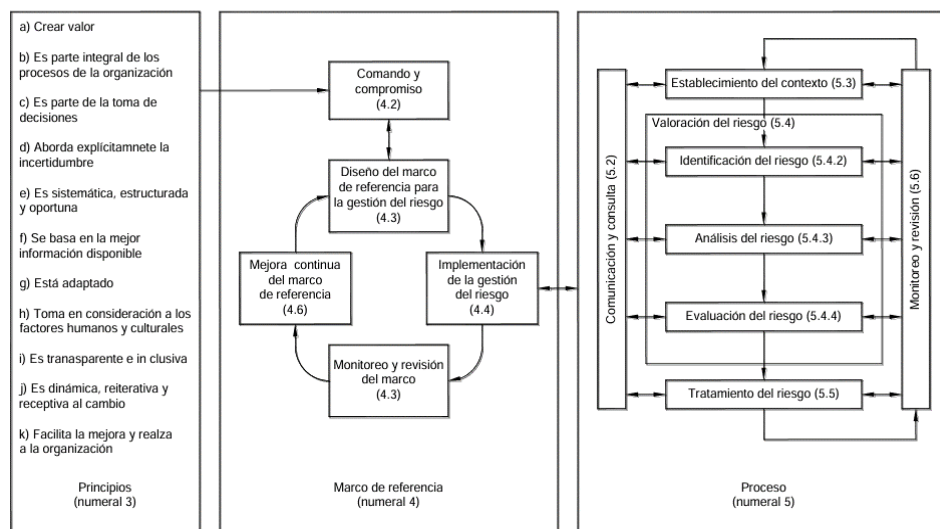
2.3.2. Norma Técnica Colombiana ISO 31000

La norma ISO 31000 es un estándar internacional que proporciona directrices y principios para la gestión del riesgo en las organizaciones. Publicada en noviembre de 2009 por la Organización Internacional de Normalización (ISO) en colaboración con la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), esta norma está diseñada para ayudar a organizaciones de cualquier tipo y tamaño a gestionar los riesgos de manera efectiva. La versión más reciente de esta

norma fue revisada en 2018. Básicamente, el enfoque de la ISO 31000 implica un proceso sistemático de gestión de riesgos que abarca la aplicación de políticas, procedimientos y prácticas en diversas actividades, incluyendo la comunicación y consulta, el establecimiento del contexto, la evaluación, el tratamiento, el seguimiento, la revisión, así como el registro y reporte de riesgos. Además, en el marco de esta metodología, se destacan los principios fundamentales que la norma promueve, tales como la integración de la gestión de riesgos en todos los aspectos de la organización, el enfoque estructurado y exhaustivo, y la mejora continua (ISO, 2018, pp. 16-18). Esta norma también enfatiza la importancia de un liderazgo comprometido, la personalización del enfoque de gestión de riesgos según el contexto específico de la organización y la toma de decisiones basada en la mejor información disponible. Estos elementos son clave para asegurar que la gestión de riesgos sea efectiva y contribuya a la creación de valor y la resiliencia organizacional.

Figura 16

Proceso para la gestión del riesgo NTC ISO 31000



Nota. Tomada de la Norma Técnica ISO 31000 (ISO, 2018, p.16)

2.3.3. *IRM's Risk Management Standard / Estándar de gestión de riesgos*

Este estándar fue creado con la colaboración de las principales organizaciones del Reino Unido dedicadas a la gestión de riesgos, entre ellas el Instituto de Gestión de Riesgos (IRM). La norma describe un enfoque práctico y sistemático para que los gerentes puedan gestionar los riesgos en los ámbitos comerciales y profesionales. Además, promueve la integración de la gestión de riesgos en todas las áreas de la organización, asegurando una alineación con los objetivos estratégicos y operacionales. La metodología también incluye la evaluación continua y la adaptación de las prácticas de gestión de riesgos a medida que evolucionan las circunstancias y los entornos de negocio, fomentando una cultura de prevención y resiliencia dentro de la organización. En la figura 17 se muestra el proceso propuesto para administrar los riesgos de manera eficiente.

Figura 17.

Proceso para la gestión del riesgo IRM



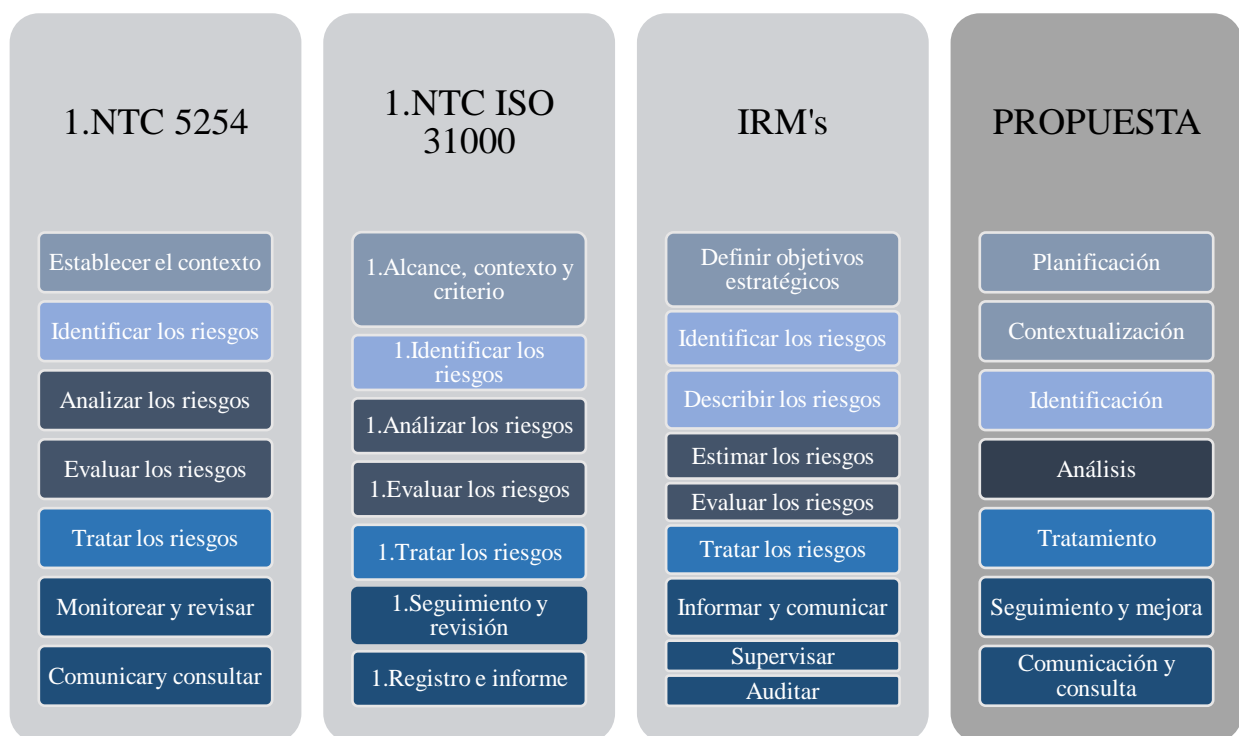
Nota. Tomado de Estándares de Gerencia de Riesgos (Institute of Risk Management et al., 2003, p. 5).

2.3.4. Análisis comparativo de las metodologías

Teniendo en cuenta las metodologías previamente identificadas se realiza en primera instancia un análisis comparativo entorno a las etapas que contempla cada una como se muestra en la siguiente figura.

Figura 18.

Comparativo de las metodologías para la gestión del riesgo.



Nota. Elaboración propia

Se puede evidenciar con la gama de colores que todas las metodologías tienen en común las etapas de identificación, análisis, evaluación, tratamiento y seguimiento de los riesgos. No obstante, algunas metodologías definen etapas adicionales, como es el caso del estándar IRM y la NTC 5254, las cuales proporcionan un marco más amplio y flexible para las diferentes organizaciones que quieren gestionar los riesgos. En este mismo sentido, la figura 18 define

entonces las etapas que conformaran la metodología propuesta para este trabajo, teniendo en cuenta que aparte de las cinco etapas fundamentales para la gestión del riesgo, se agrega una etapa de planificación para definir las directrices, criterios y demás lineamientos en los cuales se fundamenta y se orienta la gestión del riesgo. También debido a la naturaleza del presente estudio y su enfoque al proceso de transporte es vital que la organización realice una etapa preliminar de contextualización. Esta etapa comprende un análisis del entorno, sus partes interesadas (stakeholders) y la identificación de los requisitos legales aplicables. Todo esto con el fin de obtener un panorama completo y adaptar la gestión de riesgos a las condiciones específicas del transporte de hidrocarburos, minimizando así los posibles impactos negativos.

Por otro lado, en la Tabla 14 se comparan las ventajas y desventajas de cada metodología con el objetivo de identificar sus fortalezas y debilidades en la integración del modelo final. Desde el punto de vista técnico, es crucial determinar cuál de ellas propone dentro de cada etapa el procedimiento o método más adecuado para implementar al proceso de transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos.

Tabla 14.

Análisis de ventajas y desventajas de las metodologías para la gestión del riesgo

METODOLOGÍA	VENTAJAS	DESVENTAJAS
NTC 5254	<ul style="list-style-type: none"> -Proporciona una estructura clara y sistemática para identificar, evaluar y gestionar los riesgos en una organización. -Tiene un enfoque preventivo, identificando posibles problemas antes de que ocurran y tomando medidas para mitigarlos. -Mejora la toma de decisiones -Permite a las organizaciones asignar recursos de manera más eficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> -Puede requerir una inversión significativa de tiempo y recursos financieros. -Para algunas organizaciones, especialmente las más pequeñas o menos estructuradas puede ser complicado por el enfoque.

	<ul style="list-style-type: none"> -Ayuda a las organizaciones a cumplir con los requisitos legales. -Ha sido aplicada para la gestión de riesgos ambientales en oleoductos (Bayona, 2017). 	
<i>NTC ISO 31000</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Adopta un enfoque integral para la gestión del riesgo. -Es aplicable a cualquier tipo de organización, independientemente de su tamaño, sector o ubicación geográfica. -Ayuda a las organizaciones a tomar decisiones más informadas y estratégicas. -Promueve una cultura de conciencia y responsabilidad. -Se puede integrar fácilmente con otros sistemas de gestión existentes, como ISO 9001 (Gestión de la calidad), ISO 14001 (Gestión ambiental) e ISO 45001 (Gestión de seguridad y salud en el trabajo). -Ha sido aplicada en el análisis de riesgos específicamente para estaciones de bombeo (Morantes, 2019). 	<ul style="list-style-type: none"> -Puede resultar compleja y requerir una inversión significativa de tiempo y recursos. -Se requiere capacitación adecuada y experiencia en gestión del riesgo. -Algunas organizaciones pueden encontrar que la norma es demasiado general y carece de prescripciones específicas. -Existe el riesgo de que la implementación de la norma conduzca a una burocracia excesiva
<i>IRM's</i>	<ul style="list-style-type: none"> -Es reconocido a nivel internacional en el campo de la gestión del riesgo. -Proporciona una guía completa para las organizaciones. -Aunque proporciona una estructura sólida, el estándar es lo suficientemente flexible como para adaptarse a diferentes tipos de organizaciones, sectores industriales y contextos. -Se centra en la aplicación práctica de la gestión de riesgos en lugar de simplemente en la teoría. 	<ul style="list-style-type: none"> -Puede implicar costos significativos, incluidos los costos de capacitación, consultoría y herramientas de software especializadas. -Algunas organizaciones pueden encontrar el estándar demasiado detallado o complejo, especialmente si carecen de experiencia en gestión de riesgos. -Aunque es flexible, el estándar puede requerir adaptaciones significativas.

	-Se puede integrar fácilmente con otros estándares de gestión, como ISO 31000 o COSO.	
--	---	--

Nota. Elaboración propia

Para gestionar los riesgos asociados al proceso de transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos, es crucial seleccionar la metodología adecuada. Sin embargo, cada metodología ofrece enfoques distintos pero complementarios para la gestión de riesgos. Por su parte la NTC ISO 31000 proporciona un marco general reconocido internacionalmente, por promover la identificación, evaluación y tratamiento sistemático de riesgos. Por otro lado, la NTC 5254 se centra específicamente en la gestión de riesgos en el sector energético colombiano, con directrices adaptadas a las particularidades locales. El Estándar IRM, por su parte, ofrece una perspectiva integral con énfasis en la resiliencia organizacional y la respuesta ante crisis. En consecuencia, se tendrán en cuenta elementos y medidas de los tres modelos con el fin de establecer uno más preciso y adecuado para la naturaleza del proceso a gestionar.

2.4 Técnicas o herramientas para la gestión del riesgo

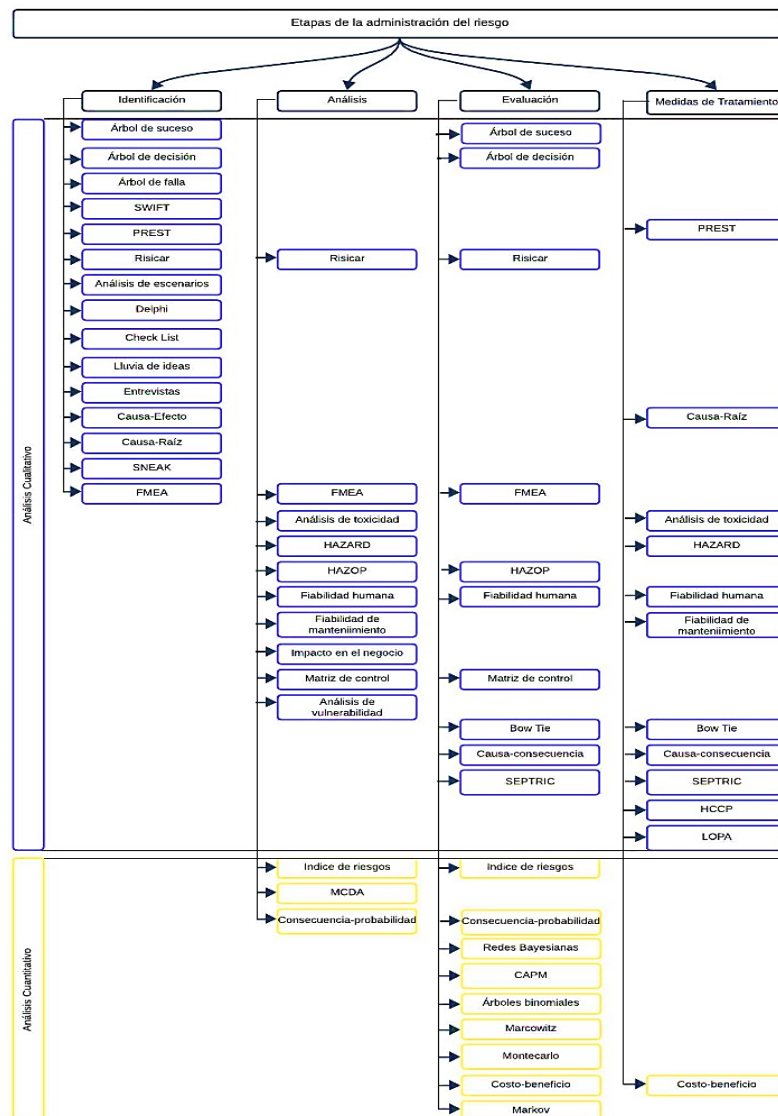
El análisis de los riesgos presentes durante las operaciones se puede llevar a cabo a través de técnicas cualitativas y cuantitativas, que garantizan una gestión del riesgo exitosa. En las cualitativas, la probabilidad y la consecuencia se evalúan utilizando una escala relativa que incluye categorías como baja, media y alta. Estos métodos son más sencillos y menos costosos en comparación con los métodos cuantitativos.

Con respecto a los métodos cuantitativos, estos emplean simulaciones numéricas o cálculos estadísticos para estimar el riesgo, lo que, aunque proporciona resultados más precisos, suele ser más complicado y costoso. No obstante, el análisis cualitativo sirve como base para llevar a cabo el análisis cuantitativo. En la figura 19 se presentan tanto los métodos cualitativos como

cuantitativos para cada etapa de la gestión del riesgo: identificación, análisis, evaluación y tratamiento. Esta representación gráfica ofrece una visión clara de cómo se pueden emplear diferentes enfoques según la fase específica del proceso de gestión del riesgo.

Figura 19.

Herramientas para la gestión del riesgo



Nota. Tomado del trabajo de investigación un estado del arte del análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos en proyectos (Tamayo e Hincapié, 2016, p. 118)

Para seleccionar el método más adecuado, es esencial considerar varios factores. Entre estos factores se encuentran el objetivo del estudio, la disponibilidad de recursos, la calidad de los datos y la complejidad del entorno. Una evaluación cuidadosa de estos elementos ayudará a determinar el enfoque más adecuado, asegurando que el proceso de gestión del riesgo sea eficaz.

Teniendo en cuenta la figura 19, se consideran aquellas herramientas previamente utilizadas para el análisis del riesgo en proyectos o procesos relacionados con el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos. En la tabla 15 se presenta entonces los resultados del análisis.

Tabla 15.

Herramientas utilizadas para la gestión del riesgo en la industria Oil & Gas

HERRAMIENTA	DESCRIPCIÓN	DONDE SE UTILIZO	REFERENCIA
Árbol de eventos (ETA)	Esta herramienta permite identificar los peligros y analizar los riesgos mediante razonamiento inductivo, con el fin de transformar diversos eventos iniciadores en posibles resultados.	Análisis cuantitativo de riesgos en tuberías de transporte de sustancias peligrosas	(López, 2017)
		Método basado en un SIG para calcular índices de riesgo ambiental local y general	(Bonvicini et al., 2013)
		Modelo de evaluación cuantitativa de riesgos de Oleoductos. estudio de caso Transandino de Colombia	(Hernández et, jal., 2021)
Árbol de fallas (Fault Tree Analysis, FTA)	Es una técnica sistemática utilizada en la ingeniería de sistemas para identificar y analizar las causas potenciales de fallos o eventos indeseados	Los autores estimaron la probabilidad de la falla de oleoductos y gasoductos	(Yuhua y Datao, 2005)
		Evaluación de riesgos en oleoductos sobre daños a terceros en la industria del Oil & Gas	(Yan Cui, 2017)

	<p>en un sistema complejo. Este método gráfico y deductivo ayuda a visualizar las diferentes combinaciones de fallos del sistema que podrían resultar en un evento crítico, conocido como "evento principal" o "evento no deseado".</p>	<p>Diseño del modelo de un sistema de gestión en seguridad de procesos que permita minimizar los riesgos en las instalaciones de los sistemas de medición estática y dinámica</p>	<p>(Carrillo, 2021)</p>
<p><i>Matriz de probabilidad</i></p>	<p>También conocida como matriz de riesgo o matriz de probabilidad e impacto, es una herramienta gráfica utilizada en la gestión de riesgos para evaluar y priorizar los riesgos en función de su probabilidad de ocurrencia y el impacto que tendrían en el proyecto, proceso u organización si llegaran a materializarse. Esta matriz ayuda a visualizar y categorizar los riesgos de manera sistemática, facilitando la toma de decisiones sobre las acciones a implementar para mitigar, transferir, aceptar o evitar dichos riesgos.</p>	<p>Gestión de riesgos ambientales para oleoductos en Colombia</p>	<p>(Bayona, 2017)</p>
<p><i>Redes bayesianas</i></p>	<p>También conocidas como redes de creencias o redes probabilísticas, son un tipo de modelo gráfico que representa un conjunto de variables y sus relaciones probabilísticas mediante un grafo acíclico dirigido (DAG, por sus siglas en inglés). Estas redes combinan teoría de grafos y teoría de probabilidades para modelar el conocimiento y la incertidumbre en sistemas complejos.</p>	<p>Evaluación de riesgos en oleoductos sobre daños a terceros en la industria del Oil & Gas</p>	<p>(Yan Cui, 2017)</p>
		<p>El artículo presentan un modelo de evaluación de riesgos cuantitativo mediante redes para analizar fallas de fuga en oleoductos y gasoductos submarinos</p>	<p>(Le. et, al. 2016)</p>

<i>Análisis causa-efecto ISHIKAWA</i>	Esta técnica fue creada por el profesor Kaoru Ishikawa en los años 60 y se utiliza ampliamente en el control de calidad y la mejora continua. Conocida también como diagrama de espina de pescado, esta es una herramienta de gestión diseñada para identificar, explorar y representar visualmente las posibles causas de un problema o efecto específico.	Metodología para la gestión de los riesgos en la industria Oil & Gas en Colombia	(Triana, Quimbayo, 2021)
<i>Simulación de Monte Carlo</i>	Es una técnica computacional utilizada para modelar la probabilidad de diferentes resultados en un proceso que es inherentemente incierto. Esta técnica se basa en la generación de grandes cantidades de variables aleatorias y en la utilización de métodos estadísticos para obtener una distribución de posibles resultados. Es especialmente útil para el análisis de riesgos y toma de decisiones en situaciones complejas y con múltiples incertidumbres.	Metodología para la gestión de los riesgos en la industria Oil & Gas en Colombia Esta investigación utiliza este enfoque para estimar la vida restante de una tubería despresurizada	(Triana, Quimbayo, 2021) (Caleyo et. Al, 2002)

Nota. Elaboración propia

2.5 Software empleado

Estas herramientas informáticas diseñadas específicamente para ayudar a las organizaciones a identificar, evaluar, controlar y monitorear los riesgos en las operaciones y actividades, ofrecen una variedad de funciones y características que facilitan la gestión eficaz de los riesgos en diversos ámbitos, desde riesgos financieros y operativos hasta riesgos de cumplimiento normativo y riesgos estratégicos. Al utilizar estos programas para la gestión del riesgo, se pueden optimizar significativamente las etapas de identificación, evaluación y monitoreo de los riesgos. Estas herramientas no solo incorporan avanzadas capacidades analíticas para una evaluación precisa de los riesgos, sino que también permiten consolidar la información de riesgos en una plataforma centralizada, facilitando así el acceso y análisis de datos críticos. Además, juegan un papel crucial en cuanto al cumplimiento de las regulaciones y estándares de la industria, proporcionando información en tiempo real con análisis detallados que respaldan la toma de decisiones estratégicas y efectivas. A continuación, se describen algunos de los softwares más utilizados.

Tabla 16.

Softwares utilizados para la gestión del riesgo.

SOFTWARE	DESCRIPCIÓN
<i>RiskWatch</i>	Proporciona herramientas para la evaluación de riesgos, cumplimiento normativo, gestión de incidentes y auditorías. Es personalizable y se adapta a diversas industrias, incluyendo salud, finanzas y manufactura. Su uso facilita la identificación y evaluación de riesgos, así como la implementación de controles y medidas de mitigación.
<i>Software de Gestión de Riesgos Empresariales (ERM)</i>	Estos sistemas están diseñados para identificar, evaluar y gestionar los riesgos en toda la organización, incluyendo aspectos financieros, operativos, de seguridad y ambiente. En especial SAP GRC

<p><i>Software de Análisis de Riesgos HSE (Health, Safety, and Environment)</i></p>	<p>Estos programas se centran en la gestión de los riesgos relacionados con la salud, la seguridad y el medio ambiente en las operaciones petroleras. En especial Inetex y Enablon</p>
<p><i>@Risk</i></p>	<p>Es una herramienta poderosa para la evaluación y gestión de riesgos que permite a las organizaciones tomar decisiones más informadas y mejorar la planificación y el rendimiento de proyectos e inversiones. Este software especializado en análisis de riesgos utiliza simulaciones de Monte Carlo para evaluar la incertidumbre en modelos financieros y de negocios. Funciona integrándose con Microsoft Excel y permite a los usuarios modelar distribuciones de probabilidad, realizar análisis de sensibilidad y escenarios, con el fin de generar informes detallados y gráficos interactivos. Al utilizar técnicas avanzadas de análisis estadístico, @Risk ayuda a las organizaciones a comprender mejor los riesgos asociados con proyectos, inversiones y operaciones comerciales, lo que les permite tomar decisiones más informadas y mitigar los impactos negativos de la incertidumbre.</p>

Nota. Elaboración propia

3. Modelo integral propuesto para la gestión eficiente de los riesgos en el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia

Esta sección está destinada a presentar los lineamientos, directrices, etapas y demás aspectos propuestos para llevar a cabo la gestión de riesgos en el proceso de transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos.

Antes de abordar el modelo, es crucial comprender la importancia de gestionar los riesgos en este proceso. Para ello, se han considerado los efectos ilustrados en la siguiente figura:

Figura 20.

Importancia de la gestión del riesgo



Nota. Fuente: Elaboración propia

3.1 Introducción

La gestión del riesgo se considera un proceso iterativo compuesto por una serie de pasos bien definidos que fortalecen significativamente la toma de decisiones al proporcionar una mayor comprensión y visibilidad de los riesgos y sus impactos potenciales.

Con base en esto, el modelo propuesto ofrece un enfoque sistémico y holístico para la gestión del riesgo específicamente en el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos a nivel nacional. Este modelo, basado en las metodologías IRM, NTC ISO 31000 y NTC 5254 previamente analizadas, puede ajustarse según el tamaño y las necesidades de la organización. También es flexible y adaptable, ya que permite a las organizaciones implementar prácticas de gestión de riesgos que se alineen con sus características particulares y objetivos estratégicos.

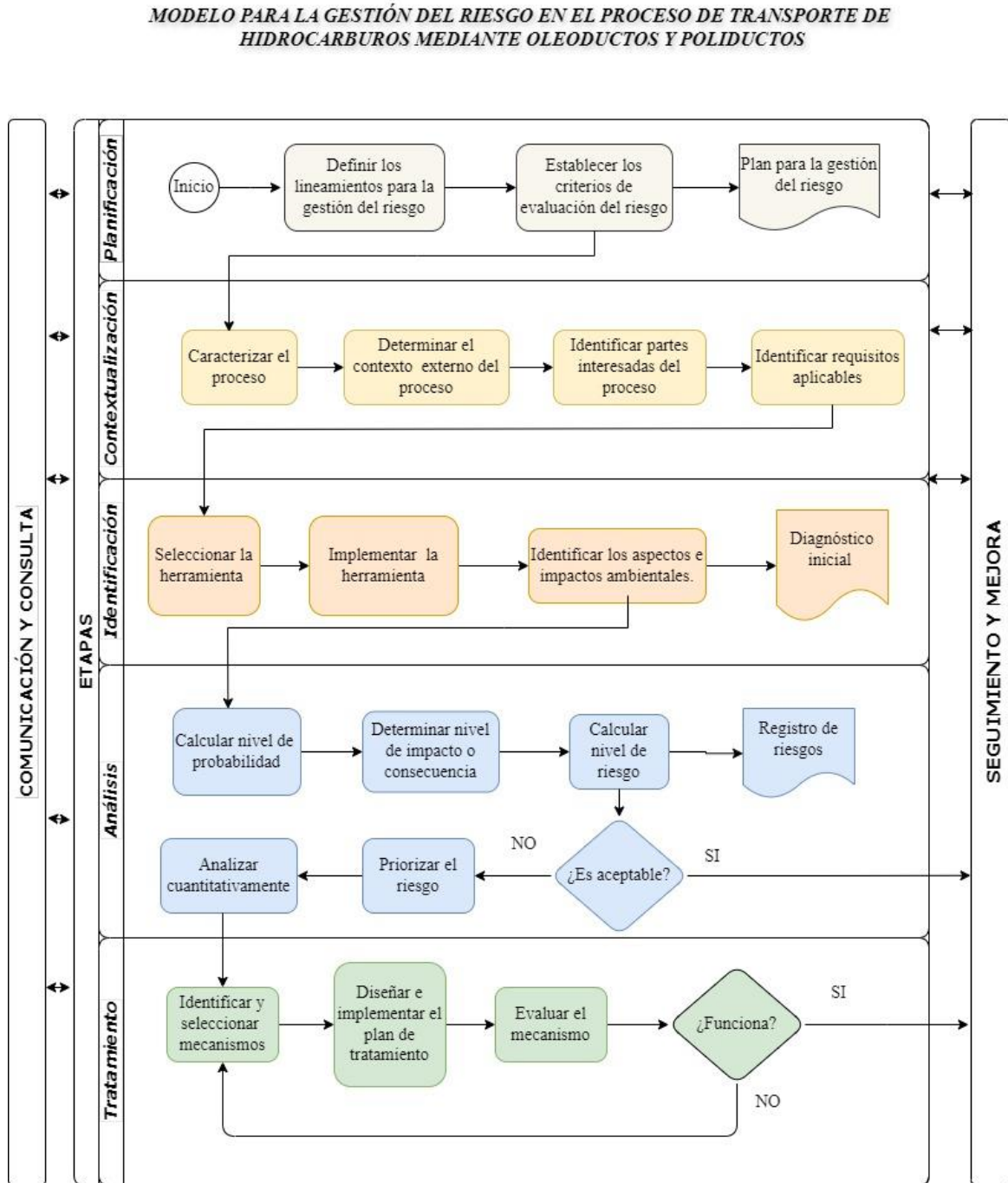
El enfoque del modelo se centra en mitigar resultados indeseados o inesperados que puedan afectar el cumplimiento de los objetivos propuestos o la continuidad operativa. También permite identificar oportunidades de mejora en el proceso (Icontec, 2004, p. 5). En otras palabras, este enfoque estructurado permite una evaluación más detallada y profunda de cada riesgo, facilitando así la implementación de medidas de mitigación adecuadas y efectivas.

Es importante resaltar que establecer una cultura basada en la administración del riesgo implica la participación activa de todas las partes interesadas, no solo de la alta dirección. Este enfoque integral no solo asegura un control efectivo de los riesgos, sino que también contribuye al desarrollo continuo, seguro y sostenible del proceso, añadiendo valor de manera consistente a la organización.

3.2 Presentación del modelo

Figura 21.

Flujograma del modelo propuesto para la gestión del riesgo



Nota. Elaboración propia

Como se ilustra en la figura anterior, el modelo propuesto sigue una estructura lógica que se despliega a través de varias etapas clave. Comienza con la planificación de la gestión del riesgo, que incluye la definición de los lineamientos, criterios y actividades específicas dentro de un plan de acción detallado.

En la siguiente fase, se establece el contexto tanto interno como externo de la organización o proceso. Esto incluye la caracterización del proceso, la determinación del contexto externo y la identificación de las partes interesadas, asegurando que se consideren todos los factores relevantes que pueden influir en la gestión del riesgo.

Una vez establecido el contexto, el siguiente paso es la identificación de los riesgos. Para ello, se seleccionan las herramientas adecuadas para establecer y clasificar los riesgos, además de definir los aspectos e impactos ambientales, lo que proporciona un diagnóstico inicial y una base de datos de riesgos crucial para las etapas subsiguientes.

Posteriormente, en la fase de análisis, se determinan los controles existentes, se calculan las probabilidades y se evalúan las consecuencias de cada riesgo identificado. Con estos datos, se calcula el nivel de riesgo, lo que permite evaluar los riesgos en comparación con los criterios establecidos y priorizarlos de manera efectiva.

Si algún riesgo no es aceptable, se procede a la etapa de tratamiento. En esta fase, se identifican y evalúan las opciones de tratamiento, se selecciona el mecanismo más adecuado y se implementa. Este proceso incluye una evaluación continua para asegurar que el mecanismo seleccionado funcione adecuadamente. Si no es así, se ajustan y se implementan nuevos mecanismos hasta lograr una gestión efectiva.

A lo largo de todas estas etapas, es fundamental la comunicación y consulta continua con las partes interesadas. Además, se debe realizar un seguimiento y mejora constante del proceso para asegurar que la gestión del riesgo sea efectiva y se mantenga en línea con los objetivos propuestos.

En efecto, este modelo proporciona un enfoque integral y sistemático para la gestión del riesgo en el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos, asegurando que todos los riesgos potenciales se identifiquen, evalúen, prioricen y traten de manera efectiva, mientras se mantiene una comunicación abierta y continua con todas las partes interesadas y se mejora el proceso de manera iterativa.

A continuación, se describe de manera minuciosa cada una de las etapas que conforman la metodología propuesta y las herramientas utilizadas.

3.3 Planificación de la gestión del riesgo

Esta primera fase es crucial debido a que en ella se identifican, evalúan y preparan herramientas estratégicas para mitigar los posibles riesgos que pueden influir negativamente en el éxito del proceso. Se subdivide en tres puntos la definición de los lineamientos, la selección de los criterios y el establecimiento de un plan de acción.

3.3.1 *Lineamientos*

En primera instancia se definen los lineamientos o directrices que guiarán la gestión del riesgo, es decir, el propósito, el alcance, los principios y los parámetros a tener en cuenta a la hora de su implementación en el proceso. En la siguiente tabla se describen y ejemplifican cada uno de estos aspectos.

Tabla 17.*Directrices para la gestión del riesgo*

PROPÓSITO	
<i>Hace referencia al motivo, razón o finalidad para llevar a cabo la gestión del riesgo en el proceso.</i>	<p>Ejemplo:</p> <p>Disminuir la ocurrencia de riesgos en el proceso de transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos.</p>
ALCANCE	
<i>Desataca los límites del proyecto o proceso. En este marco, puede aludir a qué riesgos se tomarán en cuenta y de qué manera se gestionarán dentro del proceso. También puede incluir consideraciones sobre los recursos disponibles, las limitaciones de tiempo y cualquier otra restricción relevante que pueda influir en la gestión del riesgo.</i>	<p>Ejemplo:</p> <p>Este modelo proporciona un enfoque integral para la identificación, análisis y tratamiento de los riesgos en el transporte de hidrocarburos por medio de oleoductos y poliductos en Colombia, el cual permitirá controlar y reducir los incidentes ocasionados, así como su impacto en el medio. También brindará un marco de referencia para aquellas organizaciones que pretendan evidenciar su compromiso con la calidad de sus procesos, el cuidado del medio ambiente y la integridad de sus trabajadores.</p>
PRINCIPIOS	
<i>Son pautas generales que guían la manera en que debe realizarse la administración del riesgo. Estos principios suelen ser fundamentales y universales, aplicables a cualquier tipo de riesgo.</i>	<p>Ejemplo:</p> <p>Brindan asesoramiento sobre las cualidades de una administración/gestión de riesgos eficaz y eficiente, transmitiendo su valor y detallando su intención y objetivo. (ISO, 2018, p. 9)</p> <p>Algunos principios a considerar son:</p> <ul style="list-style-type: none"> -La gestión del riesgo debe estar integrada dentro de todas las actividades. -Debe tener un enfoque estructurado y exhaustivo. -Debe estar adaptada y ajustada al contexto interno y externo.

-La participación debe ser **apropiada y oportuna** para las partes interesadas, con el fin de considerar sus conocimientos, puntos de vista y percepciones.

-Debe anticipar, **detectar, reconocer y responder** a los cambios y eventos de una manera apropiada y oportuna.

-Mantener la información **disponible y actualizada**.

-Mejorar continuamente mediante aprendizaje y experiencia.

POLITICA PARA LA GESTIÓN DEL RIESGO

Es una declaración por parte de la organización donde se establece el compromiso con la gestión del riesgo dentro de sus operaciones. Esta debe ser aprobada por la alta dirección y comunicada a todos los empleados

Ejemplo:

La empresa HIDROCARBUROS reconoce la importancia de la gestión del riesgo en el proceso de transporte de hidrocarburos por oleoductos y poliductos, tanto para proteger la seguridad de las personas y el medio ambiente como para garantizar la continuidad operativa. Nuestra política se basa en la identificación proactiva de riesgos, la evaluación exhaustiva de su impacto potencial y la implementación de medidas preventivas y correctivas adecuadas. Asimismo, nos comprometemos a cumplir con la normativa y los estándares internacionales aplicables, a promover una cultura de seguridad y gestión del riesgo entre nuestros empleados y contratistas, y a mejorar continuamente nuestros procesos y prácticas para minimizar los riesgos asociados al transporte de hidrocarburos.

RECURSOS

Es necesario identificar y suministrar los recursos requeridos para cada una de las fases que componen la administración del riesgo.

Ejemplo:

Pueden ser de tipo:

Humano: personal calificado y entrenado

Tecnológico: equipos y tecnologías específicas

Financiero: fondos para solventar el proceso

Infraestructura: instalaciones físicas

Información: Datos sobre el desempeño (lecciones aprendidas)

3.3.2 *Criterios de evaluación*

Una vez se definan los lineamientos, se procede con los criterios para la evaluación de los riesgos, concerniente a la aceptabilidad del riesgo y su tratamiento. Para ello, se pueden considerar criterios operativos, técnicos, financieros, legales, sociales, humanitarios, entre otros. La elección dependerá de las políticas, objetivos, requisitos e intereses de la organización. Estos criterios comprenden:

- Los métodos utilizados para la probabilidad.
- El proceso para establecer el grado de riesgo.
- Los parámetros para determinar cuándo un riesgo requiere intervención
- Los parámetros para definir cuándo un riesgo es considerado aceptable o tolerable.

Si bien los criterios de riesgo son establecidos en las primeras etapas, pueden ser posteriormente modificados a medida que se identifiquen los riesgos y se desarrolle el modelo, ya que cada organización puede adaptar y ajustar los criterios que más le convengan. Como referencia se pueden tomar los siguientes:

- ❖ GTC 45 establece criterios para definir el nivel de deficiencia, consecuencia y probabilidad para riesgos de tipo laboral.
- ❖ NTC ISO 31000 y NTC 5254 definen los parámetros de consecuencia y probabilidad para diferentes tipos de riesgo.

3.3.3 *Plan para la gestión del riesgo*

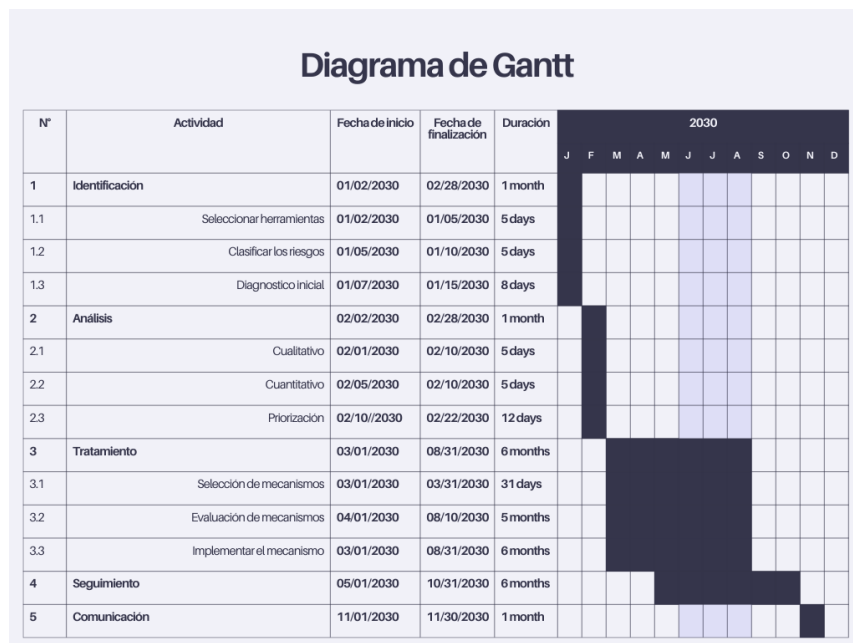
Se debe establecer un plan de trabajo que involucre los siguientes puntos:

- ❖ Objetivo, alcance, principios y demás directrices que se consideren pertinentes y necesarios para la implementación del modelo.
- ❖ Se deben describir las actividades o etapas, así como los recursos necesarios en cada una.

- ❖ Se deben asignar roles y responsabilidades para su desarrollo.
- ❖ Se debe establecer un cronograma con la duración de cada etapa, para esto se utiliza una lista de actividades por cada etapa con fecha de inicio y terminación, lo que se consolida en el Diagrama de Gantt que se evidencia en la figura 22.
- ❖ Se deben revisar que procedimientos o programas se deben trabajar paralelamente en cada etapa. Por ejemplo, un programa de capacitación que involucre a todas las partes interesadas pertinentes para el proceso.
- ❖ Se deben establecer los mecanismos de comunicación.
- ❖ Se debe hacer una evaluación financiera o presupuesto para la implementación.

Figura 22.

Diagrama de Gantt



Nota. Esta figura ejemplifica el listado de actividades y el cronograma con respecto a un plan de trabajo. Elaboración propia.

3.4 Contextualización del proceso

Esta etapa asegura el correcto diseño e implementación del modelo. En primera instancia, se realiza una descripción detallada del proceso a nivel interno y externo, seguidamente se lleva a cabo la identificación de las partes interesadas y los requisitos normativos o legales asociados. Con el fin de establecer una base sólida para la gestión de los riesgos, garantizando que todos los aspectos relevantes sean considerados y que el modelo desarrollado sea integral y efectivo.

3.4.1 Contexto interno

Corresponde a la caracterización del proceso, donde se debe identificar y analizar a detalle las entradas, salida, actividades y demás elementos relevantes, con base en el siguiente formato:

Figura 23.

Formato caracterización del proceso.

CARACTERIZACIÓN DE PROCESOS						
Proceso:	(Nombre del proceso)					
Objetivo:	(Objetivo del proceso)					
Responsable:	(Persona a cargo del proceso)			Entrega a:	(Proceso posterior)	
Alcance:	(Alcance del proceso)			Recibido por:	(Proceso anterior)	
Entradas	Actuar		Planear		Salidas	
(Información o requisitos necesarios para el desarrollo del proceso)	Actividad	Responsable	Actividad	Responsable	Productos del proceso	
Proveedores	Verificar		Hacer		Clientes	
(Los entes, clientes o procesos que le suministran las entradas al proceso)	Actividad	Responsable	Actividad	Responsable	A quien se le entrega el producto o las salidas	
Documentos de referencia	Registros		Requisitos		Indicadores	
Normas, leyes, procedimientos o estándares	Actas, informes o documentos que evidencien en desarrollo del proceso		Normativos	Técnicos	Mediciones de desempeño	
			Leyes, Decretos, Resolución	Estándares API, ASTM		

Nota. Elaboración propia.

3.4.2 Contexto externo

En este punto se establece la relación existente entre la organización y su entorno, identificando las fortalezas, debilidades, oportunidades y amenazas (Icontec, 2004, p. 13). Para ello se utiliza la herramienta conocida como FODA, la cual se detalla en la siguiente figura.

Figura 24.

Análisis FODA.

ANÁLISIS FODA		
<p><i>Análisis interno</i></p> <p><i>Análisis externo</i></p>	<p>Listado de fortalezas</p> <p>Mencionar aquellas áreas en las que la compañía se destaca y tiene ventajas competitivas.</p>	<p>Listado de debilidades</p> <p>Mencionar las áreas que necesita mejorar, como la gestión financiera, la innovación, entre otras.</p>
<p>Listado de oportunidades</p> <p>Mencionar las habilidades y experiencia que se tienen en el área de trabajo específica.</p>	<p>• FO (Max-Max)</p> <p>Estrategia para maximizar las F y O</p>	<p>• DO (Min-Max)</p> <p>Estrategia para minimizar las D y maximizar las O</p>
<p>Listado de amenazas</p> <p>Mencionar las diferentes amenazas que puede enfrentar una empresa, como la competencia, entre otros.</p>	<p>• FA (Max-Min)</p> <p>Estrategia para maximizar las F y minimizar las A</p>	<p>• DA (Min-Min)</p> <p>Estrategia para minimizar las D y A</p>

Nota. Elaboración propia

Adicional a esto, se deben establecer una serie de parámetros con el fin de determinar los elementos cruciales que puedan afectar la capacidad para manejar los riesgos durante la operación. Para esto en la tabla 18 se reúnen los aspectos más relevantes en tres categorías que son: área de estudio, entorno inmediato y nivel técnico.

Tabla 18.*Principales aspectos del contexto externo.*

CATEGORÍA	ASPECTO	DESCRIPCIÓN
<i>Área de Estudio</i>	Ubicación geográfica	Identificar los límites del proceso
	Área ocupada por el proyecto	Área ocupada por las estaciones de bombeo, el tramo del oleoducto
<i>Entorno Inmediato</i>	Aspecto social	Condiciones de empleo
		Condiciones de vivienda
		Conflictos sociales
	Aspecto ambiental	Recursos naturales renovables
		Recursos naturales no renovables
Aspecto económico	Fuentes de ingreso de la región	
Aspecto institucional	Responsabilidades de las compañías estatales y no estatales	
<i>Aspecto Técnico</i>	Diferenciación entre zonas	Estaciones de bombeo
		Tramos
		Comunidades cercanas
	Características del crudo transportado	Características peligrosas (inflamable, reactivo, toxico, explosivo)
		Propiedades físico-químicas
	Identificación de materiales y equipos	Estación de bombeo (bombas, motores, tanques, instrumentos de medición y control de procesos)
		Tubería (Tipo de acero, longitud y diámetro)
Condiciones de bombeo	Presión, temperatura, caudal, viscosidad, punto de inflamabilidad, volatilidad en términos de presión de vapor, contenido de azufre, contenido de sal, punto de fluidez, gravedad API, contenido de agua & sedimentos	

Nota. Tomado del trabajo de investigación Gestión de Riesgos Ambientales para Oleoductos en Colombia (Bayona, 2017, p. 63.)

3.4.3 Identificación de partes interesadas

Por otro lado, se identifican las partes interesadas internas y externas del proceso, como se muestra en la tabla 19, con el fin de gestionar de manera efectiva sus expectativas e intereses. Asimismo, se consideran sus necesidades al momento de tomar decisiones.

En el apéndice A, se ejemplifica la identificación de las partes interesadas y sus áreas de interés en el proceso de transporte de hidrocarburos, proporcionando un marco de referenciar para alinear los objetivos del proyecto con las preocupaciones y expectativas de todos los involucrados.

Tabla 19.

Plantilla de partes interesadas.

PARTE INTERESADA	MISIÓN	ASPECTO DE INTERES	OBS.
Entidad, persona o empleado	Cuál es el aspecto de interés con el proceso	Describir a detalle cada aspecto de interés	Alguna observación puntual a esta parte
		Describir a detalle cada aspecto de interés	
Ministerio De Minas Y Energía	Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía	Promueve la eficiencia en el transporte de crudo para garantizar un suministro seguro y competitivo de este recurso.	NA

Nota. Elaboración propia.

3.4.4 Identificación de requisitos legales y normativos

Este paso es crucial para garantizar el cumplimiento de todos los requisitos aplicables y asegurar que el proceso se lleve a cabo conforme a la legalidad. A continuación, se ilustra una herramienta para la identificación de los requisitos aplicables al proceso.

Tabla 20.

Plantilla para la identificación de requisitos legales y normativos aplicables.

ACTIVIDAD	ENTE EMISOR	TIPO DE DOCUMENTO	FECHA DE EXPEDICIÓN	ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUISITO
A que parte del proceso aplica el documento	Quien emite el documento	Norma, Ley, Decreto, Resolución	DD/MM/AAAA	Título y artículo	Síntesis del artículo	¿Qué exige el documento?
	Ministerio de Minas y Energía	Resolución 72145	07/05/2014	Cap. 3 Art. 50	Obligaciones del transportador	Contrato de transporte con el remitente

Nota. Elaboración propia

Una vez se tenga el listado maestro de requisitos legales y normativos, se puede proceder a realizar el diagnóstico de cumplimiento dentro del proceso. Para esto, se añaden niveles de cumplimiento y se pondera el estado. En el Apéndice B, se presenta un formato detallado para la identificación y valoración de los requisitos legales y normativos aplicables, proporcionando una herramienta estructurada para asegurar que todas las obligaciones sean adecuadamente gestionadas y cumplidas.

3.5 Identificación de riesgos

Esta etapa es crítica ya que implica reconocer y documentar todas las posibles amenazas que podrían afectar el éxito del proceso. Durante esta etapa, se realiza un análisis exhaustivo de los factores que podrían causar desviaciones negativas respecto a los objetivos planteados.

Teniendo en cuenta que la identificación de riesgos permite anticipar problemas potenciales, facilitando la planificación de medidas preventivas y correctivas. Esta etapa no solo contribuye a minimizar los impactos adversos, sino que también mejora la capacidad de la organización para responder de manera efectiva ante situaciones imprevistas, asegurando así una gestión más proactiva y resiliente. Para lograr esto, se requiere de un equipo de trabajo conformado por expertos que puedan discernir e identificar los peligros y riesgos asociados al proceso de

manera eficiente. Además, se tienen en cuenta los datos recolectados en la etapa de contextualización para poder identificar a detalle cada riesgo y seleccionar la herramienta precisa.

Cabe mencionar que en los capítulos 1 y 2 del presente trabajo se definen los peligros y riesgos asociados al proceso, los cuales sirven como base para desarrollar exitosamente esta etapa.

3.5.1 Selección de la herramienta

En primera instancia es necesario comprender que en el proceso existen diversos riesgos los cuales pueden estar asociados a numerosas fuentes como se evidencia en la siguiente figura.

Figura 25.

Parámetros para identificar los riesgos.



Nota. Elaboración propia

Para comenzar con la identificación, se procede con la selección de las técnicas o herramientas de identificación. Estas pueden variar según la naturaleza de riesgo como se ilustra en la tabla 21, donde a partir de análisis bibliográfico se relaciona el tipo de riesgo con la herramienta más adecuada. Este enfoque asegura que se utilicen los métodos más efectivos para cada tipo de riesgo.

Tabla 21.

Herramientas para la identificación del riesgo.

Tipo de Riesgo	RR	RP	RO	RE	RL	RN	RT	RA	RS	RF
Herramienta										
<i>Árbol de falla</i>	A	A	AA	NA	AA	A	AA	AA	AA	AA
<i>SWIFT</i>	A	AA	AA	AA	A	A	A	A	AA	AA
<i>PREST</i>	A	AA	A	AA	A	A	NA	NA	NA	NA
<i>Risicar</i>	A	A	A	NA	AA	A	NA	AA	A	A
<i>Análisis de escenarios</i>	AA	AA	AA	AA	A	AA	A	A	A	A
<i>Causa - Efecto</i>	A	A	AA	A	AA	AA	A	AA	A	A
<i>Causa- Raíz</i>	A	A	AA	A	AA	AA	A	AA	AA	A
<i>FMEA</i>	A	A	AA	A	A	A	A	AA	A	AA
<i>Análisis de peligros primarios</i>	A	A	AA	A	AA	A	A	AA	AA	A

AA – Altamente aplicable, A- Aplicable y NA- No Aplica

Sigla	Tipo de riesgo	Sigla	Tipo de riesgo
RR	Riesgo Reputacional	RR	Riesgo Normativo o Legal
RP	Riesgo de Planeación o Estratégico	RP	Riesgo Tecnológico
RO	Riesgo Operativo	RO	Riesgo Ambiental
RE	Riesgo Económico	RE	Riesgo Social
RL	Riesgo Laboral	RL	Riesgo Físico

Nota. Elaboración propia

También es importante considerar los siguientes factores para la selección de las técnicas, tales como:

- ❖ La complejidad del problema.
- ❖ La naturaleza y el grado de incertidumbre.
- ❖ La amplitud de los recursos.
- ❖ El tipo de análisis cualitativo o cuantitativo según se requiera.

3.5.2 Implementación de la herramienta para establecer y clasificar el riesgo

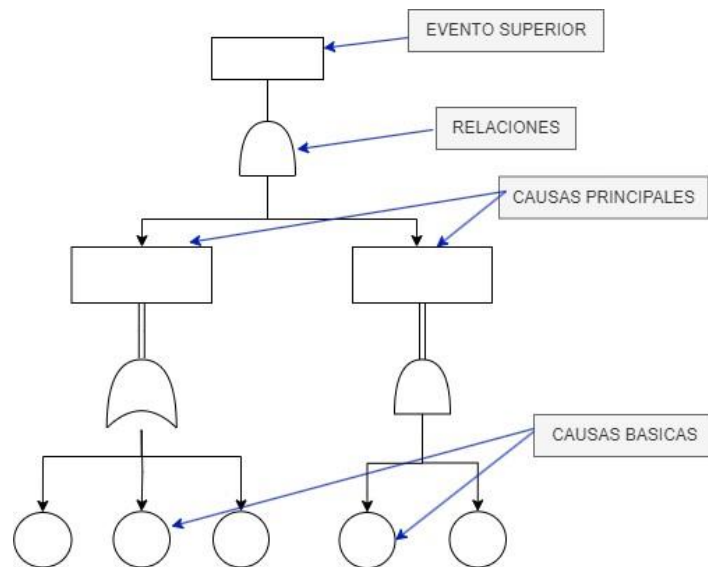
Una vez seleccionada la herramienta y teniendo en cuenta el propósito, alcance y demás directrices establecidas en la etapa de planeación se procede a aplicar la herramienta para llevar a cabo la identificación correspondiente. Para esto se puede proceder de la siguiente manera.

En primer lugar, se trabaja de manera particular cada tipo de riesgo con una herramienta que se ajuste adecuadamente a su naturaleza. Una de las más utilizadas por su versatilidad y efectividad es el *árbol de falla*, también denominado AAF o FTA por sus siglas en inglés (Fault Tree Analysis), el cual se considera una técnica deductiva de tipo cualitativo utilizada para identificar y analizar las causas principales a través de un árbol lógico que responde a la pregunta ¿cómo es posible que suceda? Aunque el nombre sugiere que se centra únicamente en las fallas, también se utiliza para gestionar diversos tipos de riesgos.

El primer paso para la construcción del árbol es la identificación del evento principal no deseado que se quiere prevenir. El suceso puede ser una falla en el sistema, un accidente o la interrupción del proceso. Luego se construye un árbol como el de la figura 26 teniendo en cuenta una serie de símbolos lógicos donde en la parte superior se encuentra el fallo o evento no deseado, el cual se desglosa en las ramas inferiores que representan las diferentes combinaciones de eventos que pueden aportar a la generación del fallo en el sistema. Adicional a esto, se debe conocer el sistema y recopilar toda la información para que la construcción del árbol sea coherente, sencilla y uniforme con base en la simbología de la figura 27.

Figura 26.

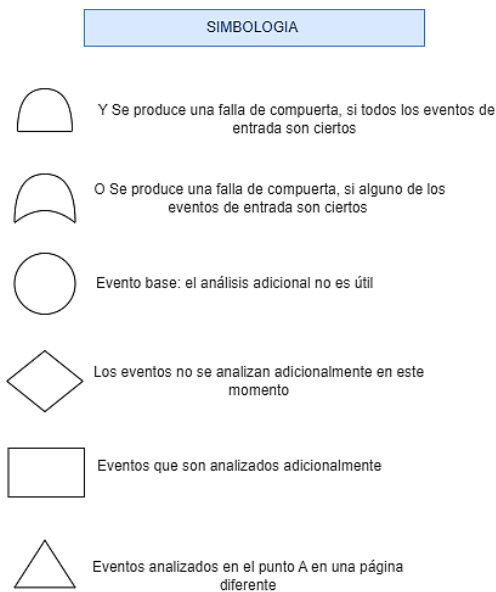
Método Árbol de fallas.



Nota. Tomado de la Norma Técnica ISO 31010 (Icontec, 2013, p. 51).

Figura 27.

Simbología del árbol de fallas.

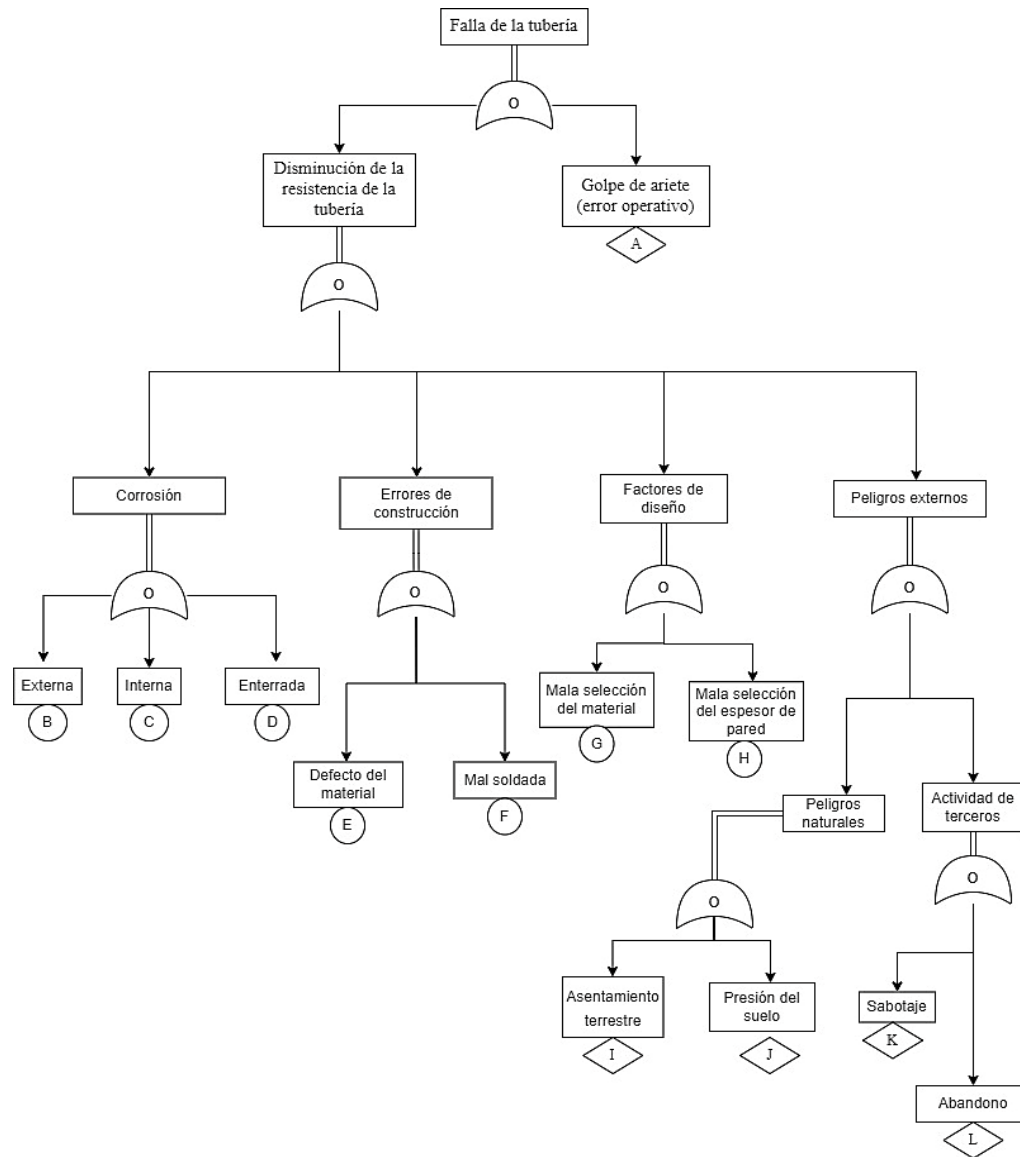


Nota. Tomado de la Norma Técnica ISO 31010 (Icontec, 2013, p. 51).

En la figura 28 se ejemplifica el método de árbol de falla para el riesgo de falla en las instalaciones de transporte específicamente en la tubería (oleoducto y poliducto).

Figura 28.

Ejemplo método árbol de falla.



Nota. Tomado de (Yan cui, 2017, p.27)

Cabe destacar que este método puede trascender a un análisis cuantitativo con la asignación de la probabilidad para determinar la ocurrencia del evento superior, permitiendo así generar un

análisis eficiente ya que proporciona una forma sistemática de identificar y analizar las causas potenciales de eventos no deseados y desarrollar medidas de mitigación.

Una vez se interiorice en cada riesgo se puede trabajar a nivel general con una matriz que permita de manera sincrónica subdividir el proceso por etapas o áreas, con el fin de gestionar paralelamente los diferentes riesgos para cada actividad, como se muestra en la tabla 22.

Tabla 22

Listado de identificación de peligros

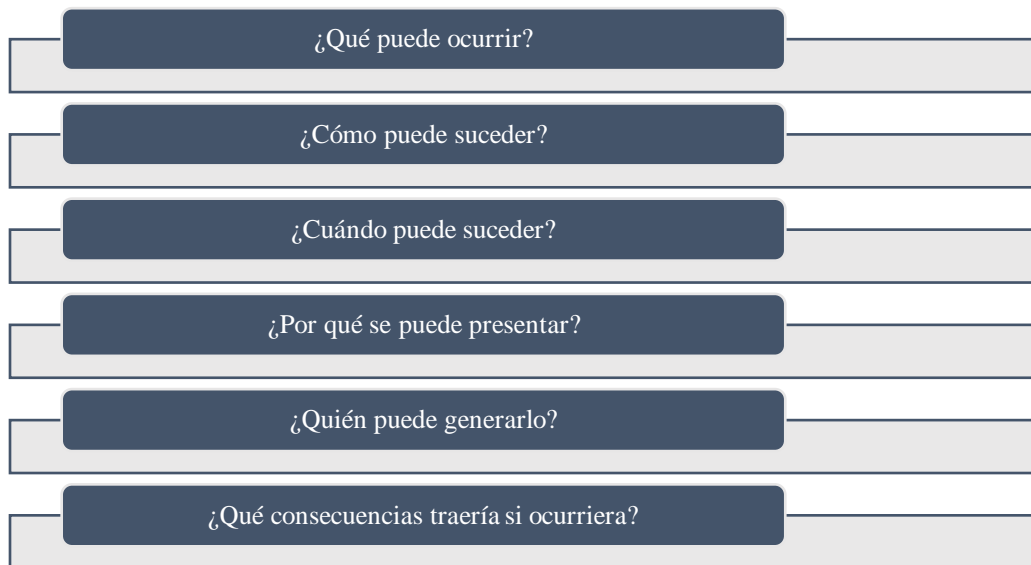
ZONA/ LUGAR	ACTIVIDADES	RUTINARIO SI/NO	PELIGRO		EFECTOS POSIBLES			CONTROLES EXISTENTES		
			DESCRIPCIÓN DEL PELIGRO	CLASIFICACIÓN DEL PELIGRO	CATEGORIA DEL DAÑO	DESCRIPCION DEL EFECTO POSIBLE	NIVEL DEL DAÑO (leve, moderado, extremo)	FUENTE	MEDIO	INDIVIDUO
	¿Dónde ocurre el peligro? ¿A qué actividad específica está asociado el peligro? ¿Es una actividad esporádica o rutinaria?		¿Cuál es la fuente, evento, situación o condición con potencial de daño?	¿Qué tipo de peligros?	¿Qué tipo de afectación tienen para el proceso?	¿Cómo afecta el proceso?	¿Qué nivel de daño tiene?	Controles implementados en el peligro	Controles en el proceso, área	Controles al personal
Estación	Bombear el fluido	SI	Cavitación de las bombas	Mecánico	Operativo	Picadura, fatiga o rotura de las bombas. Incluso parada de la operación	Extremo	Procedimiento o selección adecuada de bombas	Unidades stand by o para emergencias	Equipos
Tramo	Conducción del fluido	SI	Atentado	Social o Público	Ambiental, económico, operativo	Perdida de contención del fluido	Extremo	Autoridades	Remediación, control de emergencia en la estación	EPP

Nota. Elaboración propia

La selección del camino a seguir dependerá del tiempo y los recursos con los que cuenta el equipo para llevar a cabo la etapa de identificación. Sin embargo, es importante al finalizar dar respuesta a las siguientes preguntas:

Figura 29.

Consideraciones en la identificación del riesgo



Nota. Elaboración propia

3.5.3 Identificación de aspectos e impactos ambientales

Luego de definir los riesgos se pasa al siguiente punto, el cual consiste en la clara identificación de los aspectos e impactos ambientales. Para esto se tendrán en cuenta los parámetros establecidos en la Tabla 23 con base en la Guía Técnica Colombiana 104. Donde se identifican diferentes factores relacionados con las actividades o elementos que interactúan en el medio en relación con los posibles eventos que puedan desencadenarse como consecuencia de la materialización de los riesgos. También se describe de manera concisa para cada caso la ruta, barrera, elemento receptor y tipo de impacto con el fin de consolidar un listado que sirva como

base para la toma de decisiones y la mejora continua dentro del modelo propuesto para la gestión de los riesgos.

Tabla 23.

Plantilla de aspectos e impactos ambientales.

DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD			ASPECTO AMBIENTAL			IMPACTO AMBIENTAL				
PROCESO	ACTIVIDAD	ZONA	CONDICIÓN OPERACIONAL	PELIGRO	TIPO	RUTA	BARRERA	RECEPTOR	IMPACTO	TIPO DE IMPACTO
Nombre del proceso	Actividad que se está revisando	Lugar del evento	Normal o anormal	¿Cuál es la fuente, evento, situación o condición con potencial de daño?	¿Qué tipo de peligro es?	Medio en donde ocurre el evento	Medida de contención estipulada (física, administrativa o reglamentaria)	¿Qué elemento del ecosistema se ve afectado? (humano, suelo, agua, fauna, flora)	Cambio o modificación ocasionada en el medio	Adverso o beneficioso

Nota. Elaboración propia

3.5.4 Diagnóstico inicial

Al finalizar la etapa se tendrá un diagnóstico inicial conformado por los peligros y riesgos asociados al proceso, así mismo se tendrá un listado detallado de los aspectos e impactos ambientales involucrados en el proceso. Este análisis es fundamental para gestionar y mitigar los riesgos de manera efectiva. Así mismo, proporciona una base para la toma de decisiones bien informada y la comunicación pertinente de lecciones aprendidas.

3.6 Análisis del riesgo

Esta etapa se centra en evaluar la probabilidad y el impacto de los riesgos identificados previamente. Durante esta fase, se utiliza en primera instancia una técnica cualitativa para medir la probabilidad y consecuencia, con el fin de determinar el nivel de riesgo y el potencial de daño al proceso. También permite priorizar los riesgos en función de su criticidad, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones informadas y la planificación de estrategias de mitigación. Posteriormente, se lleva a cabo un análisis cuantitativo con el fin de obtener datos precisos en función de la complejidad del sistema. Esto es crucial para comprender plenamente la naturaleza de los riesgos y preparar respuestas adecuadas que protejan los intereses de la organización y garanticen la continuidad operativa.

3.6.1 Evaluación cualitativa

El análisis, se apoya en primera instancia de una estimación cualitativa, destacando la importancia de la experiencia y el criterio del personal experto en el área, así como la disponibilidad de información histórica relevante. En este contexto, se opta por la utilización de la Matriz de Identificación de Peligros y Valoración de Riesgos (Matriz IPVR), como una herramienta que facilita la organización y evaluación de los riesgos al identificar, evaluar su probabilidad, calcular su severidad, y definir acciones de control adecuadas. Para su elaboración, se recurre a la norma NTC 5254, que establece criterios específicos para estimar las consecuencias o impactos asociados. Este enfoque permite una evaluación sistemática y estructurada de los riesgos.

Para comenzar, se procede con el ajuste de los niveles de probabilidad correspondientes, tal como se puede observar en la tabla 24 se consideran cinco niveles A, B, C, D y E. Teniendo en cuenta que el nivel de probabilidad hace referencia a una medida que evalúa la posibilidad de que

ocurra un evento no deseado o una situación adversa ya sea casi seguro, probable, posible, improbable o raro (Icontec, 2004, p.8). Así mismo se define la frecuencia en términos de años, la cual nos servirá más adelante en el análisis cuantitativo.

Tabla 24.

Nivel de Probabilidad.

PROBABILIDAD			FRECUENCIA
Nivel		Descripción	
A	Casi seguro	Se espera que ocurra en la mayoría de las circunstancias.	Más de 1 vez al año.
B	Probable	Puede probablemente ocurrir en la mayoría de las circunstancias	Al menos de 1 vez en el último año.
C	Posible	Es posible que ocurra en algunas veces.	Al menos de 1 vez en los últimos 2 años.
D	Improbable	Podría ocurrir en algunas veces.	Al menos de 1 vez en los últimos 5 años.
E	Raro	Puede ocurrir solamente en circunstancias excepcionales.	No se ha presentado en los últimos 5 años.

Nota. Tomado de la Norma Técnica 5254 (Icontec, 2004, p. 35).

En segundo lugar, se procede a determinar el nivel de impacto teniendo en cuenta como ejemplo cinco categorías: reputación, medio ambiente, seguridad ocupacional, económico y clientes. Considerando que este nivel es una medida que evalúa las consecuencias o el grado de daño que podría resultar de la materialización de un riesgo. Se basa en la gravedad de las pérdidas, lesiones, daños a la propiedad, interrupciones operativas u otros efectos negativos que podrían surgir como resultado del evento. Su escala va de 1 a 5, donde 1 es insignificante y 5 es catastrófico, es decir, cuanto mayor sea el nivel de impacto de un riesgo, mayor será su potencial para causar daños graves o costosos, lo que resalta la importancia de gestionar estos riesgos adecuadamente para evitar daños al proceso. En la siguiente tabla se describe este parámetro de manera precisa con base en la investigación.

Tabla 25.*Nivel de impacto o consecuencia.*

	NIVEL DE IMPACTO O CONSECUENCIA				
<i>Tipos de impacto</i>	<i>Insignificante (1)</i>	<i>Menor (2)</i>	<i>Moderado (3)</i>	<i>Mayor (4)</i>	<i>Catastrófico (5)</i>
<i>Económico</i>	<10K	Entre 10K y 100K	Entre 100K a 1M	Entre 1M y 10M	> 10M
<i>Reputación y Legal</i>	Interna	Local	Regional	Nacional	Internacional
<i>Medio Ambiente</i>	No genera consecuencias	Genera cambios leves en el entorno	Genera alteraciones importantes o quejas de la comunidad	Genera alteraciones significativas o sanciones de autoridades ambientales	Genera alteraciones catastróficas en el ambiente
<i>Salud Ocupacional</i>	Lesión Leve o Menor	Incapacidad temporal entre 10 y 1 día	Incapacidad parcial permanente o incapacidad > 10 días	Incapacidad Total Permanente	Una o más fatalidades
<i>Clientes</i>	Incumplimiento de especificaciones	Quejas o reclamos	Pérdida de clientes	Perdida de participación en el mercado	Vetado como proveedor

Nota. Tomado de la Norma Técnica 5254 (Icontec, 2004, p. 35).

A partir de la tabla 24 con respecto al nivel de probabilidad y la tabla 25 en cuanto al nivel de impacto se puede estimar el nivel de riesgo mediante la combinación de estos dos factores y se puede expresar teniendo en cuenta los términos de la tabla 26 y 27. Esta evaluación o cálculo del nivel de riesgo permite identificar y priorizar los riesgos más críticos o significativos para el proceso de transporte, lo que facilita la asignación de recursos y la implementación de medidas de

control adecuadas para mitigar o gestionar los riesgos de manera efectiva. Así mismo establece una base para el análisis cuantitativo de los riesgos.

Tabla 26.

Estimación nivel del riesgo.

Tipo de impacto o consecuencia						Nivel de probabilidad				
						A	B	C	D	E
Económico	Reputación	Ambiental	SST	Cientes		Raro	Improbable	Posible	probable	Casi seguro
> 10M	Internacional	Genera alteraciones catastróficas en el ambiente	Una o más fatalidades	Vetado como proveedor	Catastrófico	5				
Entre 1M y 10M	Nacional	Genera alteraciones significativas o sanciones de autoridades ambientales	Incapacidad Total Permanente	Perdida de participación en el mercado	Mayor	4				
Entre 100K a 1M	Regional	Genera alteraciones importantes o quejas de la comunidad	Incapacidad parcial permanente o incapacidad > 10 días	Pérdida de clientes	Moderado	3				
Entre 10K y 100K	Local	Genera cambios leves en el entorno	Incapacidad temporal entre 10 y 1 día	Quejas o reclamos	Menor	2				
<10K	Interna	No genera consecuencias	Lesión Leve o Meno	Incumplimiento de especificaciones	Insignifica	1				

Nota. Elaboración propia.

Tabla 27.

Parámetros según el nivel de riesgo.

COLOR	RIESGO	TOMANDO DECISIONES	PARA EJECUTAR TRABAJOS
B	Zona de Riesgo Bajo	Asumir el Riesgo.	Buscar alternativas si se decide hacer el trabajo
M	Zona de Riesgo Moderado	Reducir o Asumir el Riesgo.	Buscar alternativas si se decide hacer el trabajo
A	Zona de Riesgo Alto	Evitar, Reducir, Compartir o Transferir el Riesgo.	ATS
E	Zona de Riesgo Extremo	Evitar, Reducir, Compartir o Transferir el Riesgo.	¿Qué puede salir mal? ¿Qué puede causar que algo salga mal? ¿Qué podríamos hacer para evitar que algo salga mal

Nota. Elaboración propia.

3.6.2 Registro de riesgos

En este contexto, partiendo de la evaluación efectuada anteriormente donde se calculan tanto la probabilidad como el impacto o consecuencia para determinar el nivel de importancia del riesgo, se procede al llenado del formato destinado al registro de los riesgos, conforme se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 28.

Registro de riesgos.

ID	Descripción del riesgo	Causa	Probabilidad	Impacto				Importancia	Estrategias de reacción
				Alcance	Calendario	Coste	Calidad		
	Describir el evento	Raíz del evento	Probabilidad de que ocurra 0 a 1	Impacto en alcance	Impacto en calendario	Impacto en coste	Afectación la calidad	Resultado de probabilidad x impacto	Lista de posibles mecanismos o medidas

ID	Responsable	Probabilidad revisada	Impacto revisado				Importancia revisada	Acciones adicionales	Estado de riesgo
			Alcance	Calendario	Coste	Calidad			
	Persona o entidad responsable de las estrategias de reacción	Probabilidad de que ocurra el evento tras la realización de estrategias	Impacto en alcance revisado	Impacto en calendario revisado	Impacto en coste revisado	Afectación la calidad revisada	Resultado de probabilidad revisada x impacto revisado total	Lista de medidas adicionales	Abierto o cerrado

Nota. Elaboración propia.

Es importante mantener una base de datos de los riesgos ya que permite a los gestores tomar decisiones basadas en evidencia y experiencias previas. Además, ofrece una base para la revisión y mejora continua de los procesos.

Finalmente, como parte de la evaluación cualitativa se decide si el nivel de riesgo es aceptable o no y se registra. En caso de que se acepte el riesgo se le da seguimiento y mejora, por otro lado, si el riesgo no es aceptable se prioriza, es decir, se lleva a cabo un análisis mas exhaustivo de tipo cuantitativo.

3.6.3 *Análisis cuantitativo*

Para llevar a cabo el análisis cuantitativo, el cual implica calcular la incertidumbre como una medida o ponderación del nivel de riesgo, se empleará el método de Simulación de Monte Carlo (SMC). Este método se selecciona debido a su capacidad para ofrecer una evaluación detallada y precisa del riesgo. Aunque implica un mayor costo, se adapta fácilmente a programas especializados como @Risk, RiskWatch, SAP GRC, entre otros. Proporcionando una solución integral que se ajusta a los requerimientos del modelo de gestión de riesgos.

Esta técnica es ampliamente utilizada en el análisis de riesgos para modelar y simular eventos con incertidumbre en variables de entrada. Se fundamenta en la generación de múltiples muestras aleatorias de las variables mediante distribuciones de probabilidad que representan la incertidumbre asociada. Con un gran número de simulaciones, se calcula el resultado para cada conjunto de valores de entrada, permitiendo así una evaluación detallada del riesgo y una estimación de la distribución de probabilidad del resultado deseado. Este método es particularmente valioso en situaciones donde las relaciones entre las variables son complejas y no pueden modelarse fácilmente mediante técnicas analíticas tradicionales.

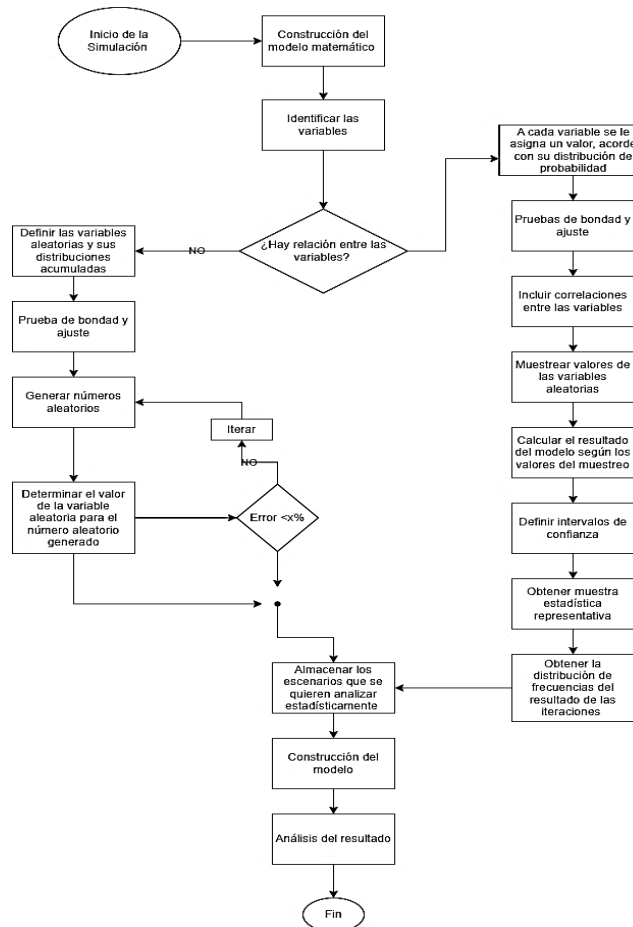
Para realizar la simulación de MonteCarlo se deben tener primero, la definición de variables específicas para el proyecto o proceso, las cuales pueden ser:

- ❖ Costos de operación
- ❖ Instalaciones de bombeo
- ❖ Cantidad transportada
- ❖ Instalaciones de tratamiento
- ❖ Costo de mantenimiento
- ❖ Costo de reparación

Una vez definidas las variables, se debe establecer un objetivo económico, es decir que ganancia se espera obtener, bajo que tasa de interés y en cuanto tiempo se desea recuperar la inversión. Luego se requiere una evaluación económica y se define la probabilidad que tienen el proyecto de ejecutarse como se planteó y se evaluó, con esto se establece el nivel de incertidumbre para cada uno. En la figura 31 se detalla mediante un flujograma cada una de las actividades involucradas para el análisis cuantitativo mediante la simulación de Monte Carlo.

Figura 30.

Metodología para la Simulación de Monte Carlo



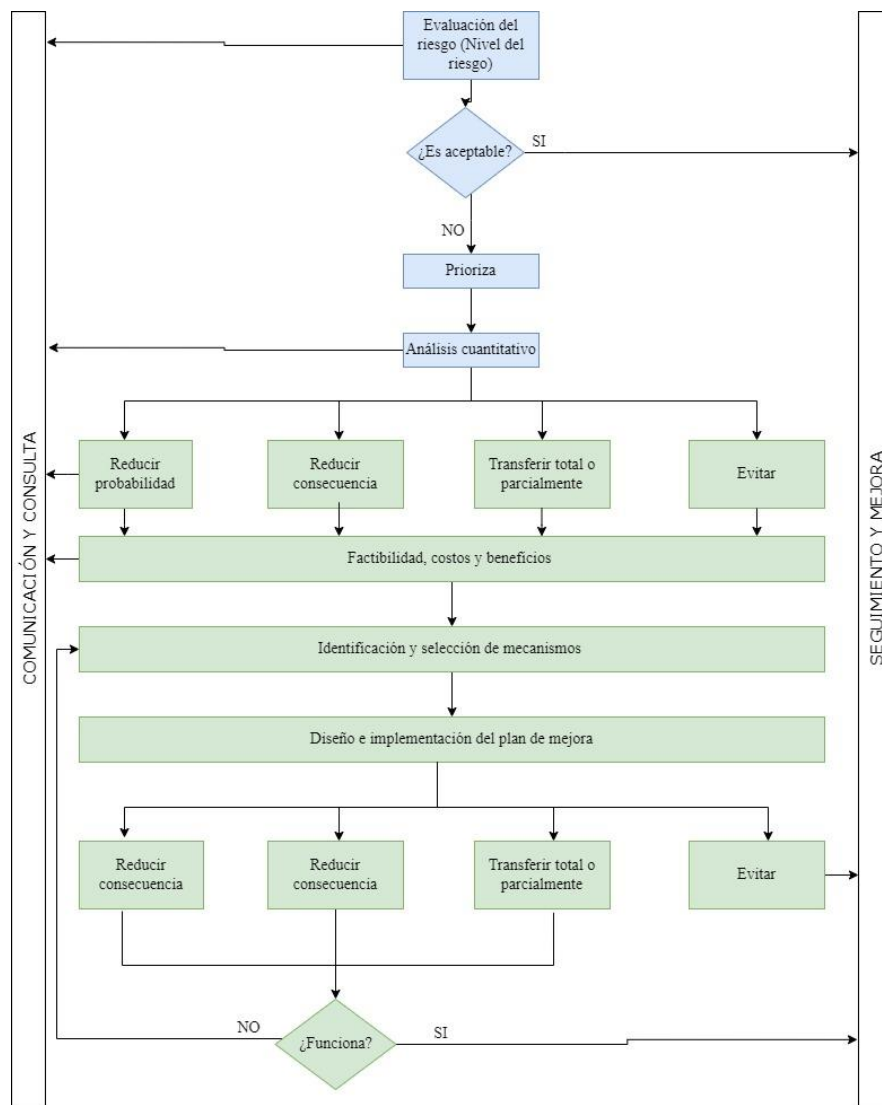
Nota. Tomado de la metodología para la evaluación económica y el análisis de riesgo e incertidumbre de un proyecto de inyección de agua (Bustamante y Mejía, 2008, pp. 115-116).

3.7 Tratamiento del riesgo

Posterior al análisis cuantitativo, se desarrolla la etapa de tratamiento, la cual comprende la selección, implementación y evaluación de medidas y acciones para abordar los riesgos identificados y priorizados anteriormente como se evidencia en la siguiente figura.

Figura 31.

Metodología para el tratamiento del riesgo.



Nota. Adaptado de la Norma Técnica Colombiana 5254 (Icontec, 2004, p.21)

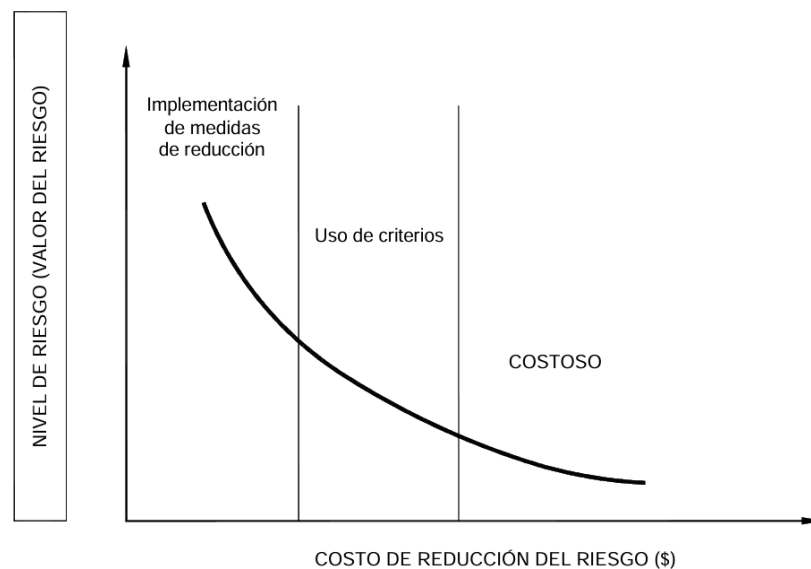
Esta etapa implica evaluar las opciones disponibles para reducir, transferir, evitar o aceptar los riesgos, con el objetivo de mitigar su impacto o probabilidad de ocurrencia. Además, implica un seguimiento continuo para asegurar la efectividad de las medidas implementadas y realizar ajustes según sea necesario a lo largo del ciclo de vida del proceso. En resumen, el tratamiento del riesgo es una fase activa y dinámica que contribuye a proteger los intereses y la viabilidad de la organización frente a la incertidumbre y los eventos adversos.

3.7.1 Factibilidad, costos y beneficios

Para comenzar, seleccionar la opción más apropiada incluye el equilibrio del costo de la implementación de cada opción contra los beneficios derivados de ella, como se evidencia en la siguiente figura.

Figura 32.

Costo de las medidas de reducción del riesgo.



Nota. Tomado de la Norma Técnica Colombiana 5254 (Icontec, 2004, p.23)

Al tomar decisiones, es crucial tener en cuenta la importancia de considerar riesgos poco frecuentes, pero con graves implicaciones, los cuales podrían requerir medidas de reducción del riesgo que no son justificables desde un punto de vista puramente económico. Además, si el costo acumulado de implementar los tratamientos del riesgo excede el presupuesto disponible, el plan debe establecer claramente el orden de prioridad para la implementación de los tratamientos de riesgo individuales. Es esencial tener un enfoque estratégico y priorizar las acciones de tratamiento de riesgos de acuerdo con su impacto potencial y la disponibilidad de recursos, asegurando así una gestión efectiva y eficiente de los riesgos en todas las etapas del proyecto o actividad (Icontec, 2004, p.23).

3.7.2 Identificación y selección de mecanismos

Se deben identificar las opciones para el tratamiento del riesgo, entre las cuales destacan:

- ❖ No afrontar el riesgo, al decidir no proceder con la actividad que tiene posibilidad de generar riesgo (siempre que esto sea aplicable).
- ❖ Reducir la posibilidad de la ocurrencia.
- ❖ Reducir las consecuencias.
- ❖ Transferir el riesgo, aquí participa otra parte que asume o comparte algún porcentaje del riesgo.
- ❖ Después de haber reducido o transferido los riesgos, puede haber riesgos residuales que se han retenido. Por lo tanto, se deben implementar planes de mejora.

Una vez se establezca la medida, se deben evaluar las opciones de tratamiento a partir del grado de reducción del riesgo y el alcance de cualquier beneficio adicional u oportunidades creadas (Icontec, 2004, pp. 21-23). A continuación, se presentan algunas medidas utilizadas para tratar diferentes riesgos.

Figura 33.*Medidas para el tratamiento de los riesgos*

Nota. Adaptado de la Norma Técnica Colombiana 5254 (Icontec, 2004, p.23)

Para la selección del mecanismo cabe considerar que, en muchos casos, resulta improbable que cualquier opción de tratamiento del riesgo sea una solución completa para un problema particular. Con frecuencia, la organización se beneficiará en forma sustancial de una combinación de opciones tales como la reducción de la posibilidad de riesgos, la reducción de sus consecuencias y las transferencias o retención de cualquier riesgo residual. Un ejemplo lo constituye el uso efectivo de contratos y financiación del riesgo apoyados en un programa de reducción del riesgo (Icontec, 2004, pp. 17-18).

3.7.3 *Diseño e implementación del plan*

El plan de tratamiento debe contener como mínimo, lo siguiente:

Tabla 29

Plan de tratamiento de riesgos.

PLAN TRATAMIENTO DE RIESGOS												
Identificación y evaluación del riesgo						Descripción del tratamiento						
PROCESO	ACTIVIDAD	ZONA	RIESGO	TIPO	CLASIFICACIÓN	MECANISMO	MEDIDA	RESULTADO	RIESGO RESIDUAL	PRESUPUESTO	RESPONSABLE	FECHAS INICIO-FIN
Nombre del proceso	Actividad que se está revisando	Lugar del evento	¿Cuál es la fuente, evento, situación o condición con potencial de daño?	¿Qué tipo de riesgo es?	Bajo B- Moderado M- Alto A y Extremo E	Evitar, reducir la posibilidad de la ocurrencia, reducir las consecuencias. O transferir el riesgo,	Se describe bajo qué medida se va a reducir o transferir el riesgo. Inspecciones END o recubrimientos tribológicos	Se detalla si la medida funciona y el riesgo se vuelve aceptable	Otros riesgos que se generan como consecuencia de implementar el mecanismo	Evaluación financiera del mecanismo	Asignación de roles y responsabilidades	Se detallan los recursos de tiempo necesarios

Nota. Adaptado del Diseño Metodológico para la Gestión de Riesgos (Chacón, 2023, p.162)

3.8 Seguimiento y mejora

Esta etapa se centra en la supervisión continua de los riesgos identificados y la efectividad de las medidas de mitigación implementadas. Implica el monitoreo regular de los riesgos y sus factores asociados, la evaluación del desempeño de las estrategias de tratamiento, y la adaptación de las acciones según sea necesario para abordar cambios en el entorno o nuevos riesgos emergentes. A través del seguimiento y la mejora continua, las organizaciones pueden asegurarse de que sus prácticas de gestión de riesgos se mantienen eficaces y pertinentes, promoviendo una cultura de proactividad y resiliencia. Entre las herramientas o técnicas más utilizadas para este el seguimiento y la mejora continua, destacan:

- ❖ Indicadores de gestión que ayudan a monitorear constantemente el sistema. Para definir los indicadores se deben tener en cuenta la siguiente ficha.

Tabla 30

Ficha del indicador

FICHA DEL INDICADOR

Nombre del indicador:	Capacitación del Personal
Actividad:	Traslado del generador con los procedimientos adecuados
Objetivo:	Medir el nivel de capacitación del personal involucrado en el transporte del generador eléctrico.
Alcance:	Todo el personal asignado al proceso de transporte, incluyendo conductores, ayudantes y personal de apoyo.
Fuente de información:	Registros de capacitación y formación del personal.
Unidad de medida:	Porcentaje
Fórmula	
$\text{Índice de capacitación del personal} = \left(\frac{\text{Número de empleados capacitados}}{\text{Número total de empleados}} \right) * 100$	
Meta:	Eficiencia menor al 80% PÉSIMA RIESGO DE ACCIDENTE, Eficiencia del 80% al 90% REGULAR DEBE MEJORARSE y Eficiencia mayor al 90 % OPTIMA
Responsable:	Departamento de recursos humanos

Nota. Elaboración propia.

- ❖ El programa de auditoría, el cual se puede establecer de acuerdo con la Norma Técnica Colombiana 19011 de 2018.
- ❖ El análisis del desempeño técnico con herramientas virtuales.
- ❖ Reuniones continuas y su registro.

Este enfoque dinámico permite no solo la identificación temprana de problemas potenciales, sino también la optimización constante de las respuestas a los riesgos, contribuyendo al éxito sostenible de los proyectos y las operaciones. En esta etapa, también se utilizan los diferentes registros y demás documentación generada en las etapas anteriores como insumos clave para un análisis más profundo y detallado en cuanto a:

- La efectividad de los mecanismos de tratamiento.
- Cambios en el nivel de riesgo general del proyecto o proceso.
- El estado de los riesgos individuales del proyecto,
- La aparición de nuevos riesgos individuales del proyecto.
- Adopción de las políticas y procedimientos de gestión de riesgos.
- Las reservas para contingencias de costos o cronograma requieren modificación.
- La validez de la estrategia del proyecto.

3.9 Comunicación y consulta

La etapa de comunicación y consulta dentro del proceso de gestión del riesgo facilita el intercambio de información y la participación activa de todas las partes interesadas. La comunicación implica la transmisión clara y efectiva de información sobre los riesgos, las estrategias de mitigación y las responsabilidades, asegurando que todos los involucrados comprendan los riesgos y las acciones necesarias para su gestión.

La consulta, por su parte, involucra la recopilación de opiniones, conocimientos y experiencias de las partes interesadas, permitiendo una visión más completa y diversa de los riesgos y las posibles soluciones. Combinados, estos procesos fomentan la transparencia, la colaboración y el consenso, lo que mejora la toma de decisiones y la implementación de medidas para la gestión del riesgo (Icontec, 2004, pp. 19-20). Además, una comunicación efectiva contribuye a construir una cultura de riesgo compartida con lecciones aprendidas, donde todos los miembros de la organización están alineados y comprometidos con la identificación y mitigación de riesgos de manera proactiva. Para esta etapa se establece un plan que debe incluir:

- El motivo de la comunicación y consulta.
- El alcance de la comunicación (interna, externa).
- Partes involucradas.

Tabla 31

Herramienta de comunicación y consulta

<i>Etapa</i>	<i>¿Qué se comunica?</i>	<i>¿Cuándo se comunica?</i>	<i>¿A quién se le comunica?</i>	<i>¿Cómo se comunica?</i>	<i>¿Quién lo comunica?</i>
Identificación	Cumplimiento de requisitos	Cuando surgen cambios o existan nuevos requisitos	Partes interesadas (Trabajadores, jefes, Directivos)	Reuniones, medios virtuales	Jefe HSEQ

Nota. Elaboración propia.

4. Presentación del modelo

4.1 Esquema del Objeto Virtual de Aprendizaje

Se diseñó una herramienta virtual de aprendizaje mediante la plataforma Canva, donde se encuentra a detalle la metodología de una manera dinámica e ilustrativa. Para su visualización se puede acceder al sitio web <https://estandar-riesgo.my.canva.site/>.

Figura 34.

Herramienta Virtual de Aprendizaje



Nota. Elaboración propia

Esta herramienta no solo proporciona acceso a los recursos desde cualquier lugar y en cualquier momento, sino que también integra de manera efectiva los principios y etapas de la gestión del riesgo para el transporte de hidrocarburos.

4.2 Análisis del modelo

Antes de llevar a cabo el análisis del estándar propuesto, se explicarán dos aspectos fundamentales a tener en cuenta en la materialización de un riesgo, ilustrados con ejemplos y datos reales. En primer lugar, se evidenciará el impacto económico generado por los atentados de

terceros en los oleoductos y poliductos utilizados para el transporte de hidrocarburos en Colombia durante 2005 y 2015. En segundo lugar, se detallará el impacto ambiental, destacando los principales recursos afectados. Estos ejemplos subrayan la importancia de implementar un estándar robusto de gestión del riesgo para mitigar efectos negativos y garantizar la sostenibilidad del transporte de hidrocarburos en Colombia.

4.2.1 Impacto económico

Los impactos económicos generados como consecuencia de la materialización del riesgo pueden agruparse principalmente en dos categorías el costo por intervención y el costo por pérdida de fluido. Para calcular cada uno primero se calcula el Valor Presente según la tasa de inflación como se expone a continuación:

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

Donde VF es el valor futuro, VP es el valor presente, i es la tasa de inflación y n es el tiempo (en años).

Para la realización de este análisis, se tomará como ejemplo principal el riesgo social específicamente asociado a atentados terroristas. Esta elección se fundamenta en la disponibilidad de datos reales proporcionados por informes de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA, el Ministerio de Defensa, Cenit y Ecopetrol. Estos informes ofrecen información detallada y verificable, esencial para un análisis riguroso. En contraste, otros tipos de riesgos presentan desafíos significativos debido a la escasez de información o a la sensibilidad de las compañías respecto a compartir datos, lo cual dificulta la realización de un análisis completo y preciso que permita validar con exactitud los impactos económicos. De esta manera, centrar el estudio en los atentados terroristas no solo garantiza una

base de datos sólida, sino que también facilita la evaluación de los efectos económicos y la formulación de estrategias efectivas de gestión del riesgo.

Para calcular el costo total de los hidrocarburos perdidos debido a atentados entre 2005 y 2015 a nivel nacional, se consideran varios factores. Por un lado, se tiene en cuenta la inflación del peso colombiano y, por otro, la del dólar para determinar el precio actual, como se ilustra en la tabla 32. Además, se considera el cambio en el precio del Barril Brent.

Tabla 32.

Costos por hidrocarburo perdido entre 2005 y 2015.

AÑO	DERRAME (BBLs)	PRECIO DE BARRIL USD	COSTO ANTERIOR	COSTO ACTUAL
2005	67296	\$ 54,38	\$ 3.659.556,48	\$ 5.311.456,14
2006	102681	\$ 65,14	\$ 6.688.640,34	\$ 9.546.353,81
2007	40946	\$ 72,52	\$ 2.969.403,92	\$ 4.198.737,27
2008	27479	\$ 96,99	\$ 2.665.188,21	\$ 3.650.829,33
2009	19762	\$ 61,51	\$ 1.215.560,62	\$ 1.706.021,12
2010	14045	\$ 79,47	\$ 1.116.156,15	\$ 1.543.283,22
2011	26700	\$ 111,27	\$ 2.970.909,00	\$ 4.123.179,88
2012	155870	\$ 111,63	\$ 17.399.768,10	\$ 23.568.722,12
2013	134426,517	\$ 108,56	\$ 14.593.342,69	\$ 19.693.505,42
2014	64549,5768	\$ 99,03	\$ 6.392.344,59	\$ 8.642.524,70
2015	34687,25	\$ 52,35	\$ 1.815.877,54	\$ 2.520.167,98
TOTAL	688442,3438			\$ 84.504.781,00

Nota. Adaptado de (Avella y Jaimes, 2021, pp. 54-55).

Por otro parte, se establecen los costos por intervención y remediación, los cuales varían de acuerdo con la magnitud del derrame, el tipo de ecosistema afectado y las tecnologías requeridas. A continuación se presenta algunos de estos parámetros y su valor.

Tabla 33.*Costos por intervención.*

MEDIDA	DESCRIPCIÓN	COSTO APROXIMADO
<i>Limpieza y Contención Inmediata</i>	Incluye la utilización de barreras absorbentes y otros materiales, así como la movilización de equipos y personal especializado.	El despliegue y operación de estos equipos puede costar entre \$15,000 y \$50,000 USD por día, dependiendo de la complejidad y la escala del derrame
<i>Restauración del Ecosistema</i>	Incluye la remoción del contaminante, tratamiento de suelos y aguas, y la reintroducción de flora y fauna nativa	Los costos pueden oscilar entre \$10 y \$70 USD por metro cúbico de suelo contaminado dependiendo de la técnica de biorremediación utilizada
<i>Responsabilidades Económicas y Leyes Vigentes</i>	Sanciones ambientales	Pueden variar con respecto al daño por ejemplo en el año 2021 Ecopetrol fue multada por el ANLA por el afloramiento de crudo en inmediaciones del Pozo Lizama 158, ocurrido en marzo de 2018. Con un total de \$3.863.918.267

Nota. Elaboración propia.

En este punto se trae a colación un evento presentado el día 23 de Diciembre de 2011 a las 3:46 de la mañana, el cual comenzo como una baja de presión en el sistema del poliducto Puerto Salgar- Cartago. Aunque de inmediato se suspendio el flujo, fue inevitable que quedara gasolina dentro del ducto afectado y como consecuencia se presentaron varias explosiones a las 4:30 am, las cuales ocasionaron derrames que alcanzaron cuerpos de agua como la quebrada Aguazul en el municipio de Dosquebradas y dejaron varias personas heridas (Contraloria Municipal de DosQuebradas, 2012, pp. 39-41).

En primera instancia, se desarrollo el plan de contingencia por parte de Ecopetrol, luego se realizaron los estudios tecnicos, concluyendo que la tubería estaba en buenas condiciones mecanicas, quedando descartada la perdida de contención por corrosión o defectos en el mantenimiento. Pero de acuerdo con las compañías especializadas se determino que derivado de la ola invernal, se produjo una sobresaturación de agua en el terreno donde se encontraba instalada la tubería, lo que acelero un movimiento de tierra que produjo una excesiva tensión en la tubería, generando una tracción que supero el limite de resistencia para el cual fue diseñado el ducto (Contraloria Municipal de DosQuebradas, 2012, pp. 42-43).

El primer diagnostico de afectaciones en la comunidad se encuentra detallado en la siguiente tabla.

Tabla 34.

Diagnóstico inicial a nivel social

CANTIDAD	BALANCE
33	Personas fallecidas
63	Pacientes hospitalizados
38	Viviendas colapsadas
66	Viviendas con reparaciones menores
3	Acueductos afectados

Nota. Tomado de (Contraloria Municipal de DosQuebradas, 2012, p.41).

En cuanto a las afectaciones ambientales como consecuencia de las diversas explosiones generadas y posterior derrame de gasolina, se identifican los recursos receptores de la contaminación en la siguiente tabla.

Tabla 35.*Afectaciones ambientales.*

RECEPTOR	DESCRIPCIÓN	NUMERO DE AFECTADOS
<i>vegetación afectada</i>	Fustal, Latizal, Guadaua y Cañabrava	4333
<i>Cuerpos de agua afectados</i>	Quebrada azul Quebrada N.N	2180 m2
<i>Animales afectados</i>	Domesticos	182 atendidos, 34 fallecidos y 140 entregados
<i>Suelo contaminado</i>	Vereda Aguazul	3968 m2

Nota. Tomado de (Contraloria Municipal de DosQuebradas, 2012, pp.42-46).

Por ultimo, la tabla 36 relaciona la inversión total que tuvo que hacer Ecopetrol para remediar el daño efectuado.

Tabla 36.*Costos involucrados.*

TIPOS DE INVERSIÓN	MONTO
Pagos por efecto de atención a animales	\$ 17.296.248,00
Remoción cobertura vegetal afectada	\$ 196.795.494,00
Monitoreos ICP para la calidad de aguas y suelos	\$ 445.963.153,00
Reparación de acueductos e infraestructura	\$ 64.115.000,00
Estudios geotécnicos	\$ 30.076.263,00
Estudios empresas de servicios	\$ 464.702.760,00
Perforación de pozos de monitoreo	\$ 16.125.000,00
Reparaciones del poliducto	\$ 1.514.989.406,00
Pruebas a tubería	\$ 7.050.000,00
Apoyo logistico	\$ 349.997.008,00
SUBTOTAL	\$ 3.107.110.332,00
Cobros por entidades como hospitales (prestación de salud)	\$ 2.715.205.758,00
TOTAL	\$ 5.822.316.090,00

Nota. Tomado de (Contraloria Municipal de DosQuebradas, 2012, p. 50).

Este caso permite evidenciar claramente que, la materialización de un riesgo por factores naturales aunque no es muy probable, cuando se presenta puede generar eventos catastróficos en terminos de lesiones personales, daños al medio y perdidas significativas para la compañía, como en este caso donde el valor asciende a \$ 5.822.316.090,00.

4.2.2 Impacto ambiental

La materialización de los riesgos asociados con el transporte de hidrocarburos mediante oleoductos y poliductos en Colombia tiene serias consecuencias sobre los recursos ambientales, ocasionando daños a largo plazo en los ecosistemas, alterando los hábitats naturales y poniendo en peligro especies vulnerables. En la siguiente tabla con base en el análisis de bibliográfico se identifican los recursos más susceptibles a sufrir afectaciones.

Tabla 37.

Recursos ambientales más afectados



Nota. Elaboración propia

4.2.3 Beneficios de implementar el modelo

La implementación del modelo propuesto para la gestión del riesgo en el proceso de transporte de hidrocarburos puede resultar en beneficios significativos tanto a nivel económico como ambiental.

A nivel económico, este modelo puede aportar a una considerable reducción de costos asociados con derrames, robos y daños a la infraestructura. Además, puede ayudar minimizar o eliminar los gastos por sanciones legales y remediación ambiental. La optimización de las operaciones, al identificar y mitigar los riesgos antes de que se conviertan en un problema grave, mejora la eficiencia operativa y reduce el tiempo de inactividad, así como las interrupciones en el suministro. Así mismo, la adopción de estándares reconocidos internacionalmente incrementa la confianza de los inversores, mejorando la reputación de la empresa y atrayendo financiamiento con condiciones más favorables.

Ambientalmente, el modelo es crucial en la prevención de derrames, reduciendo la probabilidad de fallos en los ductos y la anticipación de ataques deliberados, lo que protege a los ecosistemas. También mejora la gestión de emergencias, facilitando una respuesta rápida y eficiente a incidentes ambientales. En concordancia asegura el cumplimiento de las regulaciones ambientales locales e internacionales, evitando multas y sanciones. En conjunto, estos beneficios refuerzan la sostenibilidad y responsabilidad del transporte de hidrocarburos, asegurando tanto la viabilidad económica como la protección ambiental.

5. Conclusiones

Desde la construcción de los primeros oleoductos en 1986, se ha observado que los principales riesgos asociados al transporte de hidrocarburos en Colombia están relacionados con los robos y atentados perpetrados por grupos armados ilegales como el ELN y las FARC. Estos siguen teniendo un impacto significativo en el proceso principalmente en Oleoductos como Caño Limón- Coveñas. Donde se han derramado aproximadamente 3,7 millones de barriles en ecosistemas naturales, dejando un impacto devastador para los animales, el suelo, las fuentes hídricas y la comunidad.

La integración de las metodologías NTC ISO 31000, NTC 5254 y el Estándar IRM ha permitido establecer un enfoque más preciso y adecuado para la gestión de riesgos en el transporte de hidrocarburos conformado por siete etapas. Donde la NTC ISO 31000 proporcionó un marco de referencia sistemático. En contraste, la NTC 5254 aportó un enfoque basado en el sector energético colombiano, con directrices adaptadas a las particularidades locales. Finalmente, el Estándar IRM complementó el modelo con un énfasis en la resiliencia organizacional y la respuesta ante crisis.

Se logró estructurar un modelo para la gestión del riesgo que combina el enfoque cualitativo y cuantitativo para garantizar una gestión del riesgo exitosa y precisa. De esta manera al implementar este modelo, las organizaciones enfocadas en el transporte de hidrocarburos pueden fortalecer su capacidad para anticipar y gestionar los riesgos de manera eficaz, promoviendo así, la resiliencia y la sostenibilidad a largo plazo.

Se presentó el modelo a través de un objeto virtual de aprendizaje en la herramienta Canva, con el fin de brindar acceso desde cualquier lugar y en cualquier momento a todas aquellas

personas interesadas en mantener una cultura proactiva con respecto a la gestión de los riesgos, además su estructura y análisis puede servir como base para futuros proyectos de investigación.

6. Recomendaciones

Se recomienda que a la hora de implementar el modelo se acompañe de softwares especializados en el análisis de los riesgos, con el fin de obtener datos precisos a la hora de priorizar los riesgos e implementar mecanismos de tratamiento.

Se recomienda que el registro de riesgos sea de fácil acceso para que las personas puedan mantenerse al tanto de las amenazas que se presentan en el entorno y cuáles son los mecanismos de control y prevención disponibles.

Se recomienda el uso de drones para mejorar la eficiencia y efectividad de las medidas implementadas en la gestión de riesgos en el transporte de hidrocarburos. Estos dispositivos, equipados con cámaras de alta resolución, permiten inspecciones visuales remotas de oleoductos y poliductos, identificando posibles fallas o daños sin necesidad de acceso físico. Además, el monitoreo continuo de rutas vulnerables, la creación de mapas detallados de la topografía circundante y la rápida respuesta a emergencias, son solo algunas de las capacidades que los drones ofrecen.

Se recomienda el uso de realidad virtual y realidad aumentada para simular escenarios de riesgo y proporcionar capacitación práctica en un entorno seguro y controlado. Esto puede ayudar a preparar a los equipos de respuesta para situaciones de emergencia y mejorar la toma de decisiones en situaciones de alto riesgo.

También en cuanto a las medidas de o barreras de control se sugiere el uso de tecnologías o avances en recubrimientos tribológicos inteligentes, los cuales han revelado múltiples funcionalidades excepcionales como la autorreparación, autolubricación, autolimpieza y detección de fallas.

Referencias Bibliográficas

- Abdulnaser M, A.-S., Hitham, A., Said Jadid, A., & Ajayshankar, J. (2023). Prediction of oil and gas pipeline failures through machine learning approaches: A systematic review. *Energy Reports*, 10, 1313-1338. Recuperado el 2024, de <https://doi.org/10.1016/j.egy.2023.08.009>.
- Asociación Colombiana de Petróleo. (2015). *Informe anual sobre el impacto ambiental del robo de petróleo en Colombia*.
- Avella Sánchez, D. A., & Jaimes Navarro, J. E. (2021). *Evaluación de las alteraciones ambientales, a causa de los atentados realizados por grupos al margen de la ley en las principales líneas de transporte de crudo del país*. (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Bayona, L. M., (2017). *Gestión de riesgos ambientales para oleoductos en Colombia*. (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Bustamante, J. y Mejía, J (2008). *Metodología para la Evaluación Económica y el Análisis de Riesgo e Incertidumbre de un Proyecto de Inyección de Agua* (Tesis de pregrado). Fundación Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia. Obtenido de https://www.academia.edu/28077127/Metodologia_Para_La_Evaluacion_Economica_y_El_Analisis_De_Riesgo_e_Incertidumbre_De_Un_Proyecto_De_Inyeccion_De_Agua
- Cenit . (2024). *Cenit -transporte*. Obtenido de <https://cenit-transporte.com/poliductos/>
- Cenit. (2022). *Informe de Sostenibilidad*. Bogotá. Obtenido de <https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2022/12/Informe-integrado-gestion-sostenible-2021.pdf>

- Cenit. (2022). *Informe Integrado de Gestión Sostenible 2022*. Bogotá. Obtenido de <https://cenit-transporte.com/wp-content/uploads/2022/12/Informe-integrado-gestion-sostenible-2021.pdf>
- Contraloría Municipal de Dosquebradas. (2012). *Informe Ambiental 2011-2012*. Dosquebradas. Obtenido de <http://www.contraloriadedosquebradas.gov.co/documentos/Auditorias/2012/INFORMEAMBIENTAL2011-2012.pdf>
- Contratista, C., Delvasto, :, Echevarria, Y., & Asociados, Y. (2021). *Resultados Consultoría: Estudio acerca de la metodología para la fijación de tarifas de transporte de crudo por oleoductos*. Obtenido de https://www.minenergia.gov.co/documents/3134/Informe_P%C3%BAblico_Consultor%C3%ADa_Metodologia_Tarifaria_Oleoductos_vp.pdf
- Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG]. (2020). *Sitio web de la Comisión de Regulación de Energía y Gas*. Recuperado de <https://creg.gov.co/>
- D Little , A. (2008). *Evaluación de Riesgos de Abastecimiento de Hidrocarburos en el Corto, Mediano y Largo Plazo*. Houston, Texas. Obtenido de https://www.anh.gov.co/documents/1908/Informe_IV_-_Plan_de_Contingencia.pdf
- Dueñas, H., Sepúlveda, A., & Vera, F. (2009). *Integridad estructural de sistemas de transporte de hidrocarburos* [Structural integrity of hydrocarbon transportation systems]. Editorial Universidad Nacional de Colombia. Obtenido de <https://doi.org/10.19053/9789586606110>
- Ecopetrol S.A. (2014). *El petróleo y su mundo*. Ecopetrol.

- FIP, F. i. (2020). *Verdad y afectaciones a la infraestructura petrolera en Colombia en el marco de conflicto armado*. Bogotá. Obtenido de <https://storage.ideaspaz.org/documents/codhes-web.pdf>
- Garcés Gaitán, A. F., y Sánchez Corredor, C. A. (2017). *Selección de un método de compensación volumétrica por calidad para el transporte por oleoductos de cuatro tipos de crudos de campos en la cuenca del Caguán -Putumayo*. Fundación Universidad de América, Bogotá.
- Gutierrez Leiva, V. H. (2018). *Diseño del sistema de producción y operaciones para una empresa de transporte de hidrocarburos por oleoducto con una propuesta MRP que garantice la disponibilidad de activos criticos*. (Tesis de posgrado). Universidad Sergio Arboleda, Bogotá, Colombia.
- Icontec. (2004). *Norma Técnica Colombiana 5254*. Bogotá, Colombia.
- Icontec. (2013). *Guía de normalización*. Icontec.
- IRM (2003). *A Risk Management Standard*. Institute of Risk Management.
- ISO. (2018). *Norma Técnica ISO 31000*. Bogotá, Colombia.
- López, J. (2017). *Análisis cuantitativo de riesgos en tuberías de transporte de sustancias peligrosas*. (Tesis de pregrado). Universidad Politécnica de Catalunya, Barcelona, España.
- Marín, A. y Quimbayo, M. (2021). *Metodología para la gestión de riesgos de la industria Oil & Gas en Colombia, basada en herramientas y técnicas óptimas y eficientes que permitan facilitar el desarrollo de proyectos*. (Tesis de pregrado). Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Martínez Larrota, J. (2011). *Análisis de riesgo multicriterio en el transporte terrestre de combustibles en zonas metropolitanas*. (Tesis de pregrado). Universidad de los Andes, Bogotá, Colombia.

Ministerio de Defensa Nacional. (2023). Informe de Seguimiento a indicadores de seguridad y resultados operacionales. Bogotá, Colombia. Obtenido de https://www.mindefensa.gov.co/irj/go/km/docs/Mindefensa/Documentos/descargas/estudios_sectoriales/info_estadistica/Logros_Sector_Defensa.pdf

Ministerio de Trabajo. (2022). Decreto 1072. Decreto Reglamentario Sector Trabajo. Obtenido de <https://www.mintrabajo.gov.co/documents/20147/0/DUR+1072+Sector+Trabajo+Actualizado+a+Diciembre+20+de+2021.pdf/f1f86400-2b37-0582-5557-87a5d3ea8227?t=1640204850717>

OCENSA. (2011). *Manual del Transportador*. Obtenido de <https://ocensa.com.co/docs/transparencia/MDT%20V14%20Oficial%20-%20Secci%C3%B3n%20P%C3%ABlica.pdf>

OCENSA. (2014). *Manual del Transportador*. Obtenido de OCENSA. (2011). *Manual del Transportador*. Obtenido de <https://ocensa.com.co/docs/transparencia/MDT%20V14%20Oficial%20-%20Secci%C3%B3n%20P%C3%ABlica.pdf>

Oleoducto de Colombia. (2021). *Manual del transportador*. Obtenido de <https://www.oleoductodecolombia.com/wp-content/uploads/2022/01/BTO-12-ManualDelTransportador.pdf.pdf>

Oleoducto de los Llanos Orientales. (2024). *ODL*. Obtenido de https://www.odl.com.co/?page_id=13

- Semana: Especiales Semana Sostenible. (2019). Voladura: Una cruda arma de guerra. *Semana* . Recuperado el 2024, de <https://especiales.sostenibilidad.semana.com/voladuras-de-oleoductos-en-colombia/index.html>
- Tamayo, D. Á., & Hincapié Mejía, M. (2016). *Un estado del arte del análisis cualitativo y cuantitativo de riesgos en proyectos*. EAFIT, Medellín. Obtenido de <https://core.ac.uk/download/pdf/84841836.pdf>
- UPME. (2013). *Cadena del petróleo*. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/CadenadelPetroleo_sp.pdf
- UPME. (2019). *Plan indicativo de aastecimiento de combustibles liquidos*. Ministerio de Minas y energía. Obtenido de <https://www.upme.gov.co/> (pp. 46-56).
- UPME. (2021). *Plan indicativo de Abastecimiento de Combustibles Líquidos*. Bogotá. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Plan_Indicativo_Abastecimiento_Combustibles_Liquidos.pdf
- Usaquen Lopez, J. E. (2004). *Principales Problemas Operacionales Para El Transporte De Crudo Pesado A Traves Del Oleoducto Velasquez-Galán Y Recomendaciones Para Sus Posibles Soluciones - Campo Velasquez*. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
- Vicepresidencia HSE de Ecopetrol. (2023). Comportamiento histórico de incidentes. Obtenido de <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/Home/sostecnibilidad/ambiental/prevencion-remediacion/historico-incidentes>
- Yan Cui (2017). *Third-Party Damage Risk Assessment for Oil and Gas Pipelines Using Bayesian Network And Game Theory*. University Texas A&M. USA

Apéndices

Apéndice A. Formato Matriz para la identificación de los requisitos de las partes interesadas

PARTE INTERESADA	MISIÓN	ASPECTO DE INTERES	OBS.
<i>ANH</i>	La ANH es la autoridad encargada de promover el aprovechamiento óptimo y sostenible de los recursos hidrocarburíferos del país, administrándolos integralmente y armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.	Regula y supervisa las actividades de transporte de crudo, estableciendo normas técnicas en materia de seguridad y ambiente	
		Garantizar que las empresas cumplan con normas de seguridad y salud ocupacional en el transporte de crudo, para prevenir accidentes y proteger a los trabajadores.	
		Promover la competencia en el sector de transporte de crudo para garantizar precios competitivos y un servicio eficiente.	
		Supervisa que las empresas transportadoras cumplan con los términos de los contratos y concesiones relacionados con el transporte de crudo.	
<i>Icontec</i>	Empresa multinacional de servicios que contribuye a la generación de confianza en la sociedad y al desarrollo sostenible en las organizaciones; a través de la innovación en normalización, en educación, en evaluación de la conformidad y en metrología, generando valor agregado con nuestro talento humano.	Proporciona directrices para un enfoque de gestión socialmente responsable en las organizaciones y comparte principios comunes con otros sistemas e instrumentos de gestión.	
		Brinda soporte y desarrollo al productor y protección al consumidor	
		Establece un marco de gestión basado en el desarrollo sostenible	
		Suscrita renovación de la cultura de la organización a partir de principios compartidos y fines socialmente legítimos	
<i>Ministerio De Trabajo</i>	Formular, adoptar y orientar la política pública en materia laboral que contribuya a mejorar la calidad de vida de los colombianos, para garantizar el	Reglamenta los criterios de graduación de las multas por infracción a las normas de Seguridad y Salud en el Trabajo y Riesgos Laborales, se señalan normas para la aplicación de la orden de clausura del lugar de trabajo o cierre definitivo de la empresa y paralización o prohibición inmediata de trabajos o tareas y se dictan otras disposiciones	

	<p>derecho al trabajo decente, mediante la identificación e implementación de estrategias de generación y formalización del empleo; respeto a los derechos fundamentales del trabajo y la promoción del diálogo social y el aseguramiento para la vejez.</p>	<p>Reglamenta la afiliación de estudiantes en práctica al Sistema General de Riesgos Laborales</p> <p>Expide la Tabla de Enfermedades Laborales</p> <p>Establece como obligatoria la implementación de un esquema de compensación en el Sistema General de Riesgos Laborales por altos costos de siniestralidad y se dictan otras disposiciones.</p> <p>Dicta disposiciones para la implementación del Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo</p>	
<p><i>Ministerio De La Salud Y Protección Social</i></p>	<p>Dirigir el sistema de salud y protección social en salud, a través de políticas de promoción de la salud, la prevención, el tratamiento y la rehabilitación de la enfermedad y el aseguramiento, así como la coordinación intersectorial para el desarrollo de políticas sobre los determinantes en salud; bajo los principios de eficiencia, universalidad, solidaridad, equidad, sostenibilidad y calidad, con el fin de contribuir al mejoramiento de la salud de los habitantes de Colombia.</p>	<p>Garantiza la igualdad salarial y de retribución laboral entre mujeres y hombres, se establecen mecanismos para erradicar cualquier forma de discriminación y se dictan otras disposiciones.</p>	
		<p>Se adoptan medidas para prevenir, corregir y sancionar el acoso laboral y otros hostigamientos en el marco de las relaciones de trabajo</p>	
		<p>Establece en cooperación con los demás organismos del Estado que tengan relación con estas materias, las regulaciones técnicas y administrativas destinadas a proteger, conservar y mejorar la salud de los trabajadores en el territorio nacional, supervisar su ejecución y hacer cumplir las disposiciones de la ley 9 y de las reglamentaciones que de acuerdo con él se expidan.</p>	
		<p>Promover y ejerce acciones de investigación, control, vigilancia y protección de la salud de las personas que trabajan, lo mismo que las educativas correspondientes, en cooperación con otros organismos del Estado, instituciones privadas, empleadores y trabajadores</p>	
		<p>Determina los requisitos para la venta, el uso y el manejo de sustancias, equipos, maquinarias y aparatos que puedan afectar la salud de las personas que trabajan. Además, puede prohibir o limitar cualquiera de estas actividades cuando representen un grave peligro para la salud de los trabajadores o de la población en general</p>	
		<p>Reglamenta los aspectos relacionados con la protección de la salud en todo tipo de establecimiento</p>	

		Reglamenta el número y ubicación de servicios sanitarios en los establecimientos comerciales	
		Establece conjuntamente con el Ministerio de Agricultura, los requisitos sanitarios que deban cumplir los productos de importación o exportación y vigilarán su estricto cumplimiento	
		Reglamenta las condiciones del efluente de entidades cuyas características especiales así lo requieran para protección de la salud de la comunidad	
<i>Ministerio De Medio Ambiente</i>	Ser la entidad pública encargada de definir la política Nacional Ambiental y promover la recuperación, conservación, protección, ordenamiento, manejo, uso y aprovechamiento de los recursos naturales renovables, a fin de asegurar el desarrollo sostenible y garantizar el derecho de todos los ciudadanos a gozar y heredar un ambiente sano.	Reglamentará todo lo relacionado con la recolección, transporte y disposición final de basuras en todo el territorio colombiano, teniendo en cuenta además lo establecido en los artículos 34 a 38 del Decreto-Ley 2811 de 1974.	
		Establece las normas sanitarias para la prevención y control de los agentes biológicos, físicos o químicos que alteran las características del ambiente exterior de las edificaciones hasta hacerlo peligroso para la salud humana.	
<i>Proveedores</i>	Según la norma ISO 9000 un proveedor es aquella organización o persona la cual suministra los artículos necesarios para el buen desempeño de la organización ya sea materia prima o recursos	Pagos oportunos de las materias o recursos proporcionados	
		Mutua relación de respeto	
		Calidad en las materias primas suministradas a la organización para satisfacer las necesidades de sus clientes	
<i>Comunidad</i>	Son todas aquellas personas que pueden ser beneficiadas o afectadas por las actividades de la organización	Orientación clara sobre el enfoque de Responsabilidad Social de la organización.	
		Información de documentos donde plasme políticas y prácticas de responsabilidad social	
		Orientación o información clara sobre la afectación que pueda llegar a hacer el producto a la comunidad	

Nota Elaboración propia

Apéndice B. Matriz para la identificación de requisitos normativos y legales

ACTIVIDAD	ENTE EMISOR	TIPO DE DOCUMENTO	FECHA DE EXPEDICIÓN	ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUISITO	PONDERACIÓN				Evidencia	Calificación parcial	Promedio total
							No documentado: 0	Documentado, pero no implementado: 50	Implementado, pero no documentado: 75	Documentado e implementado: 100			
A que parte del proceso aplica el documento	Quien emite el documento	Norma, Ley, Decreto, Resolución	DD/MM/AAAA	Título y artículo	Síntesis del artículo	¿Qué exige el documento							

Nota: Elaboración propia

Para la ponderación se establecen 4 criterios, teniendo en cuenta el cumplimiento del requisito entonces se le da un puntaje conocido como CALIFICACIÓN PARCIAL, luego se suman las calificaciones y se divide entre el número de ítems o requisitos y eso me da el porcentaje de cumplimiento total. Normalmente se subdivide en áreas como medio ambiente, seguridad & salud en el trabajo, producto entre otros para facilitar y discernir en donde se encuentran las falencias