

Estudio de viabilidad técnico – económica para la implementación de drones como tecnología de gestión de riesgos para la infraestructura del oleoducto Caño Limón – Coveñas

Jorge Andres Carroll Patiño

Jorge Daniel Reales Moncada

Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Para Optar Al Título De Ingenieros De
Petróleos

Director

Jimena Lizeth Gómez Delgado

Magister En Ingeniería De Petróleo y Gas

Universidad Industrial De Santander

Facultad De Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela De Ingeniería De Petróleos

Bucaramanga

2022

Dedicatoria

Quiero agradecer a Dios por darme la oportunidad de dar este paso en mi vida y por todas las cosas aprendidas durante estos años.

Agradezco a mis padres por todo el apoyo que me brindaron durante este tiempo, por todo el sacrificio que hicieron para que yo pudiera alcanzar este logro, siendo ellos mi mayor motivación durante toda la carrera. De la misma forma, gracias a toda mi familia por todo el acompañamiento dado, en especial a mis hermanas que desde la distancia siempre estuvieron al lado mio.

Es importante mencionar que este proyecto no hubiese sido posible sin la colaboración de la Universidad Industrial de Santander, principalmente de la ingeniería Jimena Lizeth Gómez, quien nos guió y asesoró durante este trabajo. A todos mis compañeros, quienes estuvieron conmigo, dispuestos a ayudarme en mi proceso de aprendizaje. Por último, agradecer a todos los profesores y trabajadores de la universidad quienes dieron su tiempo para formarme profesionalmente.

JORGE ANDRES CARROLL PATIÑO

Dedicatoria

Quiero agradecer a mi familia por el apoyo dado durante la carrera. A mis amigos que me brindaron su compañía a lo largo de la vida universitaria. Al Team Rayo y a Instagram por ser mi motor en el desarrollo de la tesis.

JORGE DANIEL REALES MONCADA

Tabla de contenido

Introducción	11
1. Objetivos	14
2. Tecnologías convencionales para la inspección de oleoductos.....	15
2.1. Métodos de detección visuales.....	16
2.2. Métodos de detección internos.....	17
2.2.1. Inspección mediante presiones negativas.....	18
2.2.2. Inspección mediante balance de masa/volumen	19
2.2.3. Inspección mediante modelado dinámico	20
2.2.4. Pipeline Inspection Gauge (PIG)	21
2.3. Métodos de detección externos	22
2.3.1. Inspección mediante técnicas acústicas	22
2.3.2. Inspección mediante muestreo con vapor	24
3. Oleoducto Caño Limón Coveñas	26
3.1. Generalidades.....	26
3.2. Atentados a la infraestructura del oleoducto	31
3.3. Tecnologías de inspección del oleoducto Caño Limón – Coveñas.....	36
3.3.1. Ventajas y desventajas de las tecnologías de inspección usadas en el oleoducto Caño Limón-Coveñas.	36
3.4. Plan de contingencia del Oleoducto Caño Limón-Coveñas.....	38

DRONES EN OLEODUCTOS	5
4. Inspección de tuberías mediante el uso de drones	44
4.1. Aplicación de los drones en la industria petrolera	45
4.1.1. Exploración y Evaluación	46
4.1.2. Desarrollo de campos	47
4.1.3. Producción	48
4.2. Principio de funcionamiento de los drones	50
4.3. Tipos de drones aplicados a la industrial del petróleo y gas	54
4.3.1. Drones multirrotor	54
4.3.2. Drones de ala fija	54
4.3.3. Drones de un solo rotor	55
4.3.4. Drones híbridos de ala fija	56
4.4. Reglamentación del uso de drones en Colombia	56
5. Plan de aplicación de drones para la inspección del oleoducto caño limón	59
5.1. Consideraciones técnicas previas a la selección del UAV	59
5.2. Sondeo de UAV tipo C registradas ante la Aeronáutica Civil	61
5.3. División de tramos para inspección por drones	62
5.4. Estimación de costos de implementación y pérdidas de crudo	64
6. Conclusiones	67
7. Recomendaciones	68
Referencias bibliográficas	69

Lista de figuras

Figura 1 Línea del tiempo de probabilidad de fallas en una tubería durante su vida..	15
Figura 2 Corrosión detectada por inspección visual en diferentes grados de afectación.	17
Figura 3 Esquema de un sistema de medición de presiones negativas	18
Figura 4 Esquema de tuberías para emplear el método de balance	19
Figura 5 Tubería con fuga simulada mediante técnica mecánica de fluidos computacional..	20
Figura 6 Esquema de un PIG introducido en la tubería	22
Figura 7 Esquema de un sistema de detección de fugas por métodos acústicos.	23
Figura 8 Esquema de la red de tuberías Dongling, China.	24
Figura 9 Detección de fugas de fluidos en estado gaseoso mediante el muestreo con vapor. 25	
Figura 10 Ubicación y cubrimiento de los oleoductos principales de Colombia..	26
Figura 11 Ubicación del Oleoducto Caño Limón Coveñas.	27
Figura 12 Tarifas históricas de transporte en OCC.....	31
Figura 13 Causas principales de derrames de hidrocarburos en oleoductos.....	32
Figura 14 Estadísticas de los atentados a la infraestructura energética en Colombia.....	32
Figura 15 Ataques a las infraestructuras de los oleoductos en Colombia en los últimos años	33
Figura 16 Puntos calientes y fríos referentes a ataques de oleoductos en Colombia.....	35
Figura 17 Distribución del Plan De Contingencia Nacional.....	39
Figura 18 Niveles de activación del PNC	40
Figura 19 Áreas de responsabilidad geográfica para la ejecución del PNC	41
Figura 20 Vista general del sobrevuelo de un dron para la detección de gas metano.	49

DRONES EN OLEODUCTOS	7
Figura 21 Principio de funcionamiento de la tecnología UAV.	51
Figura 22 Aplicación de los UAV en la detección térmica de fugas	52
Figura 23 Aplicación de los UAV en estudios de integridad de materiales	52
Figura 24 Aplicación de la tecnología UAV en la medición de gases como metano y etano.	53
Figura 25 Aplicación de los UAV en la generación de los modelos geológicos y sísmicos ..	53
Figura 26 Dron multirotor.....	54
Figura 27 Dron de ala fija.....	55
Figura 28 Dron de un solo rotor.....	55
Figura 29 Dron híbrido.....	56
Figura 30 Posición de las estaciones del oleoducto (cuadrados verdes) respecto a los aeródromos cercanos (estrellas amarillas).	60
Figura 31 Centro de Operación No. 1 en la Estación Banadía.	62
Figura 32 Centro de Operación No.2 en la Estación Toledo	63
Figura 33 Centro de Operación No.3 en la Estación Orú.	63
Figura 34 Centro de Operación No.4 en una nueva base que se localizaría en el Aeropuerto San Bernardo en la ciudad de Mompós.	64
Figura 35 Comportamiento TRM y precio del barril en el 2020	65
Figura 36 Flujo de caja costos de implementación contra ingresos generados por control de válvulas ilícitas.....	66

Lista de tablas

Tabla 1 Descripción del recorrido del oleoducto Caño Limón Coveñas	29
Tabla 2 Generalidades de las estaciones de bombeo del oleoducto Caño Limón Coveñas	29
Tabla 3 Diámetros de troncales OCC	30
Tabla 4 Especificaciones mínimas de calidad.....	30
Tabla 5 Ventajas y desventajas de las tecnologías de inspección en el oleoducto	36
Tabla 6 Clasificación de las UAV en Colombia	57
Tabla 7 Cálculo de distancias entre estaciones	59
Tabla 8 Sondeo de las especificaciones de UAV tipo C registradas en Colombia.....	61
Tabla 9 Costos de operación, implementación y mano de obra.....	65

Resumen

Título: Estudio de viabilidad técnico – económica para la implementación de drones como tecnología de gestión de riesgos para la infraestructura del oleoducto Caño Limón – Coveñas*

Autores: Jorge Andrés Carroll Patiño, Jorge Daniel Reales Moncada**

Palabras clave: Inspección, drones, oleoducto, integridad, viabilidad técnico – económica.

Resumen:

Una vez el crudo y el gas son extraídos de los yacimientos, la rentabilidad y eficiencia de la cadena de valor esta sujeto a las operaciones de transporte, tratamiento y refinación. Para la etapa de transporte, se construye una compleja infraestructura encargada de la conducción de los fluidos. De esta manera, el éxito de esta etapa y de la comercialización de los fluidos depende en gran medida del correcto funcionamiento y operación de las instalaciones. Con el objetivo de asegurar estos procesos, se han propuesto diferentes tecnologías de inspección. No obstante, estas tecnologías no son del todo eficientes y poseen diversas desventajas y limitantes. Como tecnología emergente en la industria de los hidrocarburos, el uso de drones ha empezado a tener aplicación en la exploración, desarrollo, producción y transporte. Dentro de la inspección de oleoductos y/o gasoductos, los resultados registrados por algunas grandes operadoras a nivel mundial prometen un gran potencial de esta tecnología desde el punto de vista técnico, social y económico. Con base en esto, este proyecto presenta una completa descripción de los drones, su principio de funcionamiento y clasificación. Adicionalmente, se propone como alternativa promisoría para la inspección de uno de los oleoductos importantes en Colombia: el oleoducto caño Limón-Coveñas. Este oleoducto cubre gran parte del territorio nacional y es foco constante de atentados y actividades ilícitas. Con base en los tramos y estaciones del oleoducto, se propone la adecuación de cuatro centros de monitoreo y la adquisición de diez drones. Teniendo en cuenta la reglamentación vigente colombiana, los equipos a adquirir deben asociarse a la clasificación tipo C. Finalmente, los gastos de inversión y operación de este sistema de inspección en el oleoducto podrían ser soportados por la disminución de las cantidades de crudo robados, representando una mayor cantidad de fluidos para el comercio. Se encontró que los gastos pueden ser totalmente soportados a través de la mitigación de la cantidad de barriles de crudo hurtados a través de válvulas ilícitas.

*Thesis study

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Jimena Lizeth Gómez Delgado M.Sc. Petroleum and Gas Engineering

Abstract

Title: Technical-economic feasibility study for the implementation of drones as risk management technology for the infrastructure of the Caño Limón - Coveñas pipeline*

Authors: Jorge Andrés Carroll Patiño, Jorge Daniel Reales Moncada**

Keywords: Inspection, drones, pipeline, integrity, technical and economic feasibility.

Abstract:

Once the oil and gas are extracted from the fields, the profitability and efficiency of the value chain is subject to the transport, treatment and refining operations. For the transportation stage, a complex infrastructure is built in charge of conducting the fluids. In this way, the success of this stage and of the commercialization of the fluids depends to a great extent on the correct functioning and operation of the facilities. In order to ensure these processes, different inspection technologies have been proposed. However, these technologies are not entirely efficient and have various disadvantages and limitations. As an emerging technology in the hydrocarbon industry, the use of drones has begun to have application in exploration, development, production and transportation stages. Within the inspection of oil and / or gas pipelines, the results registered by worldwide big oil companies promise great potential for this technology from a technical, social and economic point of view. Based on this, this project presents a complete description of drones, their principle of operation and classification. Additionally, it is proposed as a promising alternative for the inspection of one of the most important oil pipelines in Colombia: the Caño Limón-Coveñas pipeline. This pipeline covers a large part of the Colombian territory and is a constant focus of attacks and illegal activities. Based on the sections and stations of the pipeline, the adaptation of four monitoring centers and the acquisition of ten drones are proposed. Taking into account current Colombian regulations, the equipment to be acquired must be associated with the type C classification. Finally, the investment and operating expenses of this inspection system in the pipeline could be supported by the decrease in the quantities of stolen crude, representing a larger quantity of fluids for trade. It was found that the costs can be fully supported by mitigating the amount of barrels of crude oil stolen through illicit valves.

*Thesis study

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Jimena Lizeth Gómez Delgado M.Sc. Petroleum and Gas Engineering

Introducción

La necesidad de transportar de una manera ágil y fácil el crudo resultado de la producción de los campos a las diferentes facilidades del *downstream* hacen del uso de los oleoductos un activo importante para las empresas petroleras. Es por esto, que su inspección y seguridad son fundamentales para las operaciones de la industria en los países, ya que atraviesan cientos de kilómetros a través de centros poblados, zonas de riesgos y espacios naturales. Cualquier daño a la tubería resulta en pérdidas económicas y operativas, contaminación ambiental y daños perjudiciales a la población.

No obstante, ciertos tramos de los oleoductos recorren zonas rurales o despobladas de difícil acceso, dificultando enormemente los procedimientos de control e inspección de los operadores. De igual manera, constantemente se encuentran en riesgo latente de sufrir sabotajes, daños involuntarios, afectaciones estructurales, problemas de corrosión, robos y perforaciones. Por lo tanto, es importante que los operadores monitoreen de manera continua el estado actual del oleoducto a través de inspecciones periódicas y supervisen la tubería para detectar cualquier posible anomalía.

Métodos de control, como el sistema de detección de intrusiones y el sistema de detección de fugas son utilizados junto con patrullas de seguridad, sin embargo, estos no presentan una imagen completa del oleoducto, y además consumen mucho tiempo, son costosos y no están exentos de riesgos. Tradicionalmente, los controles son realizados a pie por los operadores a lo largo de su trazado; empleando aeronaves como avionetas y helicópteros; e inclusive empleando el sistema de vías nacionales. Sin embargo, gran parte del recorrido de las tuberías pasan por rutas no transitables de difícil acceso como montañas, colinas o barrancos, y en

algunas ocasiones de forma subterránea al cruzar ríos y canales. Es por esto que el uso de drones con inteligencia artificial, análisis y otras herramientas tecnológicas pueden ayudar a solucionar este problema.

En cuanto a la situación del Oleoducto Caño Limón-Coveñas, la falta de puestos de control y supervisión en las instalaciones que componen el activo es una de las causantes del alto número de inconvenientes que se han presentado en los últimos años. Debido a su gran extensión, un seguimiento constante a todo el trazado de la tubería resulta inviable económicamente por los gastos inherentes a las patrullas de inspección, así como la topografía no permite una logística sencilla para su realización. Es por esto, que la implementación de drones como tecnología de gestión de riesgos, representa una alternativa para la industria petrolera colombiana, ya que con esta técnica es posible monitorear en tiempo real la infraestructura, permitiendo optimizar los tiempos de reacción ante cualquier tipo de emergencia como un derrame de crudo o atentados por grupos al margen de la ley. Asimismo, la implementación de la tecnología ofrece una mayor seguridad en el transporte a través del oleoducto lo que se traduce en una disminución considerable de pérdidas de hidrocarburo y un alivio económico para las compañías del sector petrolífero.

El presente trabajo analizó la implementación de drones como medida de control y vigilancia de la infraestructura del oleoducto Caño Limón – Coveñas, de manera técnica y financieramente permitiendo sentar las bases para la aplicación de esta herramienta en todo el territorio nacional con el objetivo de garantizar un funcionamiento idóneo de los equipos y la economía del sector. Para esto, el documento en discusión presenta cuatro capítulos; el primero de ellos presenta una descripción detallada de las tecnologías de inspección convencionalmente utilizadas en los oleoductos. Por otro lado, el segundo capítulo presenta información general

del oleoducto seleccionado. Finalmente, el tercer y cuarto capítulo están dirigidos a la presentación de la tecnología de drones y el análisis de factibilidad de la tecnología en el caso colombiano de estudio.

1. Objetivos

Objetivo General

Estudiar la viabilidad técnico – económica de la implementación de drones como tecnología de gestión de riesgos para la infraestructura del oleoducto Caño Limón - Coveñas

Objetivos Específicos

- Estudiar las diferentes tecnologías de inspección que se encuentran actualmente aplicadas al oleoducto Caño-Limón Coveñas.
- Establecer las principales causas de los problemas de control y vigilancia en el oleoducto Caño-Limón Coveñas.
- Evaluar técnicamente la implementación de drones como nueva tecnología para la protección de la integridad del oleoducto Caño-Limón Coveñas.
- Determinar la viabilidad desde el punto de vista económico del uso de drones como gestión de riesgos para la infraestructura del oleoducto Caño-Limón Coveñas.

2. Tecnologías convencionales para la inspección de oleoductos

Los oleoductos y gasoductos son activos y estructuras costosas que atraviesan tanto áreas ecológicamente sensibles como zonas densamente pobladas. De esta manera, su correcto funcionamiento e integridad tienen consecuencias directas sobre la vida humana, el medio ambiente y el desarrollo socioeconómico de la comunidad. Aunque el uso de tuberías y oleoductos constituye una forma práctica y relativamente segura para el transporte de hidrocarburos y los fluidos asociados a su producción, todos los años ocurren fugas debido a aspectos como defectos de soldadura, corrosión, vandalismo y daño local, lo que resulta en pérdidas graves o lesiones personales e incluso muerte (Feng et al., 2017). Adicionalmente, la probabilidad de fallas del material y ocurrencia de fugas aumentan a medida que el tiempo de uso se acerca a su vida útil (**Figura 1**).

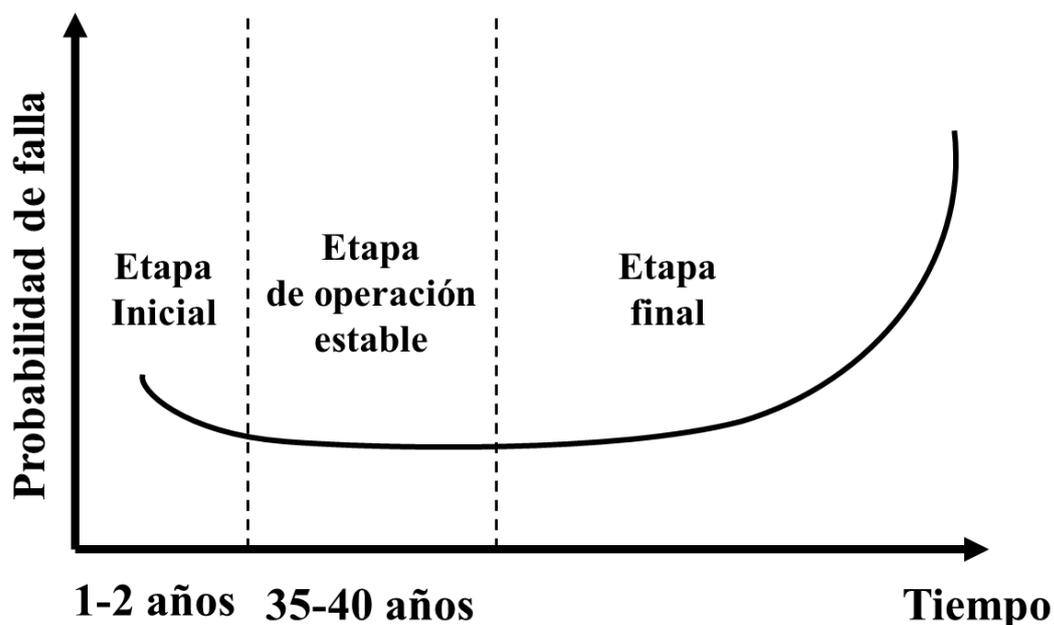


Figura 1 Línea del tiempo de probabilidad de fallas en una tubería durante su vida. Tomado de: Lu et al. (2020) Leakage detection techniques for oil and gas pipelines: State-of-the-art.

Con el objetivo de disminuir el riesgo de fugas y accidentes, se ejecutan estrategias de inspección y monitoreo en los oleoductos, las cuales pueden implementarse de forma continua y/o periódica. En términos generales, se realiza un mapeo de las líneas identificando cualquier cambio con respecto a la condición inicial o última revisión realizada. Estas técnicas han sido agrupadas en diferentes categorías por varios investigadores. Furness & Van Reet (2014) las clasificaron en tres grupos: sistemas simples, sistemas basados en computadora y sistemas de monitoreo basados en el uso de *PIG (Pipeline Inspection Gauge)*. En otro estudio, la clasificación se basa en los medios utilizados para la detección de fugas, es decir, la observación acústica, hidráulica, basada en *PIG* en línea y fuera de línea (Wang et al., 2001). Finalmente, Datta, S., & Sarkar (2016) categorizaron las técnicas de detección de fugas en hardware y software. A continuación, se describen las tecnologías comúnmente utilizadas para la inspección y monitoreo de las líneas de conducción de fluidos en la industria petrolera, haciendo énfasis en técnicas visuales, internas y externas.

2.1. Métodos de detección visuales

La técnica de inspección visual constituye un proceso no destructivo. En términos generales, este proceso consiste en observar la superficie e integridad de las tuberías con o sin la ayuda de instrumentación auxiliar. El operador designado para esta actividad debe tener una capacitación y experiencia en el contenido y aplicación de códigos, normas y especificaciones tales como el ASME (American Society of Mechanical Engineers). Los métodos visuales son los más económicos y rápidos en la detección de fallas y discontinuidades. Como principal desventaja, se tiene que los reportes son subjetivos y no se pueden almacenar para posterior verificación o análisis (Armitt & Henning, 2000). Los defectos detectables por inspección

visual incluyen: picaduras, abolladuras, entallas, fugas, defectos externos de uniones soldadas, anomalías en soportaría, deformación, pliegues, defectos de recubrimiento, vibración y contacto físico con cuerpos y estructuras ajenas al ducto.

Durante los últimos años se han planteado estrategias para realizar inspección visual de forma remota. Generalmente, este tipo de inspección se combina con la inspección directa realizada por el operador. De manera automatizada, se utilizan lentes para enfocar la energía luminosa en dispositivos ópticos o de imágenes dentro del sistema de prueba. A su vez, un dispositivo de imágenes o una cámara transfieren datos a un procesador, se aplica el tratamiento digital de imágenes y la comparación con patrones de reconocimiento según las diferentes normas. La **Figura 2** presenta uno de los defectos observables mediante métodos visuales en diferente grado de afectación.



Figura 2 Corrosión detectada por inspección visual en diferentes grados de afectación. Tomado de: Bastian et al. (2019) Visual inspection and characterization of external corrosion in pipelines using deep neural network.

2.2. Métodos de detección internos

Según Aljuaid et al. (2020), estas inspecciones basan su funcionamiento en el uso de algoritmos computacionales para la medición de parámetros operacionales del fluido y su flujo

dentro de la tubería como lo son presión, densidad, temperatura, caudal, volumen entre otros. Entre las principales técnicas resaltan la medición de presiones negativas, el balance de masa/volumen y el modelamiento dinámico de fluidos.

2.2.1. Inspección mediante presiones negativas

La medición de presiones negativas es un método el cual emplea transductores de presión que se encuentran interconectados en red permitiendo reportar los valores medidos en baches de tiempo como se observa en la **Figura 3**. Una vez se produce la fuga en la tubería, una onda de presión negativa se expande a través de la línea hacia los medidores. Su detección y localización puede realizarse con base en el tiempo de transito de la onda y la velocidad de su propagación (Li & Sun, 2009). El uso de sistemas de medición de presiones negativas ha perdurado debido a su costo relativamente bajo, su fácil implementación, una sensibilidad de detección aceptable y precisión al momento de localizar la fuga (Chuanhu et al., 2008).

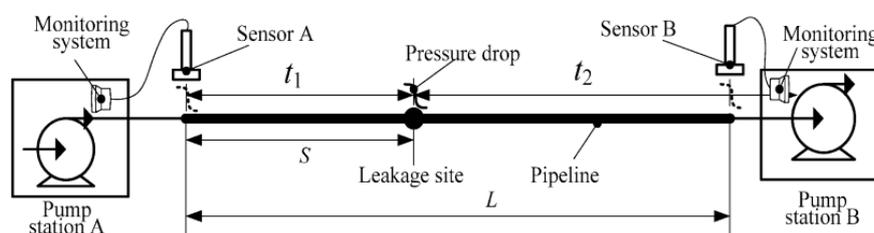


Figura 3 Esquema de un sistema de medición de presiones negativas. Tomado de: W. Lu et al. (2016) A novel noise reduction method applied in negative pressure wave for pipeline leakage localization.

2.2.2. Inspección mediante balance de masa/volumen

El método de balance de masa/volumen permite realizar la medición del flujo a través de la tubería y cómo este cambia durante su recorrido como se aprecia en la **Figura 4**. La detección de una fuga en la corriente puede conocerse empleando la ecuación 1, cuando el valor obtenido es menor a 0 indicando la pérdida de fluido a través de la línea. Para que este método sea lo más preciso posible, es necesario que los medidores ya sean de flujo, masa o volumen sean lo más sensibles posible con el objetivo de poder detectar un amplio rango de fugas en la tubería.

$$Q_{inicial} - \sum_{i=1}^N Q_{ramal\ i} - Q_{final} = 0 \tag{1}$$

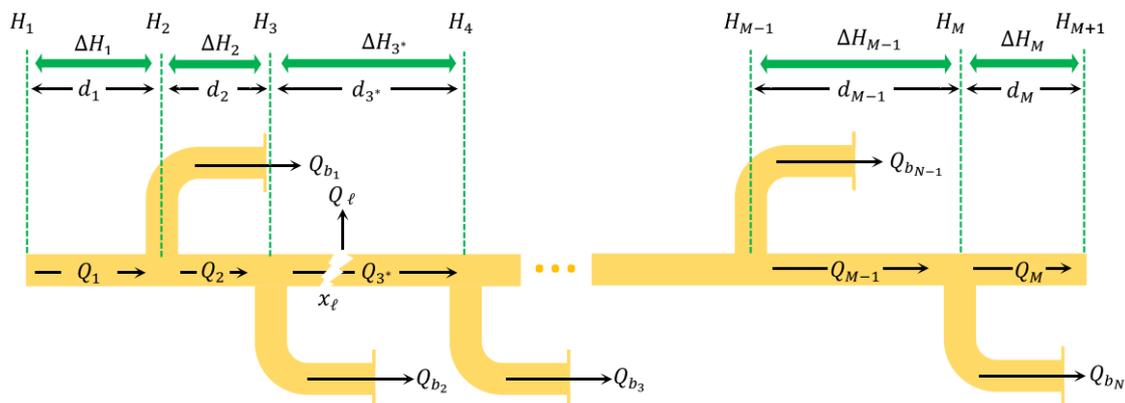


Figura 4 Esquema de tuberías para emplear el método de balance. Tomado de: Torres et al. (2021) Leak diagnosis for pipelines with multiple branches based on model similarity.

2.2.3. Inspección mediante modelado dinámico

Adegboye et al. (2019) indicaron que el método de modelado dinámico de fluidos emplea correlaciones matemáticas que son formuladas para representar la operación de la tubería basada en los principios físicos que gobiernan el transporte del fluido a través de ella. Su uso considera dos puntos de vista principales para el análisis: una visión estadística y otra transitoria. Esta primera aproximación emplea teoría de la decisión con base en las suposiciones de los parámetros asociados con la premisa que el flujo del fluido permanece constante a menos que se genere una anomalía en el tramo. Respecto al análisis transitorio este requiere mediciones de flujo, temperatura, presión y otros parámetros asociados con el transporte del flujo en la entrada, salida y a través de la tubería. Este tipo de técnicas han sido evaluadas mediante el uso principalmente de mecánica de fluidos computacional (CFD) por diversos autores como se evidencia en la **Figura 5** (H. Fu et al., 2020a; J. Fu et al., 2021; Xinhong et al., 2018).

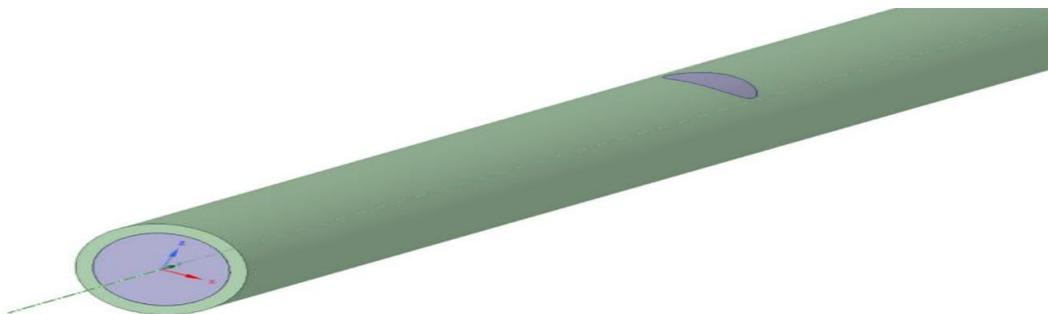


Figura 5 Tubería con fuga simulada mediante técnica mecánica de fluidos computacional. Tomado de: H. Fu et al., (2020) Diagnosis of the single leakage in the fluid pipeline through experimental study and CFD simulation.

2.2.4. Pipeline Inspection Gauge (PIG)

El PIG es un tapón sólido que se introduce en la tubería y se mueve corriente arriba con el fluido, como se muestra en la Figura 6 (Abdel-hafez, 2015). Los PIG se utilizan para varias aplicaciones como limpieza de líneas, eliminación de depósitos en la pared de la tubería y la inspección de fallas (Davidson, 2002; Quarini & Shire, 2007; Tolmasquim & Nieckele, 2008). El interés en el uso de estos dispositivos para la manipulación de fluidos y las industrias de procesos aumentó considerablemente para lograr una mayor flexibilidad de la planta, una mayor eficiencia de producción, y reducción de residuos. Varios investigadores han estudiado diseños alternativos de PIG. La variación en el diseño y las características de PIG depende de las tareas para las que se utilizan estos dispositivos de inspección. La comprensión de la fuerza de fricción entre el PIG y la tubería es un determinante clave para mejorar la precisión de localización de PIG y por lo tanto la detección exitosa de posibles fallas en la tubería. Cuando un PIG detecta una fuga, corrosión u otro tipo de fallas (puntos de interés) dentro de una tubería, es esencial transmitir la ubicación exacta de los puntos de interés al operador para que se puedan tomar acciones correctivas de inmediato (Lee et al., 2011). Por otro lado, El uso de marranos de tipo inteligente se remonta a los finales de la década de 1960, en donde su aplicación no era solo de limpieza de la línea sino eran empleados en tareas más completas como la medición de datos a través de su travesía (Davidson, 2002).

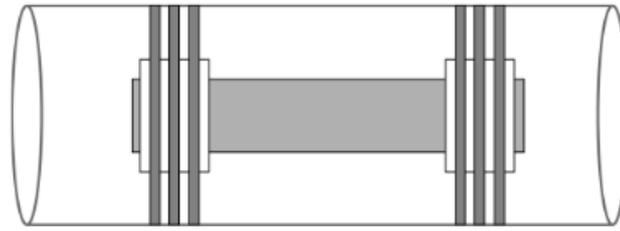


Figura 6 Esquema de un PIG introducido en la tubería. (Quarini & Shire, 2007)

2.3. Métodos de detección externos

2.3.1. Inspección mediante técnicas acústicas

El uso de métodos acústicos en la revisión de tuberías ha sido una técnica estudiada por más de 40 años y sus aplicaciones se han llevado a cabo en diferentes industrias como la del transporte de gas y petróleo (Cole, 1979; Fuchs & Riehle, 1991). Diferentes sensores han sido empleados en la detección de las ondas acústicas bajo diferentes ambientes de transmisión. El uso de acelerómetros, fibra óptica, laser pulsado, medidores de sonido, entre otros dispositivos han sido principalmente aplicados en la revisión de tuberías (Hu et al., 2021). El principio de detección acústica se basa en identificar las ondas de sonido causadas por la vibración del fluido al colisionar con la fisura. Como se aprecia en la **Figura 7** la detección de la fuga se realiza mediante el uso de dos receptores de señal acústica, los cuales, mediante las distorsiones en las ondas generadas por la fuga, pueden detectar y establecer su posición (Muggleton et al., 2020).

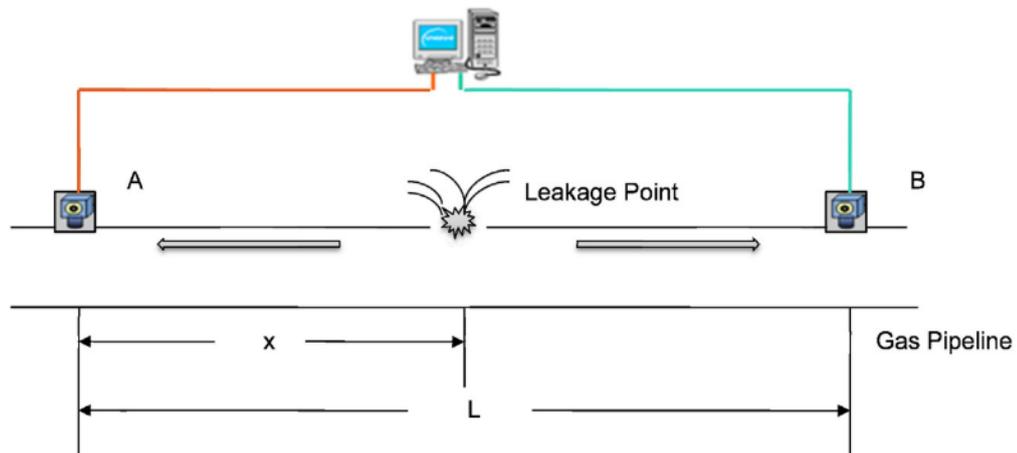


Figura 7 Esquema de un sistema de detección de fugas por métodos acústicos. Tomado de: Xu et al. (2013) Acoustic detection technology for gas pipeline leakage.

Hu et al. (2021) tras una evaluación de diferentes métodos de localización y detección de fugas en tuberías, como el equilibrio de masa/volumen, estadísticos, presión negativa, transición de presiones y acústico, encontraron que esta última técnica presenta altas eficiencias en parámetros como sensibilidad, precisión y tiempo. Una aplicación en campo de esta tecnología es el ejemplo de la tubería Donglin de SINOPEC en China, la cual recorre unos 156 km y cuenta con 5 estaciones principales como se evidencia en la **Figura 8**. El sistema de detección de fugas capturó la anomalía en la señal acústica entre las estaciones de Qiaozhuang y Dongying en un tiempo de 20 min la cual fue ocasionada por una fuga de fluido de 0,9% del caudal total.

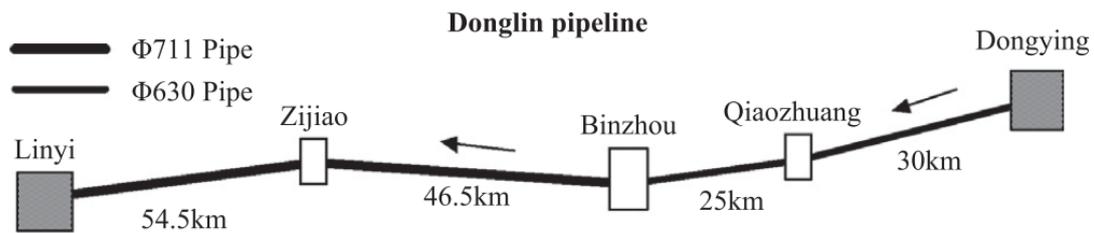


Figura 8 Esquema de la red de tuberías Dongling, China. Tomado de: Liang et al. (2013) Gas pipeline leakage detection based on acoustic technology.

2.3.2. Inspección mediante muestreo con vapor

Se aplica generalmente para conocer la cantidad de hidrocarburos gaseosos en el ambiente de la tubería. Esta tecnología es utilizada para determinar las descargas de gas en el entorno que rodea la tubería. Dentro del montaje, se tiene un tubo lleno de aire a presión atmosférica, cuyas especificaciones dependen de la presión. El derrame de hidrocarburos se puede determinar midiendo la concentración de gas registrada en función del tiempo de bombeo (**Figura 9**). En el caso de fugas en las tuberías, el vapor o el gas se difunden en el tubo como resultado del gradiente de concentración que, después de un cierto período, generará una señal acumulada que indica la fuga de hidrocarburos en el entorno del tubo. A medida que aumenta la concentración de gas, también aumenta el pico de fuga. Cuanto mayor sea la concentración de gas en el tubo circundante, más aumentará el pico de fuga (Adegboye et al., 2019). Las ventajas de los sistemas de incluyen la capacidad de detectar pequeñas fugas, independientemente de la presión. Además, el sensor puede soportar una presión hidrostática significativa, sin embargo, una de las principales deficiencias de esta técnica es el tiempo de respuesta (Scott, S; Barrufet, 2003). Por lo tanto, acoplar un sensor de vapor con otro método de detección de fugas proporcionará un mejor tiempo de respuesta (Shama et al., 2018).

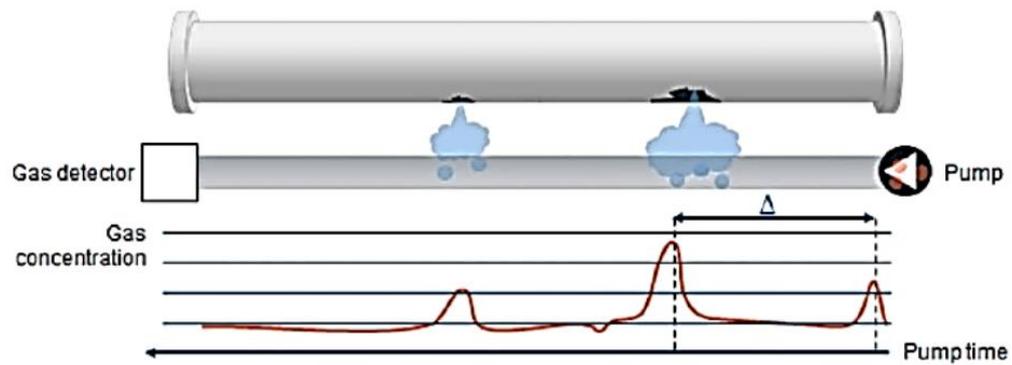


Figura 9 Detección de fugas de fluidos en estado gaseoso mediante el muestreo con vapor. (Aljuaid et al., 2020)

El Oleoducto Caño Limón Coveñas (OCC) es un ducto que ha transportado hidrocarburos por más de 30 años (Caracol, 2015); es considerado el principal oleoducto del país, cubriendo 253 veredas, 33 municipios y 7 departamentos (**Figura 11**). Su infraestructura ha constituido un reto ingenieril y su construcción se remonta al año 1984 para el primer tramo y en 1985 para el segundo tramo, iniciando sus operaciones en 1986 con una sociedad de empresas como Occidental de Colombia, Occidental Andina y Ecopetrol hacia el año 1985 (ANLA, 2013).

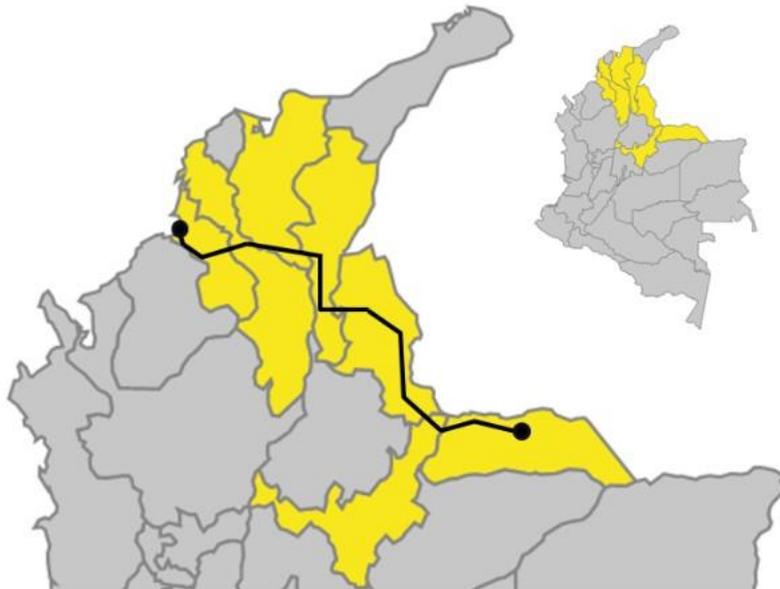


Figura 11 Ubicación del Oleoducto Caño Limón Coveñas. Adaptado de: United States Government Accountability Office (2005)

El oleoducto tiene una longitud aproximada de 770 km, empezando su recorrido en Arauca y finalizando en el puerto de Coveñas, Sucre. Inicialmente, la construcción de las líneas permitió transportar la producción del campo Caño Limón hasta el departamento del Cesar para su posterior traslado a la refinería de Barrancabermeja. Posteriormente, su trayecto se extiende

hasta el departamento de Sucre, conduciendo la producción del departamento hacia la refinería de Cartagena. El oleoducto cuenta con siete estaciones: Caño Limón, Vanadia, Samore, Toledo, Tibú, Ayacucho y Coveñas (ANLA, 2013).

La **Tabla 1** recopila la información detallada del oleoducto por departamento, mientras el **Tabla 2** incluye información por estación. Estas locaciones permiten a su vez soportar las actividades de recepción y entrega de fluidos desde y hacia el oleoducto. CENIT (2014) estableció como nodos de entrada las estaciones Caño Limón, Banadía y Ayacucho, y nodos de salida las estaciones Ayacucho (Refinería Barrancabermeja) y Coveñas (Custodia Operador Portuario o Refinería Cartagena).

Actualmente, el oleoducto se encuentra operado por CENIT S.A.S. filial del Grupo Empresarial Ecopetrol; presenta una capacidad de transporte de 210.000 STBD con tope de hasta 255.000 STBD, transportando más de 1.445 millones de barriles de crudo desde su creación. La **Tabla 3** describe los tres tramos principales del oleoducto, donde es importante resaltar que el diámetro de los tramos aumenta disminuye la distancia a Coveñas, pasando de 18” a 24” al llegar al puerto (Meza Martinez, 2017). Gran parte de los tramos de tubería se encuentran enterrados a una profundidad de aproximadamente 2 m.

A partir de la empresa y la filiar que operan el oleoducto, se han establecido algunos requerimientos mínimos de los fluidos que se conducen a través de las tuberías. En la **Tabla 4** se encuentran recopiladas las exigencias mínimas solicitadas por parte de las operadoras para emplear sus facilidades de bombeo. Las tarifas establecidas por el oleoducto son tomadas en segmentos considerando los nodos de entrada y salida que presenta el sistema (Caño Limón, Banadía, Ayacucho y Coveñas). La **Figura 12** presenta el histórico de algunas tarifas utilizadas.

Tabla 1 Descripción del recorrido del oleoducto Caño Limón Coveñas

Departamento	Municipios	Longitud (Km)	Veredas
Arauca	Araucuita, Saravena	98.8	28
Boyacá	Cubará	18.2	6
Norte de Santander	Toledo, Chinácota, Bochalema, Cúcuta, Tibú, Sardinata, El Tarra, Teorema, Convención, El Carmen	343.4	123
Cesar	La Gloria, Pelaya, Tamalameque, Pailitas, Chimichagua	109	38
Magdalena	El Banco, Guamal, San Sebastián, Pijiño del Carmen, Santa Ana, Santa Bárbara de Pinto	86	24
Bolívar	Magangué, Córdoba	22	6
Sucre	Buenavista, San Pedro, Sincé, San Juan de Betulia, Corozal, Morroa, Sincelejo, Palmito, Tolú, Coveñas	90	27

Nota: Tomado de ANLA, 2013.

Tabla 2 Generalidades de las estaciones de bombeo del oleoducto Caño Limón Coveñas

Estación	Función	Ubicación	Unidades de bombeo	Configuración Hidráulica
-----------------	----------------	------------------	---------------------------	---------------------------------

Caño Limón	Bombeo	Km 000 + 000	4	Paralelo
Banadía	Bombeo	Km 078 + 460	4	Serie
Samoré	Bombeo	Km 137 + 190	5	Paralelo
Toledo	Bombeo	Km 191 + 250	3	Serie
Oripaya	Raspador	Km 284 + 150	0	Limpieza
Orú	Bombeo	Km 376 + 040	3	Serie
Ayacucho	Bombeo	Km 472 + 258	3	Paralelo
Coveñas	Almacenamiento	Km 770 + 600	0	Almacenamiento

Nota: Tomado de Mesa Marquez et al., 2015.

Tabla 3 Diámetros de troncales OCC

No.	Segmento	Longitud (Km)	Diámetro
1	Caño Limón - Banadía	78.46	18"
2	Banadía - Ayacucho	392.64	18" /20"/24"
3	Ayacucho - Coveñas	299.46	24"

Nota: Tomado de Delvasto & Echeverria Asociados, 2017.

Tabla 4 Especificaciones mínimas de calidad

Parámetro de prueba	Valor del parámetro	Prueba estándar
Sedimento y agua o partículas (BSW)	No exceder de 0.5% en volumen	Sedimentos – ASTM D473 Agua – Karl Fisher
API a 60°F	Superior a 18 grados Inferior a 50 grados API	API D1298

Viscosidad @ a la Temperatura de referencia	No exceder 300 cSt a 30°C	ASTM D445 ASTM D446
Presión de Vapor	No exceder 11 lb/pulgada cuadrada (Reid Vapour Pressure)	ASTM D323
Temperatura de Recibo	No exceder 120°F	
Contenido de Sal	20 PTB	ASTM D 3230
Punto de Fluidez	No mayor a 12 °C	ASTM D 93

Nota: Tomado de CENIT (2014)

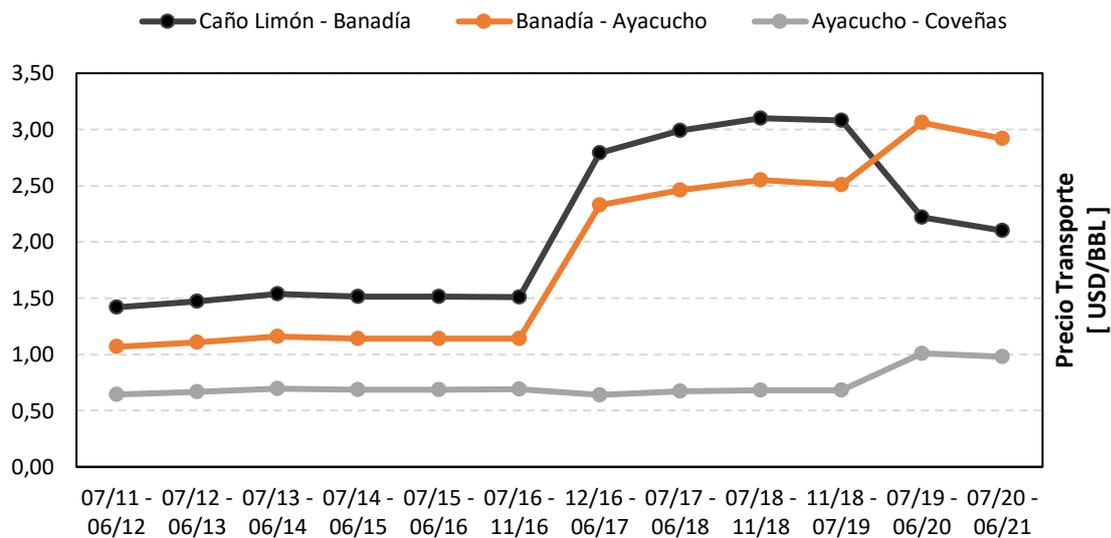


Figura 12 Tarifas históricas de transporte en OCC Adaptado de: CENIT (2020)

3.2. Atentados a la infraestructura del oleoducto

En la literatura se presentan diversos estudios sobre las principales causas de los derrames de crudo por ductos en el mundo. Uno de ellos es el realizado por Rana (2009) quien presenta como principales factores la corrosión, la falla de equipos y el factor humano como se aprecia en la **Figura 13**. Esta investigación a su vez clasifica entre otros aquellos factores relacionados con impactos naturales, como actividad sísmica, huracanes y deslizamientos; y el transporte

del hidrocarburo. En el caso de Colombia a esta sección se puede agregar los derrames causados por grupos armados generados por las voladuras y atentados constantes a los cuales son sometidos los oleoductos y poliductos como principales infraestructuras de transporte de la industria petrolera colombiana como se aprecia en la **Figura 14**.

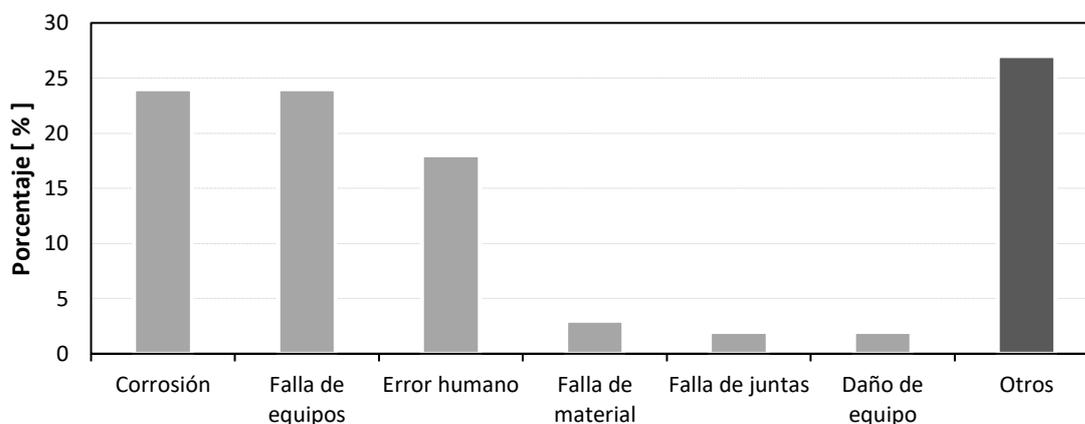


Figura 13 Causas principales de derrames de hidrocarburos en oleoductos. Adaptado de Rana (2009) Environmental Risks - Oil & Gas Operations Reducing Compliance Cost Using Smarter Technologies

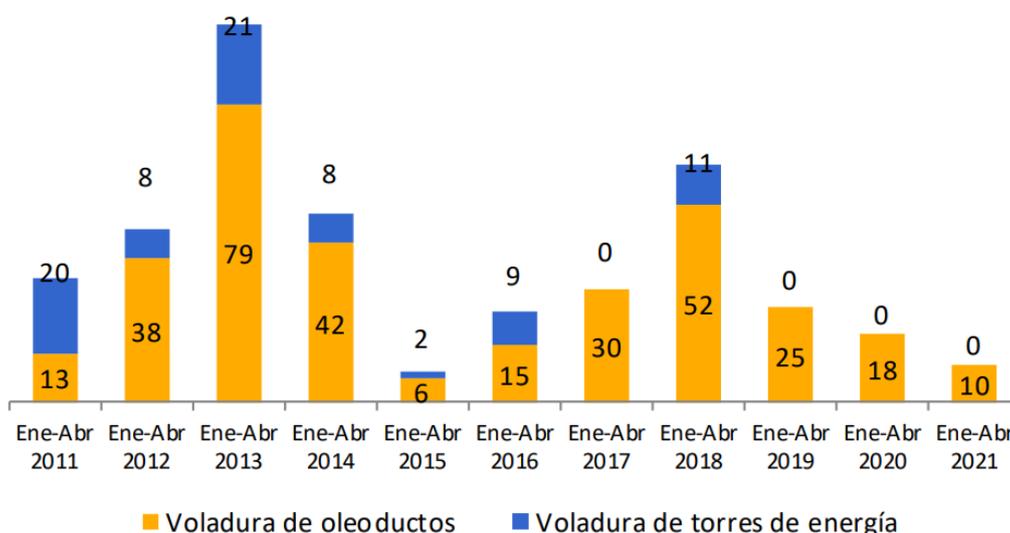


Figura 14 Estadísticas de los atentados a la infraestructura energética en Colombia. Tomado de: Mindefensa (2021) Logros de la política de defensa y seguridad.

Según Mindefensa (2021) en el primer cuatrimestre del año en curso ya se han presentado 10 ataques a la infraestructura petrolera focalizados en la voladura de los oleoductos del país. En la **Figura 15** se aprecia que esta situación no es ajena al oleoducto Caño Limón Coveñas por la cantidad de ataques en la zona de su trazado, siendo el principal afectado en el país con alrededor de 600 ataques desde el 2007 según Mendizabal et al. (2021).

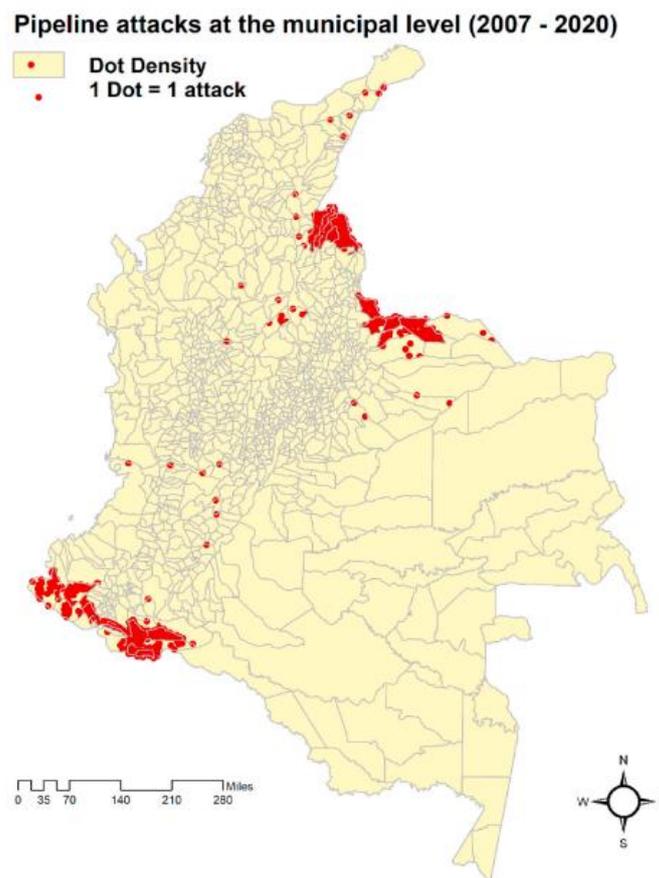


Figura 15 Ataques a las infraestructuras de los oleoductos en Colombia en los últimos años. Tomado de: Mendizabal et al. (2021) A hotspot analysis of critical hydrocarbons infrastructure in Colombia: ELN (Ejército de Liberación Nacional) and FARC (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia) attacks on Colombian pipelines.

Castro et al. (2019) en su reporte “Voladuras: una cruda arma de guerra” resaltan las principales afectaciones que ha tenido el oleoducto a través de su historia en sus 35 años de

servicio. El primer atentado fue en el año de 1986 el 15 de julio por parte del ELN en la vereda La Don Juana, municipio de Carmen de Tonchalá (Norte de Santander), ocasionando un derrame de 45.743 barriles en las inmediaciones de la zona. En febrero de 1988 en el municipio del Tarra la voladura del oleoducto generó que 93.952 barriles de crudo fueran vertidos a los ríos Sardinata y Tibú, a pesar de los planes de contingencia de la zona el crudo sobrepasó fronteras colombianas llegando hasta el Lago de Maracaibo en Venezuela ocasionando una de las principales catástrofes ambientales en la historia ocurridas en aguas continentales. Afectaciones a este tipo de fuentes hídricas también se han dado en el país como la sucedida en la ciénaga Zapatosa en el municipio del Cesar donde alrededor de 14.000 barriles fueron derramados en más de 40 mil hectáreas del afluente el cual contó con un tiempo de 7 meses de limpieza y restauración de la zona. Entre las principales zonas afectadas ha sido la región del Catatumbo donde los atentados han dejado diversos afluentes contaminados con más de 110 km los cuales pueden tardar entre 15 y 20 años en su restauración resultando perjudicados más de 5000 habitantes de corregimientos cercanos como lo son San Pablo, El Aserrío y La Gabarra.

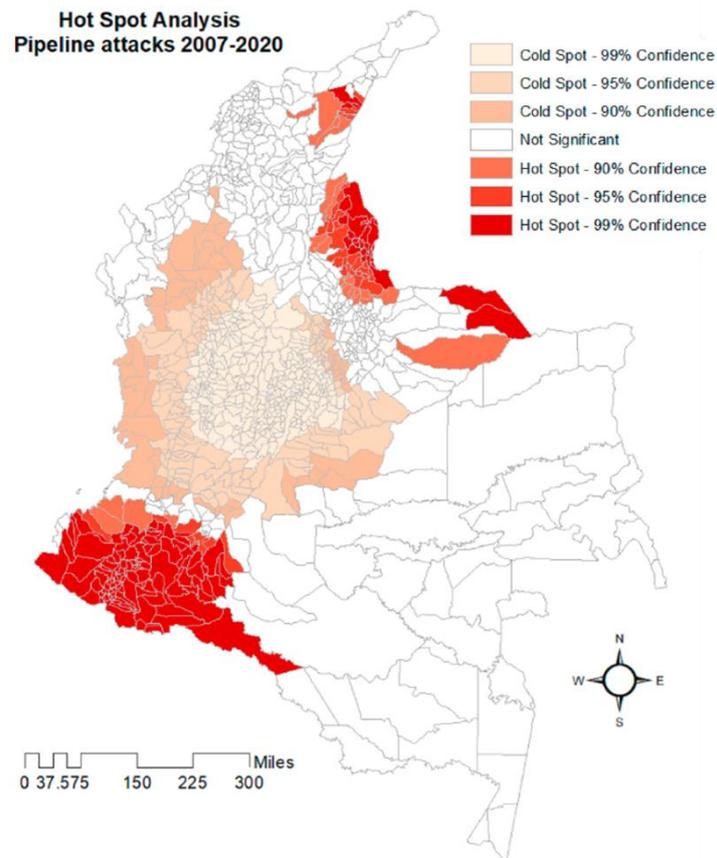


Figura 16 Puntos calientes y fríos referentes a ataques de oleoductos en Colombia. Tomado de: Mendizabal et al. (2021) A hotspot analysis of critical hydrocarbons infrastructure in Colombia: ELN (Ejército de Liberación Nacional) and FARC (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia) attacks on Colombian pipelines.

Según Mendizabal et al. (2021) municipios por los cuales pasa el trazado de la tubería, como lo son Sardinata, Tibú, Toledo y Arauquita son área con una densidad bastante alta de ataques así como un alta probabilidad de que sucedan más en estos sitios como se evidencia en la **Figura 16**. Es por esta razón que más de 1.500 atentados ha sido blanco el oleoducto Caño Limón-Coveñas de los cuales se resalta los años 2001 y 2018 como los más atacados y de mayor afectación con 170 y 107 ataques respectivamente (Sáenz V, 2018).

3.3. Tecnologías de inspección del oleoducto Caño Limón – Coveñas

Gran parte de la infraestructura y líneas que componen el Oleoducto Caño Limón-Coveñas se encuentran enterradas a una profundidad promedio de 2 m. Consecuentemente, la aplicación de tecnologías de monitoreo externo como los de tipo acústico y con vapor no son comúnmente aplicadas. Como métodos predominantes, se aplica la tecnología PIG y los métodos de inspección visual y modelamiento dinámico en los tramos visibles, contribuyendo a la identificación de abolladuras por explosiones.

De igual manera, se pueden emplear métodos indirectos de inspección como lo son las mediciones de presiones negativas y balance de materia para poder detectar fluctuaciones en el viaje del fluido por la tubería e identificar posibles fugas a lo largo de su trazado. Aunque estos métodos no representan una inspección directa sobre la integridad de la tubería, permiten inferir posibles afectaciones a lo largo de la misma asociados a diferentes problemas tanto operacionales como actos mal intencionados. A continuación, en la **Tabla 5** se presentan las principales ventajas y desventajas referentes al empleo de este tipo de tecnologías de inspección en tuberías.

3.3.1. Ventajas y desventajas de las tecnologías de inspección usadas en el oleoducto Caño Limón-Coveñas.

Tabla 5 Ventajas y desventajas de las tecnologías de inspección en el oleoducto

Técnica	Ventajas	Desventajas
Inspección visual	<ul style="list-style-type: none"> Bajo costo y versatilidad 	<ul style="list-style-type: none"> Requiere de un entrenamiento

	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere de equipos relativamente simples • Sujeta a automatizaciones 	<ul style="list-style-type: none"> • Solo aplica en condiciones superficiales • Se requiere de una buena iluminación • Subjetividad del inspector • Requiere de bastante experiencia
<p>PIG</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Funciona como técnica de inspección y limpieza • Incrementa productividad de la operación 	<ul style="list-style-type: none"> • En algunos casos requiere de grandes cantidades de agua y energía • Requiere de alta experticia y conocimiento • Es costoso de acuerdo con el tipo de tecnología que se seleccione
<p>Modelamiento dinámico</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Localización y detección eficiente de fugas • Método rápido • Gran cantidad de datos recopilados 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta complejidad computacional • Costosa • Mano de obra intensiva
<p>Presiones negativas</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Rápida respuesta en tiempo para la 	<ul style="list-style-type: none"> • Útil cuando son grandes volúmenes de fuga para

localización de una fuga generar un valor perceptible por la instrumentación

- No puede emplearse en la localización precisa de la fuga

Balance de materia	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo costo de implementación. • Inalterable por interferencia de ruido generada por el fluido 	<ul style="list-style-type: none"> • Dependiente del tamaño de fuga • No puede emplearse en la localización precisa de la fuga
--------------------	--	--

3.4. Plan de contingencia del Oleoducto Caño Limón-Coveñas

Empresas como Ecopetrol y otras importantes empresas del sector energético han sido atacadas en 2745 oportunidades, ocasionado el derrame de unos aproximadamente 3.7 millones de barriles al medio ambiente. Con el objetivo de mitigar las consecuencias y reducir su riesgo de ocurrencia, se ha trabajado en una serie de estrategias y planes de contingencia que se aplican al momento de que ocurra una emergencia. El Plan Nacional de Contingencia es el documento en el que la filosofía, los objetivos, el alcance del plan, la cobertura geográfica, así como la organización y asignación de responsabilidades y niveles de impacto, están integrados (Unidad Nacional para la gestión del riesgo de desastres, 2018).

El objetivo general del Plan Nacional de Contingencia (PNC) es brindar al Sistema Nacional de Prevención y Atención de Catástrofes con una herramienta estratégica, informatizada y operativa que permitirá afrontar la prevención, control y afrontamiento eficiente de posibles

derrames de hidrocarburos, combustibles refinados y sustancias nocivas. El PNC tiene cobertura nacional y por lo tanto incluye contingencias que afectan a todos cuerpos de agua, aguas marítimas, fluviales y lacustres, cuerpos de agua interiores, océano territorial, zona económica exclusiva y todas las áreas marítimas y fluviales cubiertas por asentamientos internacionales y acuerdos en los que Colombia participa. El PNC está al Consejo Nacional de Gestión de Riesgos de Desastres como módulo específico integrado al Comité Nacional Del Riesgo De Desastres. La distribución del plan se muestra en la **Figura 17**.

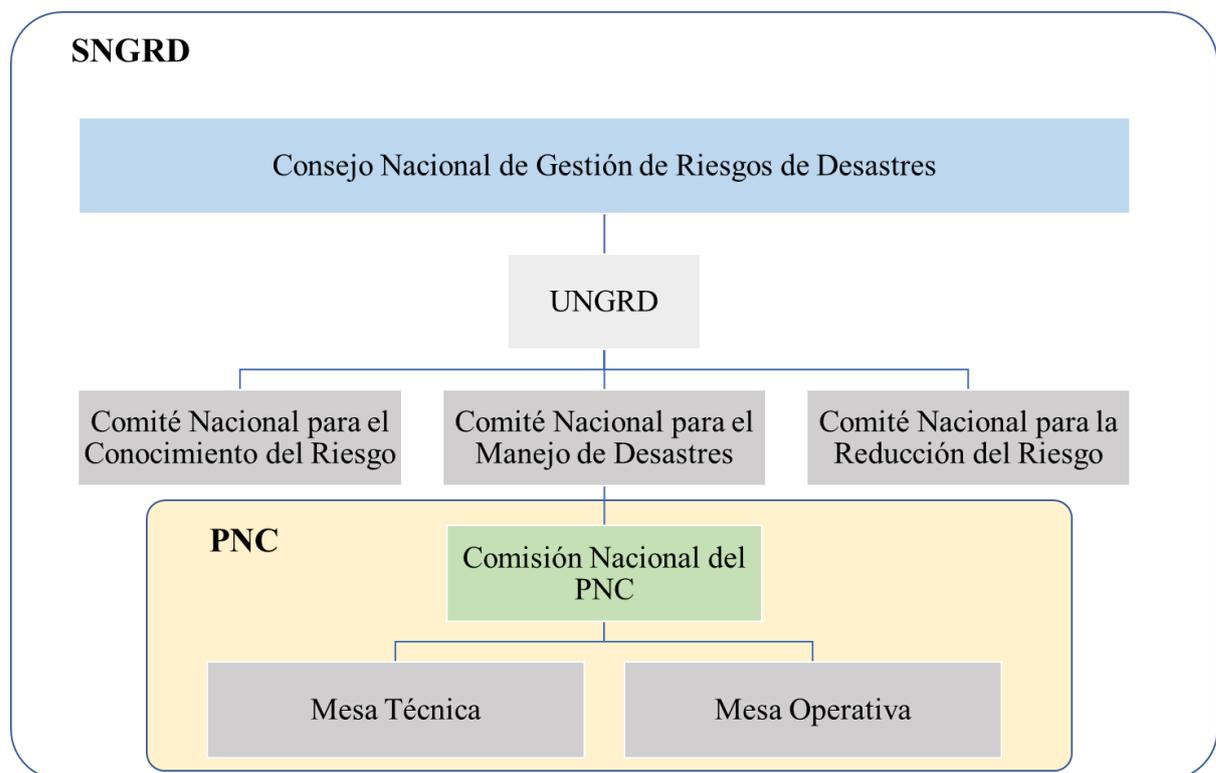


Figura 17 Distribución del Plan De Contingencia Nacional (Unidad Nacional para la gestión del riesgo de desastres, 2018)

Los niveles de activación del plan se ejecutan según los criterios de respuesta de intervalo. El criterio reconoce tres niveles básicos de activación según el volumen del derrame y su proximidad al centro de control más cercano (**Figura 18**). El país se divide en seis zonas o

áreas de responsabilidad geográfica para facilitar la coordinación de los procedimientos de apoyo logístico y asignación sectorial de asistencia (**Figura 19**). Cada área cuenta con su correspondiente sede de coordinación y comités regionales para la atención de las emergencias. Adicionalmente, aspectos como los mecanismos de notificación, evaluación del derrame, activación del PNC, movilización de equipos y expertos, planes de acción para derrames, control y evaluación de la operación, cierre de emergencia y evaluación del PNC, están incluidos dentro de la secuencia operacional (Ministerio del Interior, 1999).

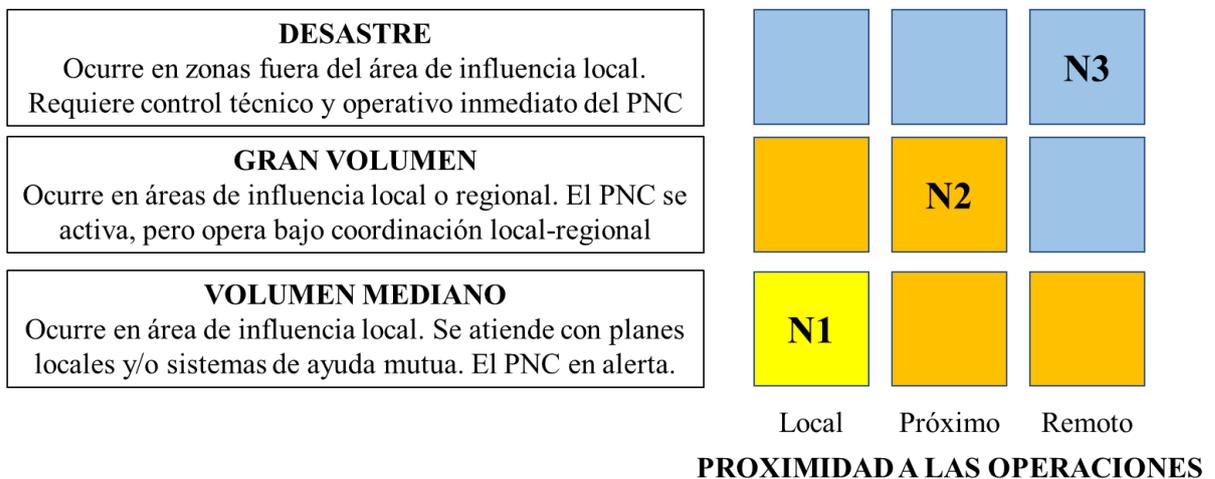


Figura 18 Niveles de activación del PNC (Leal-Castellanos, 2004)

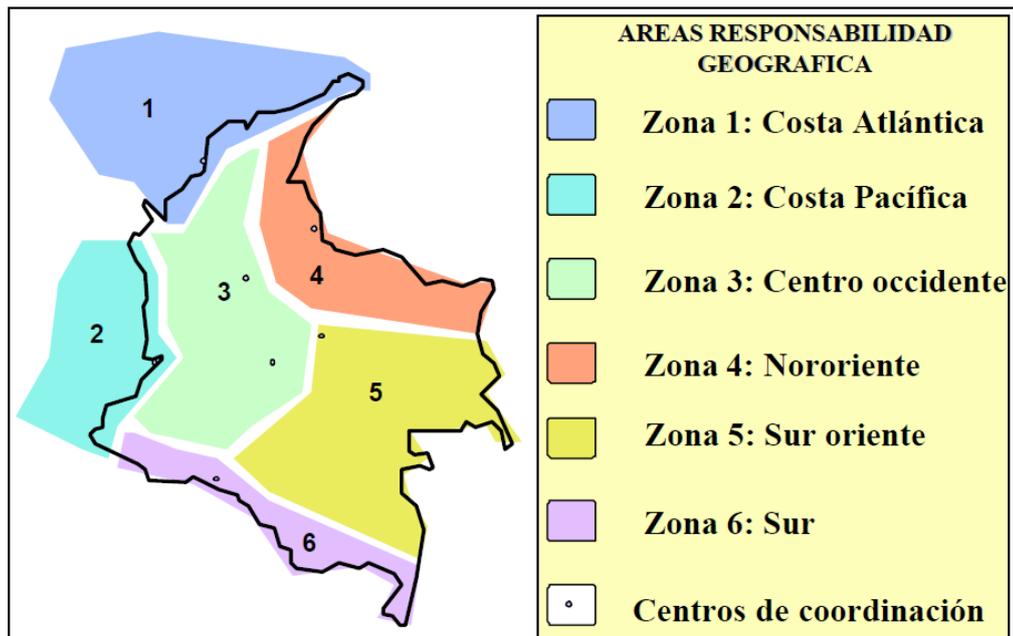


Figura 19 Áreas de responsabilidad geográfica para la ejecución del PNC (Leal-Castellanos, 2004)

El Oleoducto dentro de su plan de contingencia ha incluido dentro de sus facilidades de restricción de flujo, válvulas que permiten hacer un control de este ante una eventualidad. El trayecto cuenta con 30 válvulas de choque (ANLA, 2013) distribuidas de la siguiente manera:

- 3 válvulas | Caño Limón – Planta Banadía
- 1 válvula | Planta Banadía – Planta Samoré
- 2 válvulas | Planta Samoré – Planta Toledo
- 10 válvulas | Planta Rio Zulia – Planta Orú
- 13 válvulas | Planta Orú – Planta Ayacucho
- 1 válvula | Planta Ayacucho – Terminal Coveñas

A su vez, el sistema presenta 52 válvulas de corte principalmente localizadas en la zona montañosa del oleoducto, así como en la entrada y salida de cada una de las plantas. En cuanto a puntos de control se presentan 81 a lo largo del trayecto clasificados en permanentes (PCP) y operativos (PCO). Existen 6 PCP ubicados en los sectores Rio Pamplonita-La Garita, Rio Nuevo Presidente-Tibú, Rio Sardinata-Vereda Club de Leones, Rio Tibú-Vereda Club de Leones, Rio Catatumbo-La Gabarra y Rio Simaña-Simaña. En estas locaciones se presentan piscinas de transferencia para recolectar el crudo y luego pasarlos a las piscinas de almacenamiento, con capacidades de hasta 25.000 barriles como lo es el caso del PCP La Garita. Los PCO se ubican en quebradas y su capacidad de recolección radica entre los 5.000 barriles hasta 10.000 barriles (ANLA, 2013).

Aunque la mayor parte de la tubería del oleoducto se encuentra enterrada a una profundidad de 2 metros de profundidad, existen puntos durante su trayecto que se encuentran expuestos. Por esta razón, en los sectores críticos donde se ha presentado el mayor número de atentados, las empresas han instalado láminas galvanizadas traslapadas las cuales han sido reforzadas a su vez con malla metálica y concreto. CENIT (2019) en su estado financiero presenta entre sus gastos operacionales un ítem dedicado específicamente a los hurtos y atentados los cuales representaron un 47.17% y 50.12% en el año 2018 y 2019 respectivamente, con un aumento del 68.06% entre un año y el otro.

A manera de convenios de seguridad de los oleoductos CENIT mantiene un contrato de convenio de seguridad física suscrito con el Fondo Rotatorio de la Policía Nacional por \$29,044,553, Ejército Nacional por \$10,666,667, Fuerza Aérea Colombiana por \$5,000,000, Armada Nacional por \$3,390,000 y otros gastos de apoyo por un valor de \$16,359 (CENIT,

2019). A su vez, presenta una póliza de daños materiales, hurtos y atentados que se tiene con Previsora Seguros por valor de \$7,571,875.

Como plan de contingencia adicional, el Oleoducto Caño Limón – Coveñas presenta un proceso de Reversión de Crudos suscrito en el 2017 habilitando el transporte de 180 KBPD entre los nodos Caño Limón – Banadía – Araguaney, Araguaney – Cusiana. La puesta en marcha del proyecto fue realizada en marzo de 2017 con un total de 21 reversiones transportando un volumen de 4.366.358 barriles (CENIT, 2017). En 2018 las afectaciones por terceros al sistema Caño Limón – Coveñas obligaron a realizar 53 reversiones mediante el Oleoducto Bicentenario, para un total de 12,5 millones de barriles, equivalentes al 86% de la producción del campo Caño Limón (CENIT, 2018).

4. Inspección de tuberías mediante el uso de drones

Durante la última década, ha sido significativo el crecimiento y difusión de los vehículos aéreos no tripulados o *Unmanned Aerial Vehicles* (UAV) por sus siglas en inglés. Esta tendencia es atribuida a la considerable reducción de costos en campos como inspección de infraestructura, detección, mantenimiento y seguridad. De acuerdo con el área de aplicación, la complejidad de las misiones aumenta drásticamente, requiriendo nuevas técnicas y herramientas para definir y realizar fácilmente las rutas (Besada et al., 2018).

La palabra *drone* deriva del antiguo inglés *drān* que significa “abeja masculina”. En la actualidad, el término refiere a un dispositivo volador no tripulado, el cual puede sobrevolar áreas terrestres o marítimas, siendo controlado mediante un mando por una consola remota o estación a distancia. Los drones han sido utilizados por los militares durante décadas, pero en los últimos años se ha registrado un crecimiento notable de su aplicación en otras industrias, incluida la industria del petróleo y el gas (Fedorova et al., 2020). El mercado de los UAV se expandirá en los próximos treinta años (SESAR, 2016). La aplicación de esta tecnología con fines de inspección fue uno de los 5 principales proyectos de tecnologías innovadoras durante el 2018, tanto así que se proyecta una tasa de crecimiento anual del 17,5% entre 2017 y 2024. Según la consultora de servicios profesionales PwC, el mercado direccionable de soluciones impulsadas por drones en el sector de energía y servicios públicos es valorado en \$ 9.460 millones de dólares (Sow, 2018).

4.1. Aplicación de los drones en la industria petrolera

Los sistemas aéreos no tripulados (UAV) están cambiando la forma en que las empresas de petróleo y gas hacen negocios. Uno de los principales retos de las compañías de Petróleo y Gas es mantener sus infraestructuras en óptimas condiciones. Para esto, las compañías utilizan inspecciones tradicionales, las cuales poseen debilidades como el peligro y riesgo al que se someten los trabajadores, el difícil ingreso a áreas inaccesibles por condiciones geográficas y/sociales, los altos costos de los materiales, largos tiempos de planificación y ejecución, y falta de precisión. Con base en todos estos factores, surge la necesidad de que las compañías petroleras consideren el uso de tecnología de drones para transformar radicalmente sus actividades de inspección. Esta tecnología está cambiando la forma en que se realizan las inspecciones y el mantenimiento de activos como pozos, tuberías, tanques de almacenamiento y plataformas marinas. La tecnología está siendo aplicada en cada etapa de la producción de petróleo, desde levantamientos rápidos y precisos hasta la inspección de áreas de difícil acceso, representando un ahorro significativo de tiempo y costos.

Los drones pueden emplearse sin esfuerzo alrededor de teas, o antorchas para quemar gas, plataformas petrolíferas y kilómetros de tubería para monitorear fugas o emisiones de gas, detectar derrames, corrosión, puntos calientes y mejorar la seguridad al eliminar la necesidad de intervención humana. Adicionalmente, la información recopilada y los datos obtenidos de los drones son más precisos y proporcionan tendencias indetectables para el ojo humano. Los drones pueden ahorrar millones de dólares para la industria del petróleo y mejorar la seguridad en sitio y reducir los costos de mantenimiento. A continuación, se presenta una breve descripción de las diferentes aplicaciones de los drones en las etapas o áreas de la industria de los hidrocarburos.

4.1.1. Exploración y Evaluación

La exploración de petróleo y gas implica operaciones geofísicas y topográficas, las cuales involucran gran cantidad de personal, movilización a zonas remotas del mundo, entornos hostiles y áreas geográficas de difícil acceso, como selvas tropicales, terrenos montañosos o desiertos. La Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas publicó un informe sobre UAV en el sector geofísico señalando que dentro de las aplicaciones geofísicas de los drones, las operaciones sísmicas terrestres son quizás donde hay oportunidades casi ilimitadas (IOGP 2017).

En 2014, Total lanzó un proyecto de investigación integrado llamado METIS (Lys et al., 2018). El proyecto tiene como objetivo utilizar flotas automatizadas de drones para desplegar sensores sísmicos equipados con capacidades de comunicación de última tecnología. La filosofía detrás de este concepto es que, al limitar la cantidad de personal involucrado en el terreno, METIS mantiene los costos y la exposición a HSE (Health, Security & Environment) al mínimo, y abre la posibilidad de explorar la superficie en algunas de las áreas de acceso más difíciles del mundo. Por otro lado, los afloramientos pueden proporcionar información geológica importante que se utiliza para construir los modelos geológicos, los cuales posteriormente se incorporan a los modelos estáticos de simulación del yacimiento. Los drones tienen aplicación en la recopilación de datos digitales para construir modelos geológicos utilizando información de afloramientos.

Saudi Aramco utilizó recientemente un dron para este propósito. Se hizo uso de un sistema de información geográfica (GIS) para planificar la ruta de vuelo del dispositivo. Se seleccionaron sensores y drones adecuados para la adquisición de datos. Posteriormente, se seleccionó el tipo de modelo, por ejemplo, elevación digital, textura y / o composición mineral,

así como la resolución requerida. Después de adquirir los datos utilizando drones equipados con los sensores adecuados, los datos adquiridos se convierten en modelos geológicos que los geólogos pueden utilizar para estudiar el afloramiento (Mezghani, 2018). Por otro lado, Hammack (2018) informó que los drones se han utilizado con éxito para localizar pozos abandonados sin marcación. Se encontró que los resultados de los estudios magnéticos con drones son iguales a los de los estudios magnéticos realizados con helicópteros tripulados.

4.1.2. Desarrollo de campos

Una vez se ha tomado la decisión de desarrollar el campo, se debe iniciar la perforación de pozos, la construcción de las facilidades y las actividades de construcción de las líneas de flujo. Los drones pueden ayudar a los ingenieros a planificar y tomar la mejor decisión en todas las etapas del desarrollo. El método convencional para la inspección es enviar un equipo al sitio, exponiendo al personal a peligros para la salud y la seguridad. Entre las aplicaciones de cómo se pueden usar los drones para minimizar la exposición a tales peligros se incluyen los siguientes:

- Reconocimiento del sitio y levantamiento topográfico.
- Identificar rutas de acceso.
- Examinar posibles rutas de gasoductos y servidumbres de paso.
- Estudio de las rutas de las líneas eléctricas aéreas.
- Obtener datos en tiempo real sobre el progreso de las actividades de construcción.
- Monitorear la seguridad.

En la región de Azerbaiyán-Georgia-Turquía se registra con éxito el uso de drones en la inspección y visualización de 87 km² (Bayramov et al., 2019).

4.1.3. Producción

El primer uso de drones en la industria petrolera fue en apoyo de actividades de operaciones de producción en el área de integridad. Actualmente, se encuentran más aplicaciones que respaldan la fase de operaciones. En cuanto a la inspección visual, Permian Basin-Shell utiliza drones para realizar vigilancia e inspección visual de sus activos. Esto reduce drásticamente los peligros para la seguridad vial como resultado de la reducción del tiempo que los operadores dedican a conducir en la carretera y reduce significativamente los riesgos de seguridad vial. Shell informó que el primer piloto de drones cubrió 3500 acres en un día y ejecutó más del 65% de las tareas de los operadores del sitio (Shell, 2018).

Por otro lado, respecto a la inspección de tanques, el método tradicional para inspeccionar las partes internas del tanque después de ponerlo fuera de servicio e instalar andamios y hacer que el personal realice la inspección manualmente. Los drones ahora pueden realizar inspecciones en un tiempo mucho más corto y con una menor exposición del personal a los peligros de trabajar en alturas y en espacios confinados. En un estudio de caso, se estima que el tiempo necesario para la inspección de tanques utilizando el método tradicional podría ser de hasta 2 semanas, mientras que con los drones solo se requieren dos días (Al Amir 2018).

En el caso de aplicaciones *offshore*, British Petroleum (BP) está desarrollando e implementando nuevas tecnologías de inspección robótica utilizando drones y orugas para la inspección por encima del agua en el Golfo de México. Lou et al. (2019) realizaron una comparación entre los métodos tradicionales de inspección y la inspección robótica. El tamaño

de la tripulación se redujo de cuatro a dos cuando la inspección se realizó con drones. Se eliminó la necesidad de un bote de seguridad y el número de días necesarios para realizar la tarea se redujo de 12 a 4.

Un desarrollo reciente para detectar la emisión de metano es una nueva plataforma, que combina la tecnología de drones con sensores terrestres alimentados por energía solar, como se muestra en la Figura 20. Los datos de emisión en tiempo real se transmiten desde el campo a un software- A bordo del dron hay una cámara de alta definición, un escáner 3D, un generador de imágenes de gas óptico y un láser de diodo sintonizable. Ante situaciones de emergencia como derrames, los drones pueden identificar las zonas mas afectadas y proporcionar una vista de pájaro de las operaciones (Hall, 2018).



Figura 20 Vista general del sobrevuelo de un dron para la detección de gas metano. (Saadawi, 2020)

4.2. Principio de funcionamiento de los drones

El principio básico de los drones es recolectar información visual para su posterior procesamiento. La cantidad y tipos de datos obtenidos por el dron dependen en gran medida de los sensores incluidos dentro del diseño del dispositivo. Los equipos pueden utilizar cámaras visuales o infrarrojas para realizar tareas de patrullaje regulares. Los sensores tienen dos tipos principales: activos y pasivos, dependiendo de la energía emitida del objeto fuente. Los sensores activos emiten su energía ellos mismos en forma de radiaciones, mientras que los sensores pasivos dependen de la energía solar para la iluminación. La selección de sensores entre sensor activo (Visible, Multiespectral, SWIR, IR Térmico, Video, Cámaras Estéreo, Cámara IR de Gas) y sensores pasivos (Radar, Detector de Gas Láser, Fluorosensor Láser) define las características de elevación y transporte necesarias para la plataforma.

Adicionalmente, es posible configurar el despegue, navegación y patrullaje en un segmento de la tubería, identificar y capturar imágenes o videos de áreas de interés en un tiempo u horario predefinido, para finalmente regresar a su base con poca o ninguna intervención humana. Un UAV puede utilizar los sensores GPS a bordo y los datos de los puntos de ruta para trazar la ruta a seguir, realizar las correcciones de rumbo necesarias y flotar en el lugar según lo indiquen los parámetros configurados. La configuración de los parámetros se puede realizar antes del vuelo o durante el vuelo. Los drones también pueden transmitir imágenes de vigilancia en tiempo real y generar notificaciones cuando se observa cualquier evento inusual.

Los datos recopilados por el UAV se pueden almacenar en un almacenamiento a bordo o se pueden transmitir a una estación base local móvil si hay conectividad disponible. La estación base local se puede establecer en un vehículo o en ubicaciones fijas a lo largo de la tubería. El

flujo de datos procesados se puede cargar en servidores para su posterior análisis y almacenamiento. La figura 21 resume el protocolo anteriormente descrito.

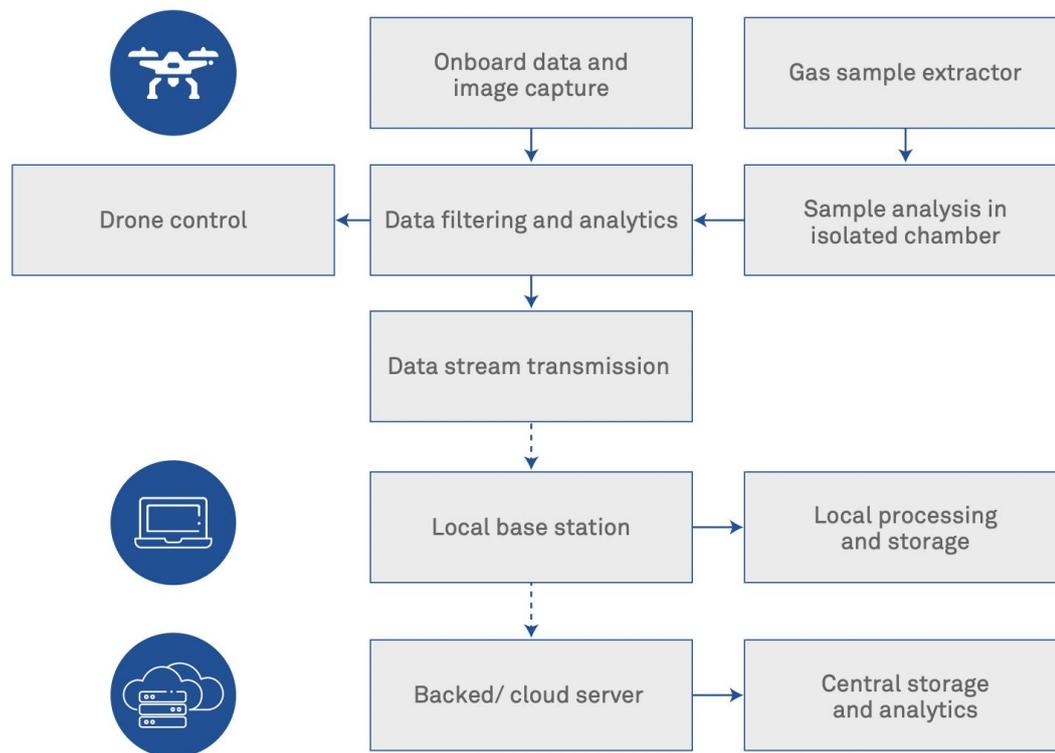


Figura 21 Principio de funcionamiento de la tecnología UAV. (Wipro, 2019)

Un dron equipado con cámaras puede ofrecer servicios como video HD $1280 \times 720p$ video, Distancia de muestreo del suelo inferior a 10 cm / píxel, un radio de cobertura de 100 m y demoras de menos de 60 segundos (Marathe, 2019). Con la aplicación de la tecnología UAV, es posible detectar fugas y fallas en aislantes a partir de cambios drásticos de temperatura en el transporte de fluidos. Este tipo de análisis se lleva a cabo mediante la implementación de imágenes térmicas, infrarrojas y digitales de alta resolución con GPS para marcar la ubicación en el mapa (Figura 22). Las figuras 23, 24 y 25 muestran algunas aplicaciones de los drones en la detección de corrosión, detección de fugas por la medición de concentración de componentes como el metano y construcción de modelos geológicos.

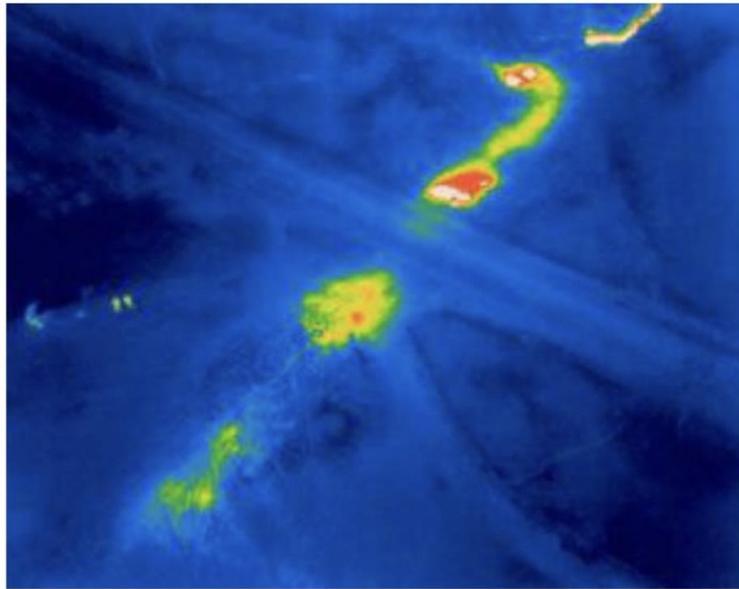


Figura 22 Aplicación de los UAV en la detección térmica de fugas. (Marathe, 2019)

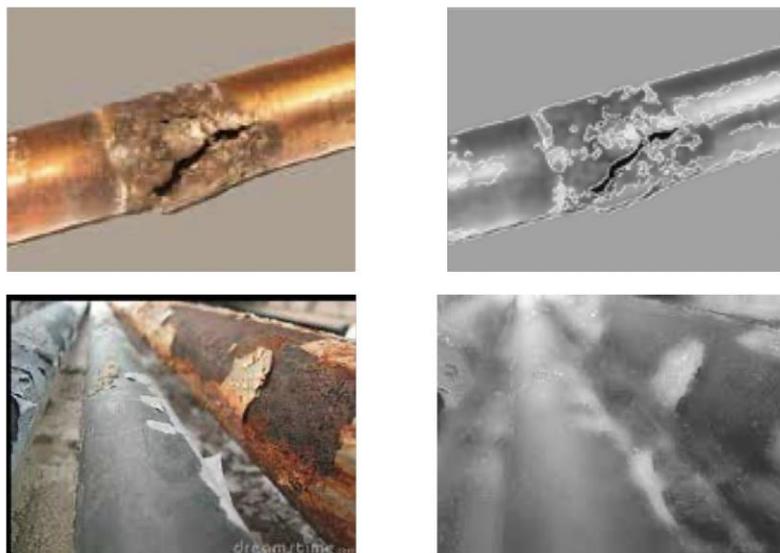


Figura 23 Aplicación de los UAV en estudios de integridad de materiales. (Wipro, 2019)

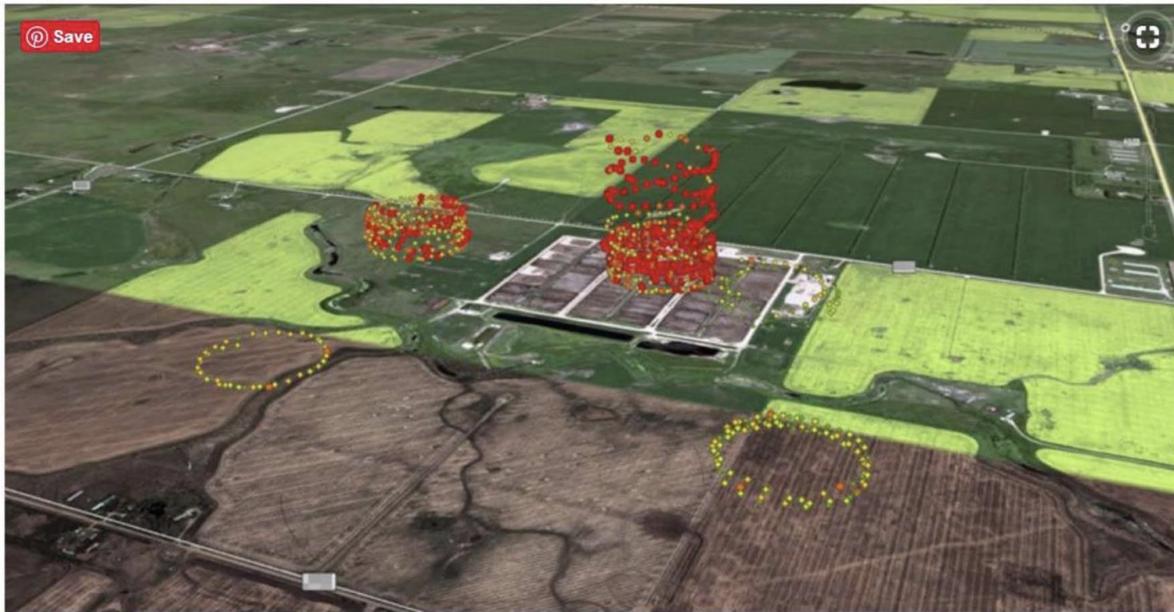


Figura 24 Aplicación de la tecnología UAV en la medición de gases como metano y etano. (Marathe, 2019).

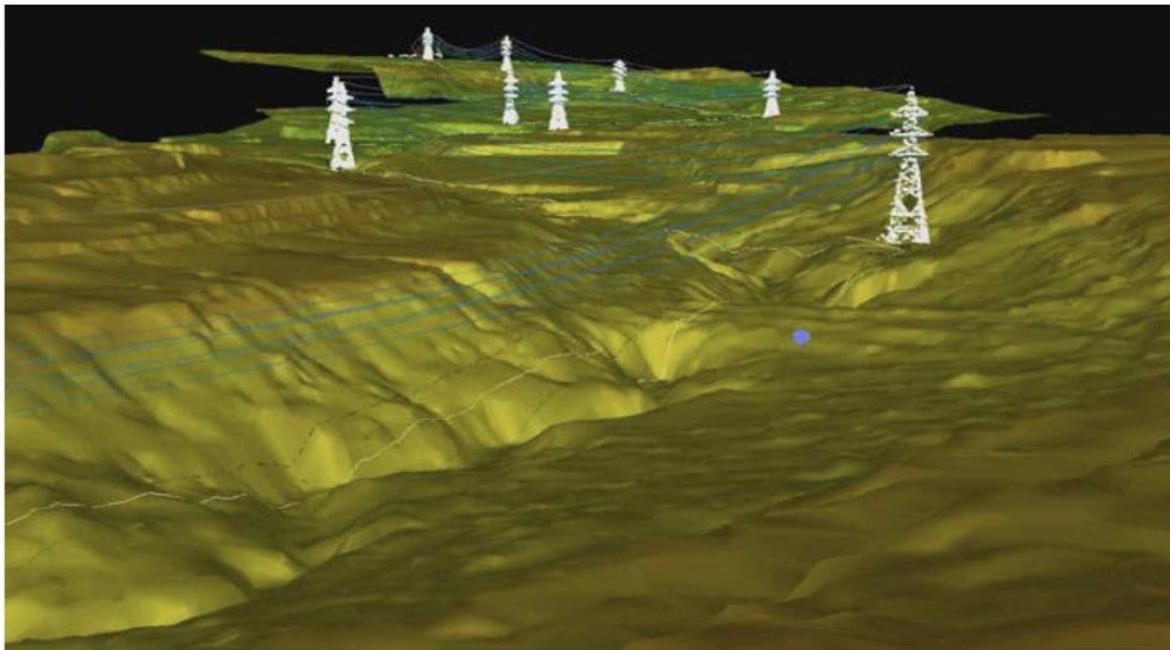


Figura 25 Aplicación de los UAV en la generación de los modelos geológicos y sísmicos (Marathe, 2019).

4.3. Tipos de drones aplicados a la industrial del petróleo y gas

4.3.1. Drones multirrotor

Son el tipo de dron más popular debido a su bajo costo y facilidad de uso. Estos dispositivos pueden tener tres, cuatro, seis u ocho rotores (Uyanik & Wesley, 2019).. Los drones multirrotor tienen un tiempo de vuelo limitado (20 a 30 minutos) y, por lo general, solo pueden transportar pequeñas cargas. (Figura 26)



Figura 26 Dron multirrotor. Disponible en: <https://www.embention.com/es/producto/m600-multirrotor/>.

4.3.2. Drones de ala fija

Estos drones tienen una mayor capacidad en el tiempo de vuelo y en transporte de cargas. No obstante, requieren de espacio para aterrizar y despegar. La estructura de estos dispositivos se muestra en la figura 27.



Figura 27 Dron de ala fija. (Saadawi, 2020)

4.3.3. Drones de un solo rotor

Estos drones son similares a un helicóptero a escala. Generalmente, son usados en vuelos largos, siendo más eficientes que los multirotor (Figura 28).



Figura 28 Dron de un solo rotor. (Saadawi, 2020)

4.3.4. Drones híbridos de ala fija

Teniendo en cuenta las debilidades de cada uno de los modelos mencionados, actualmente, se están desarrollando drones híbridos para combinar las ventajas de los modelos de ala fija con las de los drones multirotor (Saadawi, 2020). De esta manera, se combinan tiempos de vuelo más largos y capacidades de despegue y aterrizaje verticales. La figura 29 muestra uno de estos diseños de dron.



Figura 29 Dron híbrido. (Saadawi, 2020)

4.4. Reglamentación del uso de drones en Colombia

En Colombia, la entidad nacional encargada de la reglamentación y control de las normas aeronáuticas y transporte aéreo es conocida como la Aeronáutica Civil. Este órgano de control tiene la obligación de establecer vigilancia sobre el uso de los drones, el cual mediante la

Resolución 04201 de 2018 del Ministerio de Transporte incorporaron las disposiciones sobre la operación de aeronaves no tripuladas bajo el apéndice 13 de los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia - RAC 91 cuya última versión corresponde al año 2020.

Estas disposiciones son aplicables para aquellas UAV que sobrepasen los 250 g al momento del despegue dentro del espacio aéreo del estado colombiano, a excepción de los aeromodelos, los globos no tripulados y los cohetes que no son radiocontrolados. De igual manera, no es aplicable a aquellas actividades aéreas que sean desarrolladas en espacios confinados o cubiertos ya que no son consideradas operaciones para la Aeronáutica Civil. En la **Tabla 6** se encuentran plasmadas las condiciones principales empleadas en la clasificación de las UAV en Colombia según el riesgo operacional que implica su operación.

Tabla 6 *Clasificación de las UAV en Colombia*

Parámetro	Clase A Abierta	Clase B Regulada	Clase C Certificada
Peso máximo de despegue [kg]	< 25	<150	Los parámetros operacionales son establecidos según la disposición de las normas y procedimientos recomendados por la Organización de Aviación Civil Internacional
Línea de vista [m]	< 500	< 750	
Velocidad [km/h]	< 80	<160	
Distancia a las nubes [ft]	> 500	> 500	
Altura de operación [ft]	< 400	< 400	
Visibilidad [km]	> 5	> 5	
Manejo en aeródromos	No	No	
Operación nocturna	Zonas despobladas	Si	
Actividades permitidas	Captura de imágenes	Aquellas que no requieran arrojar objetos desde las UAV	

Bajo esta reglamentación, todos aquellos UAV que se puedan catalogar dentro del sistema de clasificación de la Aeronáutica Civil deben registrar su aeronave. A septiembre del 2021, los explotadores y sus respectivos operadores de UAV ascendían a un total de 954 integrantes en donde su gran mayoría son registradas como aeronaves Tipo B con un 79.47%, seguido por las Tipo A con un 19.94% y el 0.59% restante son Tipo C.

5. Plan de aplicación de drones para la inspección del oleoducto caño limón

Para el desarrollo de un plan de aplicación de inspección del oleoducto caño limón mediante el uso de drones, es necesario tener en consideración las especificaciones técnicas del trazado, datos topográficos del terreno por el cual atraviesa y normativas nacionales que regulan el uso de estos dispositivos no tripulados.

5.1. Consideraciones técnicas previas a la selección del UAV

El sistema de transporte del oleoducto Caño Limón – Coveñas a través de su trazado presenta diferentes longitudes entre los tramos que conectan sus estaciones. En la **Tabla 7** se aprecia la distancia total en cada uno de sus tramos, así como el cálculo del punto medio que debe recorrer el UAV desde uno de los extremos de la tubería. Estas distancias son necesarias para considerar la posibilidad de emplear las estaciones existentes como puntos de despegue de los drones a utilizar como método de inspección de los activos.

Tabla 7 *Cálculo de distancias entre estaciones*

Estación		Distancia [km]	
1	2	Total	Punto medio
Caño Limón	Banadía	78.46	39.23
Banadía	Samoré	58.73	29.365
Samoré	Toledo	54.06	27.03
Toledo	Oripaya	92.9	46.45
Oripaya	Orú	91.89	45.945
Orú	Ayacucho	96.218	48.109
Ayacucho	Coveñas	298.342	149.171

Según la normatividad actual, los drones tipo A y B deben tener un rango de línea de vista menor a 500 m y 750 m respectivamente. Por esta razón, estos dos tipos de drones no podrán ser empleados en el plan de inspección del oleoducto desde una de las estaciones, puesto que la distancia mínima requerida para llegar a cubrir la mitad del trazado desde una de estas posiciones es de 27.03 km sobrepasándose por más de 36 veces este valor. De igual manera, es necesario considerar dos limitantes adicionales referentes a los radios de operación cercanos a las instalaciones aéreas y los límites fronterizos como se aprecia en la **Figura 30**. Para el uso de este tipo de UAV cerca a los aeródromos es necesario contar con una distancia mínima requerida de 9 km entre la pista y el UAV, escenarios que no son cumplidos en las estaciones de Banadía, Ayacucho y Coveñas con distancias de 5.78 km, 1.15 km y 1.11 km respectivamente. Respecto a los límites fronterizos, los Reglamentos Aeronáuticos de Colombia - RAC 91 de 2020 establecen que no se pueden emplear UAV tipo A y B a una distancia menor de 3.5 km de las fronteras lo que afectaría el tramo Banadía-Samoré.

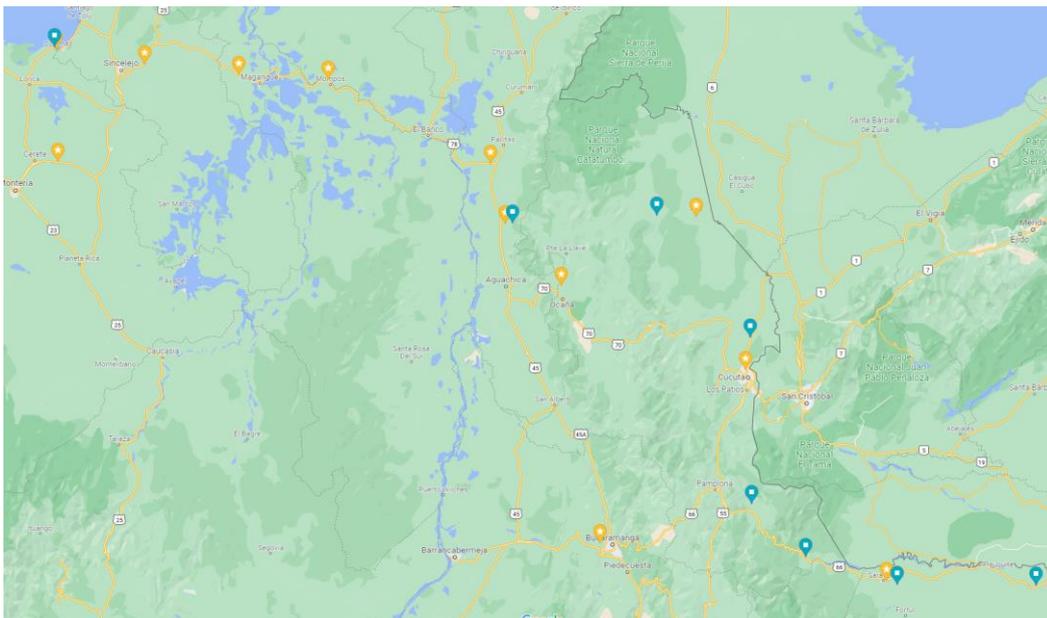


Figura 30 Posición de las estaciones del oleoducto (cuadrados verdes) respecto a los aeródromos cercanos (estrellas amarillas). Modificado de: Google Maps.

Con base en estas consideraciones iniciales, según los reglamentos nacionales el tipo de UAV a emplear debe ser clasificado como C y sus parámetros operacionales serán establecidos según la disposición de las normas y procedimientos recomendados por la Organización de Aviación Civil Internacional referente a la actividad a realizar.

5.2. Sondeo de UAV tipo C registradas ante la Aeronáutica Civil

Para conocer acerca de las características de las UAV que cumplen los requisitos para la operación en proyectos como el del oleoducto Caño Limón – Coveñas, se realizó una búsqueda de los explotadores, operadores y equipos inscritos en el último reporte a la fecha del 24 de septiembre (Aeronáutica Civil, 2021). En la **Tabla 8** se seleccionaron 3 compañías que emplean este tipo de aeronaves, especificando el modelo de UAV registrado, la duración de vuelo que logra recorrer y la capacidad de carga que soportan.

Tabla 8 Sondeo de las especificaciones de UAV tipo C registradas en Colombia

Compañía	Modelo	Duración [min]	Capacidad [kg]
Orkid	Diseño propio	50	5
Airseair Rpas Inc	DJI Matrice 600 Pro	38	5.5
Codensa	FlyingBasket FB3	30	100

De estas compañías se pueden destacar que dos de ellas su objetivo radica en el transporte de suministros, Codensa para el transporte de sus partes en plantas de ensamblaje y Orkid para el manejo de mensajería y domicilios. En cuanto a Airseair, se centra en la toma de fotografía digital en diversos escenarios.

5.3. División de tramos para inspección por drones

Con base en la información recolectada de los operadores de UAV tipo C en Colombia, se estableció que el rango promedio de vuelo que alcanzan estas aeronaves es de unos 120 km. De igual manera, considerando los trazados del oleoducto y sus distancias entre estaciones se planteó la instalación de cuatro estaciones para la operación de los drones. Estos centros de monitoreo estarían ubicados en la estación Banadía, Toledo y Orú. Teniendo en cuenta la extensión del tramo entre las estaciones de Ayacucho y Coveñas al ser tan extenso, se consideró crear una base intermedia diferente a una estación de bombeo del oleoducto, sugiriendo el Aeropuerto San Bernardo en la ciudad de Mompós. La ubicación de las estaciones y la extensión de cada uno de los trayectos se muestran en las figuras 31, 32, 33 y 34. De esta manera, instalando dos drones por cada centro de monitoreo, donde cada uno cubra una dirección contraria en el oleoducto, se tendrían un total de 8 drones operando a lo largo del trazado de las tuberías según las normativas establecidas por la Aeronáutica Civil en los reglamentos de la Organización de Aviación Civil Internacional.

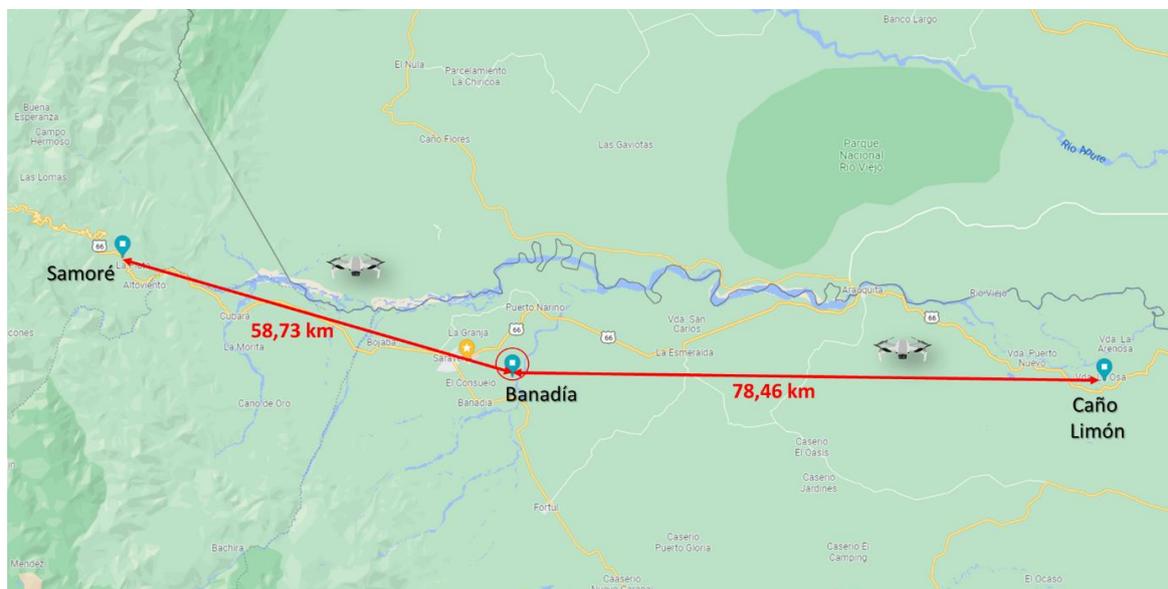


Figura 31 Centro de Operación No. 1 en la Estación Banadía. Modificado de: Google Maps.

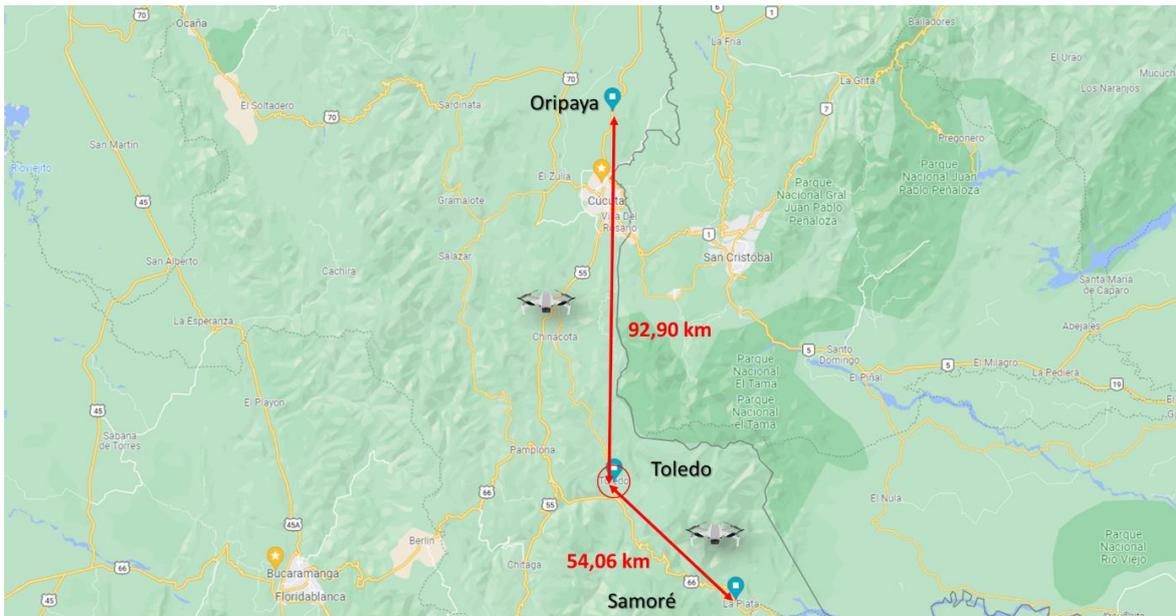


Figura 32 Centro de Operación No.2 en la Estación Toledo. Modificado de: Google Maps.

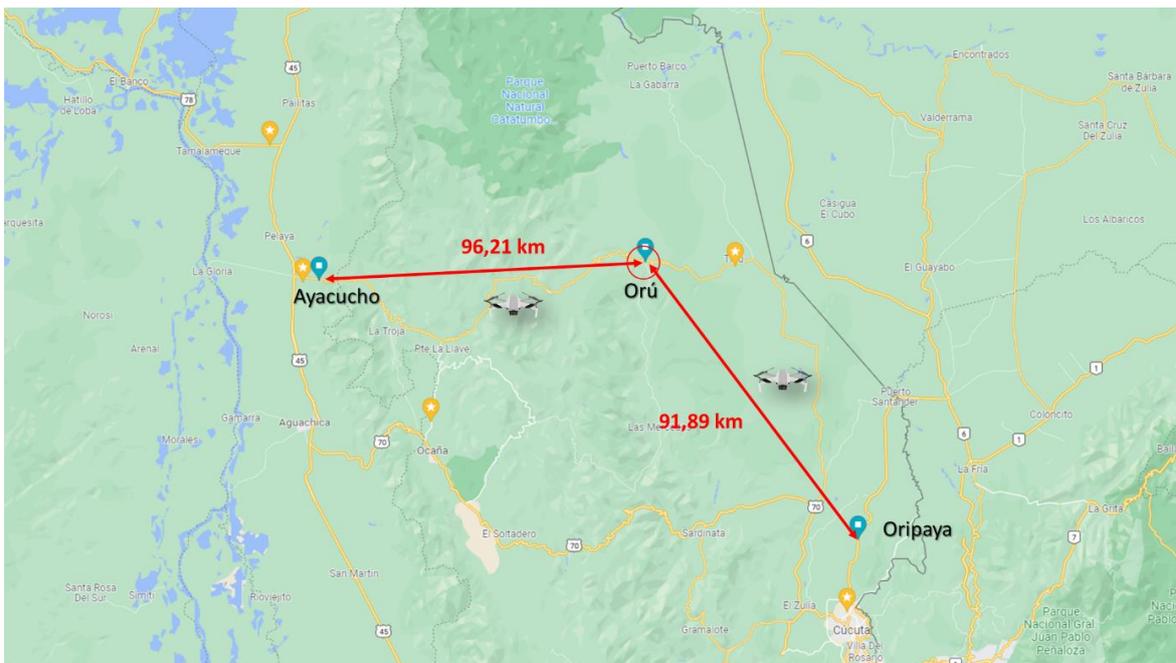


Figura 33 Centro de Operación No.3 en la Estación Orú. Modificado de: Google Maps.

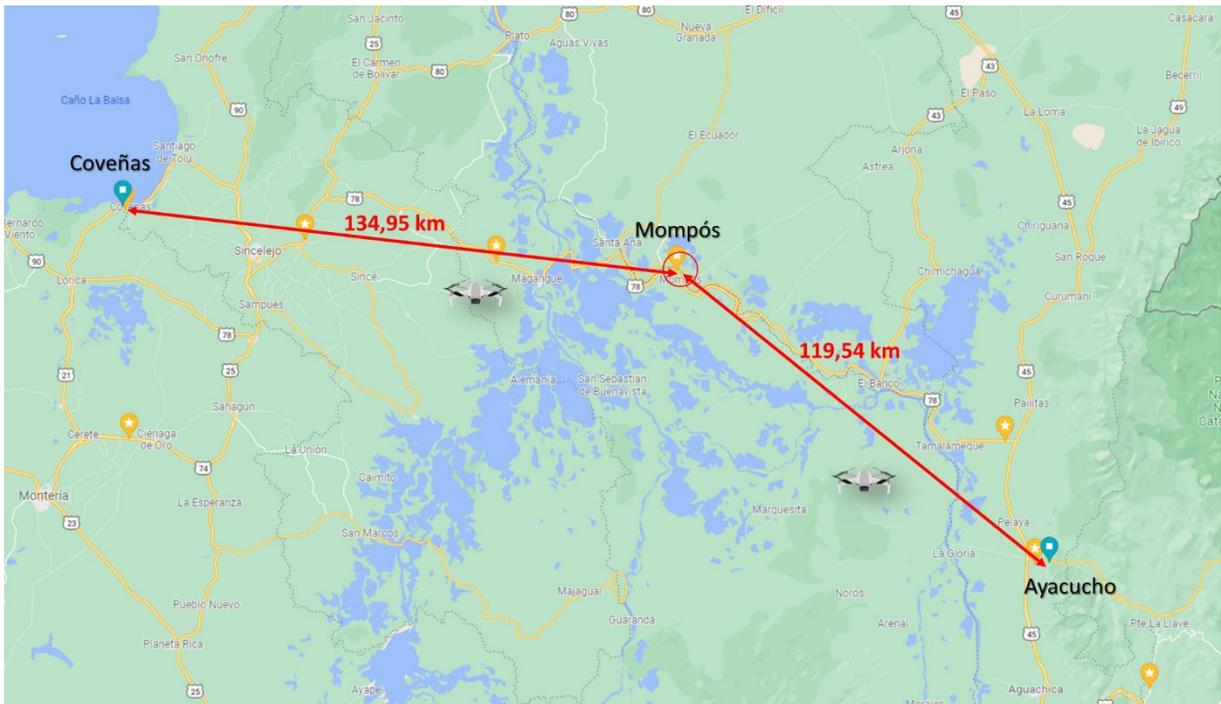


Figura 34 Centro de Operación No.4 en una nueva base que se localizaría en el Aeropuerto San Bernardo en la ciudad de Mompós. Modificado de: Google Maps.

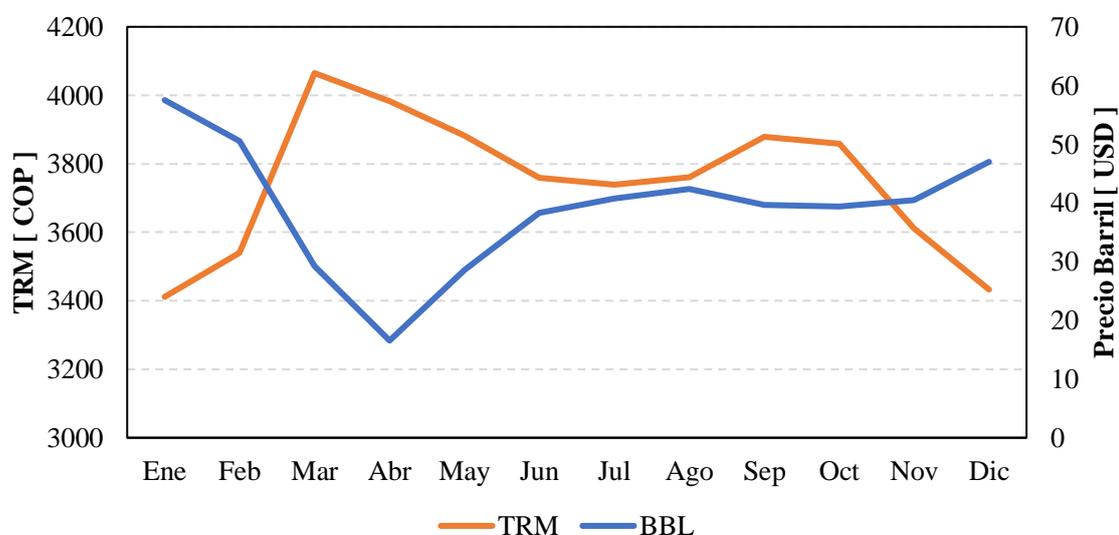
5.4. Estimación de costos de implementación y pérdidas de crudo

Con el objetivo de evaluar la factibilidad financiera de la implementación de la tecnología de drones en el Oleoducto Caño Limón, se realizó un estudio considerando un tiempo de evaluación de doce meses. Como se mencionó en breve, la instalación de cuatro estaciones de monitoreo acarrea el funcionamiento constante de ocho equipos. Con el propósito de tener equipos de respaldo ante cualquier eventualidad o imprevisto, el estudio involucra en total la adquisición de diez drones de última tecnología. La tabla 9 recopila los costos de inversión y operación asociados al proyecto. La implementación de la tecnología UAV debe considerar la compra de los equipos principales y secundarios, adecuaciones de infraestructura en las estaciones y aeropuertos, pólizas de seguro, operaciones de mantenimiento y contratación de por lo menos un supervisor por centro de monitoreo.

Tabla 9 Costos de operación, implementación y mano de obra

Concepto	Cantidad	Precio Unitario [miles de pesos]
Dron	10	35,000.00
Equipo complementario	10	10,000.00
Adecuación infraestructura	4	10,000.00
Seguro	10	1,000.00
Salario operario	4	4,500.00
Mantenimiento	10	800.00

Para el cálculo de los ingresos o activos que justificarían la inversión y aplicación de la tecnología, se tuvo en cuenta que en promedio alrededor de 2000 bbls diarios de hidrocarburos son hurtados a través de válvulas ilícitas en el oleoducto Caño Limón-Coveñas (Ecopetrol, 2019). Asumiendo que esta podría ser una problemática mitigada a través de la implementación de los UAV, la comercialización y venta de estos volúmenes adicionales llegaría a soportar la inversión y operación de la nueva tecnología de inspección.

**Figura 35** Comportamiento TRM y precio del barril en el 2020

La figura 35 muestra el comportamiento del precio de barril del crudo con referencia WTI (West Texas Intermediate) y la tasa representativa del mercado (TRM), durante el año 2020. Con base en las tendencias observadas, se consideró un precio promedio para el barril de crudo de 39.19 USD y una tasa de cambio de 3743.49 COP/USD. A partir del equilibrio existente entre los barriles recuperados por el control de los hurtos y los gastos de implementación y operación, asociados a la compra de los drones y su equipo, la adecuación de infraestructura, el seguro de funcionamiento, el mantenimiento de los drones y el salario de los operarios, del el flujo de caja muestra que el tiempo de recuperación de la inversión ocurre durante etapas tempranas de la implementación del proyecto (Figura 36). Adicionalmente, la operación y mantenimiento de la tecnología puede ser asumido sin inconveniente. Por el contrario, el análisis indica que son de forma constante y representativa mucho mayor los ingresos y rentabilidad del proyecto que los gastos por la operación diaria de los drones. En términos generales, la tecnología UAV como técnica de inspección del oleoducto Caño Limón-Coveñas podría ser una estrategia integral y viable para la industria nacional del petróleo y gas.

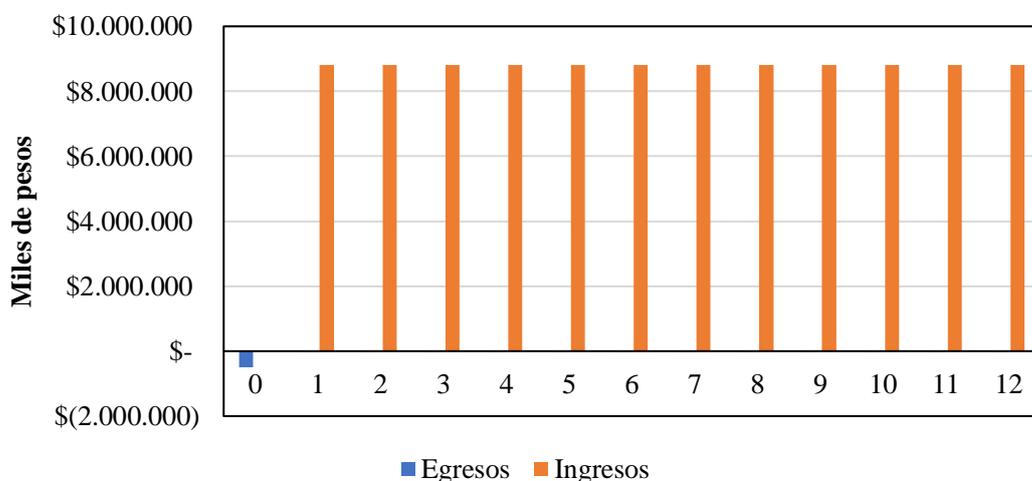


Figura 36 Flujo de caja costos de implementación contra ingresos generados por control de válvulas ilícitas.

6. Conclusiones

Con base en los resultados obtenidos, los autores del trabajo se permiten concluir:

La implementación de la tecnología UAV como método de inspección para el oleoducto caño limón Coveñas podría considerarse una alternativa factible tanto técnica como financieramente. El proyecto involucraría la adquisición de 10 dispositivos y cuatro centros de monitoreo, cuyos costos de CAPEX y OPEX podrían ser totalmente soportados a través de la mitigación o disminución de la cantidad de barriles de crudo hurtados a través de válvulas ilícitas.

La aplicación de los sistemas UAV en la industria de los hidrocarburos comprende usos en las diferentes etapas de la cadena de valor. Es posible encontrar aplicaciones que van desde la exploración hasta abandono de pozos. De esta manera, la inversión de las compañías operadoras y prestadoras de servicios, y la inclusión de estos sistemas en los planes de explotación continuará aumentando en pro de la eficiencia de los procesos.

El uso de drones en actividades de inspección permitirá reducir el riesgo de accidente para los recursos humanos de las compañías, ante la ocurrencia de posibles atentados, fallas en la estructura y movilización hacia zonas de difícil acceso. Consecuentemente, no solo se estarían evidenciando beneficios técnicos, sino también financieros y sociales.

7. Recomendaciones

Con base en los resultados obtenidos, los autores del trabajo recomiendan:

La realización de un benchmarking de las compañías distribuidoras y fabricantes de drones en el país permitiría tener una mejor aproximación a los detalles técnicos de los UAV los cuales pueden ser comparados con las consideraciones realizadas en el presente estudio. Este procedimiento permitiría que la logística de la implementación del proyecto sea acorde a las necesidades del mismo.

El análisis financiero realizado para la implementación de los drones como técnica de mitigación de riesgos en el oleoducto puede ser fortalecido empleando métodos diferentes al flujo de caja, como lo es el EBITDA que permitan ser un complemento y dar una apreciación adicional al comportamiento del proyecto.

Referencias bibliográficas

Abdel-hafez, M. F. (n.d.). *PIPELINE INSPECTION GAUGE (PIG) POSITION ESTIMATION USING IMU*,.

Adegboye, M. A., Fung, W. K., & Karnik, A. (2019). Recent advances in pipeline monitoring and oil leakage detection technologies: Principles and approaches. *Sensors (Switzerland)*, 19(11). <https://doi.org/10.3390/s19112548>.

Al Amir, N., & Al Marar. (2018). Eye in the Sky: How the Rise of Drones will Transform the Oil & Gas Industry. Society of Petroleum Engineers. Paper no SPE 193211-MS presented at the Abu Dhabi International Conference and Exhibition (ADIPEC), 12-15 November, Abu Dhabi, UAE

Reglamentos Aeronáuticos de Colombia - RAC 91, 1 (2020). <http://www.aerocivil.gov.co/autoridad-de-la-aviacion-civil/reglamentacion/rac>

Aeronáutica Civil. (2021). *Explotadores , Operadores Y Equipos Uas Inscritos Según Lo Establecido En La Circular 02 Del 27 De Julio De 2015 Y Resolución 04201 Del 27 De Diciembre De 2018 (Vigente) / Version 82 Vigencia 5 De Marzo De 2021 Explotadores , Operadores Y Equipos Uas in* (Vol. 2018).

Resolución 822 ANLA, 72 (2013).

Aljuaid, K. G., Albuoderman, M. A., Alahmadi, E. A., & Iqbal, J. (2020). Comparative review of pipelines monitoring and leakage detection techniques. *2020 2nd International Conference on Computer and Information Sciences, ICCIS 2020, October*. <https://doi.org/10.1109/ICCIS49240.2020.9257602>

- Bayramov, E., Davis, J., Azizov, N., Ismayilov, V., Rahimov, J., Isgandarov, A., Teymurlu, E., & Karimov, G. (2019). space unmanned air systems support the optimization of exploration and reservoir development activities in AGT region. *Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference 2019, CTC 2019, 1*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/198412-ms>
- Besada, J. A., Bergesio, L., Campaña, I., Vaquero-Melchor, D., López-Araquistain, J., Bernardos, A. M., & Casar, J. R. (2018). Drone mission definition and implementation for automated infrastructure inspection using airborne sensors. *Sensors (Switzerland)*, *18*(4), 1–29. <https://doi.org/10.3390/s18041170>
- Castro, C., Borrero Morales, N., Ochoa Suarez, M., Torres, G., Salamanca, K., Ramírez, A., Contreras, E., Sanabria Lopez, E. J., Callejas, M. J., Cifuentes, D. F., & Lozada Alvarez, E. (2019). Voladuras: Una cruda arma de guerra. *Especiales Sostenibilidad Semana*. <http://especiales.sostenibilidad.semana.com/voladuras-de-oleoductos-en-colombia/index.html>
- CENIT. (2014a). *Manual del Transportador de CENIT Transporte Y Logística De Hidrocarburos* S.A.S. <https://portal.cenit-transporte.com:1443/CenitNominaciones/modulos/bto/pdf/Manualtransportador.pdf>
- CENIT. (2014b). *Manual del Transportador de CENIT Transporte Y Logística De Hidrocarburos S.A.S.*
- CENIT. (2017). *Informe de gestión de 2017.*
- CENIT. (2018). *Informe de gestión de 2018.*
- CENIT. (2019). *Estados Financieros.*

CENIT. (2020). *Tarifas Historicas Oleoductos*.

Chuanhu, G., Guizeng, W., & Hao, Y. (2008). Analysis of the smallest detectable leakage flow rate of negative pressure wave-based leak detection systems for liquid pipelines. *Computers and Chemical Engineering*, 32, 1669–1680. <https://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2007.08.011>

Cole, E. S. (1979). Methods of Leak Detection: An Overview. *Journal - American Water Works Association*, 71(2), 73–75. <https://doi.org/10.1002/j.1551-8833.1979.tb04303.x>

Datta, S., & Sarkar, S. (2016). *A review on different pipeline fault detection methods* (pp. 97–106). *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*. doi:10.1016/j.jlp.2016.03.010

Davidson, R. (2002). an Introduction To Pipeline Pigging. In *Pigging Products and Services Association*.

Delvasto & Echeverria Asociados. (2017). *Estudio de Oleoductos MME*. https://www.minminas.gov.co/documents/10192/23957986/201217_estudio_oleoductos_MME_2017.pdf/9fe7072f-85e9-43eb-893f-f8caa3533e13

Fedorova, A. A., Beliautsov, V. A., & Barysevich, A. N. (2020). Determining the Composition of the Group of Drones and the Basing Method for Oil Pipeline Monitoring. *Proceedings - 2020 International Russian Automation Conference, RusAutoCon 2020*, 330–335. <https://doi.org/10.1109/RusAutoCon49822.2020.9208227>

Feng, Q., Li, R., Nie, B., Liu, S., Zhao, L., & Zhang, H. (2017). Literature review: Theory and application of in-line inspection technologies for oil and gas pipeline girth weld defection. *Sensors (Switzerland)*, 17(1). <https://doi.org/10.3390/s17010050>

Fu, H., Yang, L., Liang, H., Wang, S., & Ling, K. (2020a). Diagnosis of the single leakage in

- the fluid pipeline through experimental study and CFD simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193(March), 107437. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107437>
- Fu, H., Yang, L., Liang, H., Wang, S., & Ling, K. (2020b). Diagnosis of the single leakage in the fluid pipeline through experimental study and CFD simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193(March), 107437. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107437>
- Fu, J., Chen, G., Zheng, X., Gao, Q., Qiu, S., & Xu, Z. (2021). Experimental and numerical studies of insulating layers effect on liquid pipelines leakage in chemical plants. *Process Safety and Environmental Protection*, 147, 888–899. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2021.01.014>
- Fuchs, H. V., & Riehle, R. (1991). Ten years of experience with leak detection by acoustic signal analysis. *Applied Acoustics*, 33(1), 1–19. [https://doi.org/10.1016/0003-682X\(91\)90062-J](https://doi.org/10.1016/0003-682X(91)90062-J)
- Furness, R. A., & Van Reet, J. D. (2014). Pipeline leak detection techniques. In E. W. McAllister (Ed.), *Pipeline Rules of Thumb Handbook* (pp. 647–656). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-387693-5.00017-6>
- Hall, S. (2018). The application of unmanned aerial systems UAS's to improve emergency oil spill response. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Conference and Exhibition on Health, Safety, Security, Environment, and Social Responsibility 2018*, 2015(May 2015). <https://doi.org/10.2118/190586-ms>.

Hammack, R., Veloski, G., Sams, J. (2018). Using Drone Magnetic and LiDAR Surveys to Locate Unmarked, Abandoned Wells Prior to Unconventional Oil and Gas Development, Paper no URTeC: 2891559 presented at the Unconventional Resources Technology Conference, 23-25 July 2018, Houston, Texas, USA.

Hu, Z., Tariq, S., & Zayed, T. (2021). A comprehensive review of acoustic based leak localization method in pressurized pipelines. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 161(November 2020), 107994. <https://doi.org/10.1016/j.ymssp.2021.107994>.

IOGP. (2017). The rise of commercial Unmanned Aerial Systems within the geophysical sector of the oil and gas industry.

Leal-Castellanos, L. (2004). *National Contingency Plan Against Oil Spills in Colombia, a Successful Preventive Environmental Instrument in Latin America*. 451.

Lee, D. H., Moon, H., & Choi, H. R. (2011). Autonomous navigation of in-pipe working robot in unknown pipeline Environment. *Proceedings - IEEE International Conference on Robotics and Automation*, 1559–1564. <https://doi.org/10.1109/ICRA.2011.5980503>

Li, Y. B., & Sun, L. Y. (2009). Leakage detection and location for long range oil pipeline using negative pressure wave technique. *2009 4th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, ICIEA 2009*, 50804034, 3220–3224. <https://doi.org/10.1109/ICIEA.2009.5138796>

Liang, W., Zhang, L., Xu, Q., & Yan, C. (2013). Gas pipeline leakage detection based on acoustic technology. *Engineering Failure Analysis*, 31, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2012.10.020>.

Lou, J., Hoor, A., Zeng, W., Hull, M., Wei, J., Walton, C., Broman, B. (2019). Field

Implementation of Above Water Riser Robotic Inspection Tools - Reducing Safety Risk While Improving Efficiency and Effectiveness. Paper no OTC-29651-MS, presented at the Offshore Technology Conference, 6-9 May 2019, Houston, USA.

Lu, H., Iseley, T., Behbahani, S., & Fu, L. (2020). Leakage detection techniques for oil and gas pipelines: State-of-the-art. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 98(January).

<https://doi.org/10.1016/j.tust.2019.103249>

Lu, W., Liang, W., Zhang, L., & Liu, W. (2016). A novel noise reduction method applied in negative pressure wave for pipeline leakage localization. *Process Safety and Environmental Protection*, 104, 142–149. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2016.08.014>

Lys, P. O., Elder, K., & Archer, J. (2018). METIS, a disruptive R&D project to revolutionize land seismic acquisition. *SEG/AAPG/EAGE/SPE Research and Development Petroleum Conference and Exhibition 2018, RDP 2018*, 28–31. <https://doi.org/10.1190/RDP2018-41752683.1>

Marathe, S. (2019). Leveraging drone based imaging technology for pipeline and RoU monitoring survey. *Society of Petroleum Engineers - SPE Symposium: Asia Pacific Health, Safety, Security, Environment and Social Responsibility 2019*. <https://doi.org/10.2118/195427-ms>

Mendizabal, A. P., Holmes, J. S., Ortiz, N., Callenes, M., & Cardenas, A. (2021). A hotspot analysis of critical hydrocarbons infrastructure in Colombia: ELN (Ejército de Liberación Nacional) and FARC (Fuerzas Armadas Revolucionarias de Colombia) attacks on Colombian pipelines. *Applied Geography*, 126(November 2020), 102376. <https://doi.org/10.1016/j.apgeog.2020.102376>

- Mesa Marquez, F. A., Rodriguez Pulido, F. A., & Eslava Lara, H. E. (2015). *Estrategia de gestión de mantenimiento para las válvulas de seccionamiento y bloqueo del Oleoducto Caño Limon Coveñas basados en un proceso de análisis de condición de activos y criterios de costo-riesgo-beneficio*. Universidad Industrial de Santander.
- Meza Martinez, A. (2017). *Modelo basado en confiabilidad para aumentar el mantenimiento mayor de los motores sulzer de 6000 a 9000 horas de las unidades de bombeo de la planta ORÚ del oleoducto caño limón*. Universidad Industrial de Santander.
- Mezghani, M. (2018). Drone-Based remote sensing for digital outcrop modeling using photogrammetry. *Geo2018*, 42233, 2805532.
- Mindefensa. (2021). Logros de la política de defensa y seguridad. In *Dirección de Estudios Estratégicos*.
- Resolución 04201 de 2018, 1 (2018). [http://www.aerocivil.gov.co/normatividad/Resoluciones TA 2018/RESL. N° 04201 DIC 27 de 2018.pdf](http://www.aerocivil.gov.co/normatividad/Resoluciones/TA_2018/RESL_Nº_04201_DIC_27_de_2018.pdf)
- Shell. 2018. Investor's Handbook, 2014-2018, Royal Dutch Shell plc.
- Ministerio del Interior. (1999). *Decreto 321 de 1999 - Plan Nacional de Contingencia contra derrames de Hidrocarburos, Derivados y Sustancias Nocivas*. 1999(43), 8. <http://aseiltda.com/descargas/decreto321.pdf>
- Muggleton, J. M., Hunt, R., Rustighi, E., Lees, G., & Pearce, A. (2020). Gas pipeline leak noise measurements using optical fibre distributed acoustic sensing. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 78(January), 103293. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103293>
- Quarini, J., & Shire, S. (2007). A review of fluid-driven pipeline pigs and their applications.

- Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part E: Journal of Process Mechanical Engineering*, 221(1), 1–10. <https://doi.org/10.1243/0954408JPME108>
- Rana, S. (2009). Environmental risks - Oil & gas operations reducing compliance cost using smarter technologies. *SPE/IATMI Asia Pacific Health Safety, Security and Environment Conference*, 1–11.
- Saadawi, H. (2020). Drones make a step change on how the oil industry manage safety and environmental risks. *International Petroleum Technology Conference 2020, IPTC 2020, Uyanik 2019*, 1–9. <https://doi.org/10.2523/iptc-20038-ms>
- Sáenz V, J. (2018, January). Oleoducto Caño Limón-Coveñas ha sufrido 1.500 atentados. *El Espectador*.
- Scott, S; Barrufet, M. (Texas a & M. U. (2003). *Worldwide Assessment of Industry Leak Detection Capabilities for Single & Multiphase Pipelines Project Report Prepared for the Minerals Management Service Under the MMS/OTRC Cooperative Research Agreement Task Order 18133*. 125.
- SESAR. (2016). European Drones Outlook Study. *Single European Sky ATM Research, November*, 93.
http://www.sesarju.eu/sites/default/files/documents/reports/European_Drones_Outlook_Study_2016.pdf
- Shama, A. M., El-Rashid, A., El-Shaib, M., & Kotb, D. M. (2018). Review of leakage detection methods for subsea pipeline. *Maritime Transportation and Harvesting of Sea Resources*, 2(October), 1141–1149.
- Sow, P. (2018). *The Use of Drones in the Oil and Gas Industry: A 4.0 Contract 1, 2 Penda*

Sow. VII(Xii), 1–14.

Tolmasquim, S. T., & Nieckele, A. O. (2008). Design and control of pig operations through pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 62(3–4), 102–110.
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.07.002>

Torres, L., Verde, C., & Molina, L. (2021). Leak diagnosis for pipelines with multiple branches based on model similarity. *Journal of Process Control*, 99, 41–53.
<https://doi.org/10.1016/j.jprocont.2020.12.003>

Unidad Nacional para la gestión del riesgo de desastres. (2018). PLAN NACIONAL DE CONTINGENCIA POR Pérdida de contención de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas. *Unidad Nacional Para La Gestión Del Riesgo de Desastres*, 51(1), 51.

United States Government Accountability Office. (2005). *Efforts to Secure Colombia's Caño Limón - Coveñas Oil Pipeline Have Reduced Attacks, but Challenges Remain*.

Uyanik, I., & Wesley, A. (2019). Next generation gas emission monitoring system. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2019-March(March)*, 18–21. <https://doi.org/10.2118/195015-ms>.

Wipro. (2019). Inspecting Pipelines using Unmanned Aerial Vehicles. Disponible en: <https://www.wipro.com/engineeringNXT/inspecting-pipelines-using-unmanned-aerial-vehicles/>

X.-J. Wang, M. F. Lambert, A. R. Simpson, and J. P. V. (2001). *Leak detection in pipelines and pipe networks: a review*.

Xinhong, L., Guoming, C., Renren, Z., Hongwei, Z., & Jianmin, F. (2018). Simulation and assessment of underwater gas release and dispersion from subsea gas pipelines leak.

Process Safety and Environmental Protection, 119, 46–57.

<https://doi.org/10.1016/j.psep.2018.07.015>

Xu, Q., Zhang, L., & Liang, W. (2013). Acoustic detection technology for gas pipeline leakage.

Process Safety and Environmental Protection, 91(4), 253–261.

<https://doi.org/10.1016/j.psep.2012.05.012>