

Sistemas de Detección de Fugas e Intrusión en tuberías de Petróleo y Gas

Resumen

La localización exacta y oportuna del vandalismo y/o el punto de fuga en un Oleoducto o Gasoducto proporciona a los Operadores información básica para ayudar al desarrollo de una sólida respuesta e intervención.

Estos planes tienen el potencial de reducir el impacto de las fugas en el medio ambiente y a los Operadores tomar medidas para mitigar sus efectos.

Un desafío importante en la detección fugas y vandalismo de los sistemas de detección es la generación de señales espurias o falsas alarmas que con el tiempo retarda la respuesta ante estas alertas.

Este documento detalla los pormenores de la instalación de un sistema de detección por fibra óptica en tuberías además presenta los resultados de pruebas de campo en una línea de petróleo y de gas simulando fugas de fluidos e intrusión.

Se simularon fugas de petróleo y gas en una sección de tubería enterrada efectuando Orificios de 1mm y 2mm situados en las posiciones 12 Hs, 3 hs y 6 Hs. Las tuberías se conectaron a aire comprimido y agua en lugar de petróleo y gas.

El cable de fibra óptica fue enterrado a ambos lados de la tubería y conectado a un sistema Integrador de señales luminosas Laser.

El sistema fue capaz de detectar y localizar fugas desde los orificios con la señal Intensidad proporcional a la intensidad de la fuga y fue capaz de detectar actividades de terceros como excavaciones y también intrusión cercana a la tubería.

Introducción

El desafío más crítico enfrentado por las compañías de petróleo y gas en los últimos tiempos ha sido detectar fugas debido al envejecimiento de la tubería o los efectos del vandalismo.

El advenimiento del vandalismo en oleoductos y gasoductos también aumenta las tasas de falla de estas líneas e introduce incertidumbres con respecto a la ubicación y localización de las fugas cuando se producen. Esto conduce a la

degradación ambiental y a la pérdida de Ingresos para la organización. La localización exacta y oportuna del vandalismo y el punto de fuga en un oleoducto o gasoducto proporciona a los operadores información de gran ayuda para el desarrollo de un sistema de seguridad robusto generando planes de respuesta e intervención.

Estos planes tienen el potencial de reducir el impacto ambiental de las fugas permitiendo a los operadores tomar medidas para mitigar sus efectos. Un desafío importante con las Fugas y sistemas de detección de vandalismo es la generación de señales espurias que con el tiempo ralentiza la respuesta a estas alertas.

Este artículo presenta los resultados de pruebas de campo hechas en una tubería de gas y petróleo con un cable de fibra óptica y un Sistema de detección de fugas e intrusión.

Se simularon fugas de petróleo y gas en una sección de tubería enterrada y ubicada dentro de una excavación, con orificios de 1 mm y 2 mm ubicados en las posiciones 12hs, 6hs y 9 hs en la tubería y con una sección de la tubería expuesta a la acción de terceros.

Las tuberías se presurizaron con Aire comprimido y agua en lugar de GAS y petróleo.

El cable de fibra óptica fue enterrado a ambos lados del oleoducto y conectado a un sistema Integrador de Señales de luz laser.

Fugas

Las fugas de tuberías se pueden clasificar en dos categorías.

1 Fugas lentas: *Estas fugas se deben generalmente al efecto de la corrosión y por lo general no afectan las condiciones de flujo de la tubería debido al pequeño orificio del punto de fuga. Sin embargo puede crecer con el tiempo y dar lugar a una falla mayor repentina en la localización de la avería. Por lo general es acompañada por un ruido acústico [1]*

2 Fugas repentinas: *Estas fugas se caracterizan por cambios repentinos en las condiciones de flujo de la tubería y generan ondas internas de choque que pueden ser interpretadas para indicar la ocurrencia de una fuga.*

Las causas principales de estas fugas son corrosión, vandalismo o fallas operacionales.

A pesar de la causa de la fuga, la localización precisa y oportuna de la misma, independientemente de su tamaño o volumen, es deseada por las compañías a los fines de reducir el efecto medioambiental.

Las tecnologías actuales disponibles para la detección de fugas de petróleo y gas incluyen[1] :

- ☐ *Balance de masa*
- ☐ *Tasa de cambio*
- ☐ *Análisis del punto de presión*
- ☐ *Sistemas basados en SCADA (Modelos transitorios de balance dinámico de volumen y presión y desviaciones de flujo)*
- ☐ *Sistemas basados en emisiones acústicas*
- ☐ *Sistemas basados en químicos*
- ☐ *Perfil de temperatura*
- ☐ *Sistemas de alerta de ondas*
- ☐ *Sistemas basados en fibra óptica*
- ☐ *Traceado radioactivo*
- ☐ *Inspección con scrappers inteligentes*

Las diferentes tecnologías de detección de fugas enumeradas comprenden el uso de sensores para la adquisición de datos de proceso, la transferencia de estos datos a través de SCADA a la infraestructura de sistemas Informáticos de la Compañía y la utilización de algoritmos apropiados para determinar la presencia y ubicación de los puntos de fuga.

Estas diferentes tecnologías tienen sus limitaciones ya menudo conducen a la generación de falsas alarmas.

Las señales falsas se generan muchas veces debido a a las variaciones de los entornos operativos y en flujos multifásicos en donde algunos de los supuestos de diseño resulten poco realísticos. [2]

También se ha propuesto el uso de vehículos aéreos no tripulados (UAV) para ayudar en la detección de fugas. Esta tecnología no es capaz de proporcionar de una cobertura total de punta a punta (en tiempo real) de las grandes redes de ductos en la mayoría de los países. Sin embargo, puede utilizarse para

proporcionar información visual sobre la naturaleza y la propagación de la fuga, ayudando así a su localización precisa. Las otras cuestiones asociadas con el UAV Incluyen análisis de CAPEX y OPEX asociados con el despliegue de los vehículos, tales como el costo de vuelos , el riesgo de daño durante el vuelo y para áreas con militantes, el UAV representa riesgos de ser derribado.

Sistemas de detección de fugas

La detección exitosa de una fuga no tendrá ningún valor si la fuga no se detiene lo suficientemente lo suficientemente rápido para minimizar las pérdidas económicas y el daño ambiental.

Para ello, los sistemas de detección de fugas deben ser implementados comprendiendo personal, procedimientos y tecnologías.

Cualquier implementación que se centra en menos de estos tres componentes no será considerado óptimo. [3].

Un sistema robusto de detección de fugas debe proporcionar una localización precisa del punto de fuga y también incluir una respuesta fiable para el plan de mitigación. El plan de respuesta debe ser tal que los agentes de seguridad estén desplegados acorde a los niveles de amenaza.

Un cable de fibra óptica dispuesto a lo largo de las tuberías proporciona monitoreo localizado en tiempo real de las secciones del oleoductos o gasoductos y los datos se transmiten a través de la misma fibra a la infraestructura de datos de las empresas. Esta forma de transmisión elimina los errores que podrían generarse como resultado de las variaciones del ambiente en la zona de fuga.

Sensores de cable de Fibra óptica

Las características ópticas de los cables de fibra varían con los cambios de temperatura, la tensión mecánica y vibraciones, la superficie de revestimiento y la absorción de productos químicos.

Hay 4 tipos de instalación de sensores de fibra óptica [1]:

- ☐ *Sistemas de sensores discretos*
- ☐ *Sistemas de sensores agrupados*
- ☐ *Sistemas de sensores distribuidos discretos*
- ☐ *Sistemas de sensores distribuidos continuos*

Cuando se utilizan fibras ópticas para la detección y la comunicación a lo largo de toda su longitud, se tiene un Sensor distribuido continuo. Este tipo de sistema de

sensores se utiliza normalmente con un “OTDR” OPTICAL TIME DOMAIN REFLECTOMETRY para determinar la ubicación de la fuga [1]

Una configuración OTDR típica consiste en: un pulso generador, un láser, un acoplador direccional, un fotodetector y un procesador de señal como se muestra en la figura 1 [4]

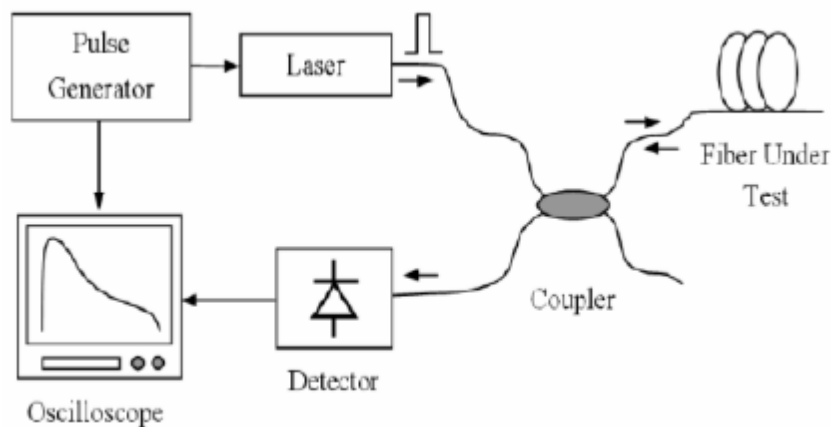


Figura 1: Configuración del OTDR convencional

La luz láser modulada se conecta a la fibra bajo prueba a través del acoplador direccional. La luz retrodispersada por efecto Rayleigh se propaga hacia atrás y llega al fotodetector mediante el mismo acoplador y reproduce una señal continua de todos los puntos a lo largo de la fibra [3].

La potencia óptica detectada disminuirá exponencialmente con respecto a la distancia a lo largo de la fibra y muestran picos abruptos y caídas en la ubicación de empalmes, conectores y roturas debido a las reflexiones de Fresnel como se muestra en la Figura 2 [3].

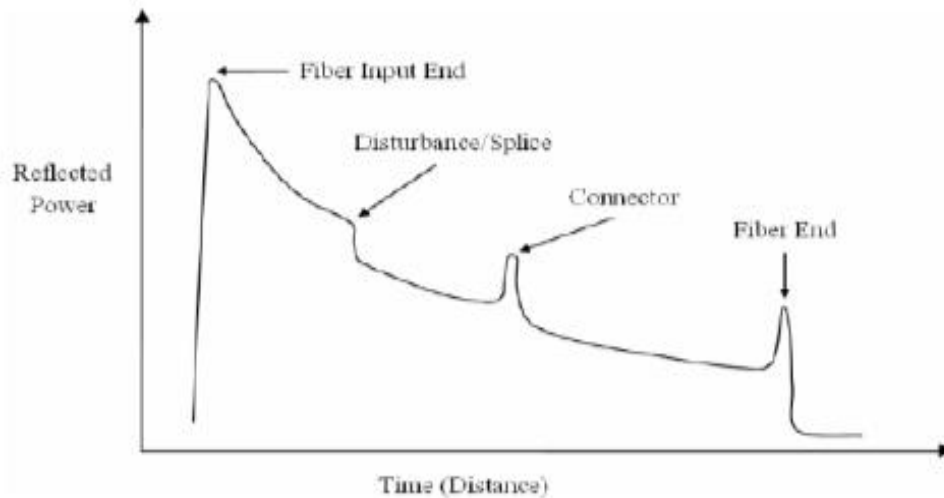


Figura 2: Forma de onda OTDR convencional

Sistema de detección de fugas e Intrusión para Oleoductos y Gasoductos Basado en cable de Fibra óptica (F.O.C)

En la siguiente figura se podrá observar un sistema FOC basado en cables de fibra óptica instalados alrededor de un tubo enterrado (Figura 3).

El mismo se compone de una sección de tubería enterrada en una excavación con FOC enterrado a distancias horizontales fijas de cada lado de la tubería que representan las zonas A y B.

La clasificación en zonas A y B se indicaron para permitir un control adecuado de los efectos de la fuga a ambos lados de la tubería.

Se efectuaron orificios de 1mm y 2mm en la sección de tubería en la parte superior, central y inferior.

El segmento de tubería se conectó mediante mangueras adecuadas a tanques de agua y Aire comprimido, debido a las implicancias ambientales que podría tener la utilización de crudo y gas natural para efectuar los ensayos.

Tanto el agua como el aire comprimido fueron utilizados a la presión normal de la tubería. Se expuso también una sección del tubo para la prueba de Acción de terceros.

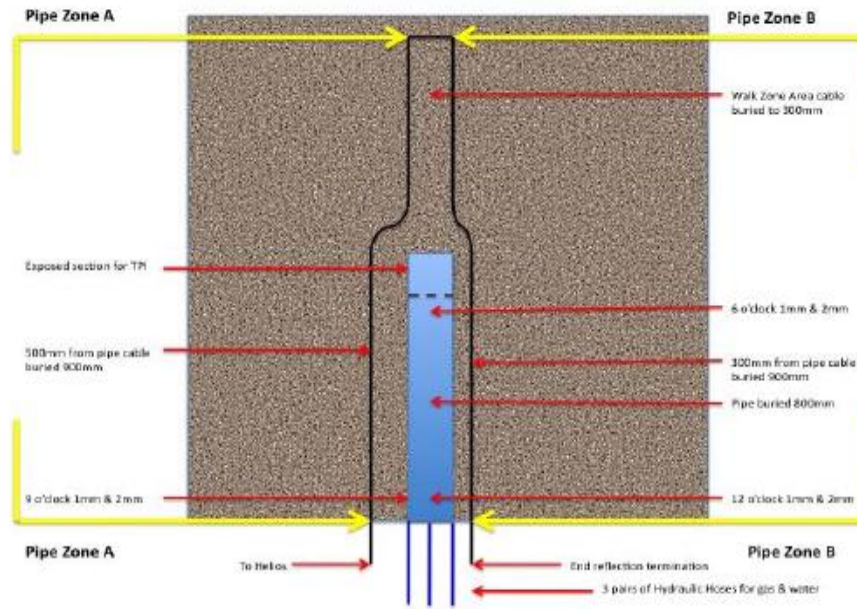


Figura 3: Diseño de la prueba

El aparato de ensayo comprende un tubo subterráneo de 320 mm de diámetro y 6 m de largo enterrado a una profundidad de 800mm con ubicaciones de fugas a 0°(12 horas), 180°(6 horas) y 270°(9:00).

La geometría de despliegue de fibra se muestra en la figura 4.

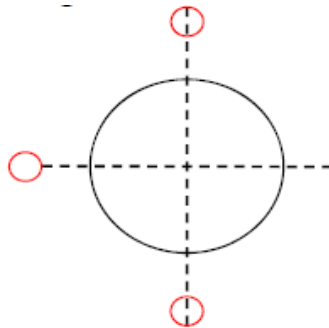


Figura 4: Geometría de despliegue de fibra

La instalación real que muestra la sección de tubería enterrada y las mangueras conectadas al aire comprimido y contenedores de agua se muestran en la Figura 5.

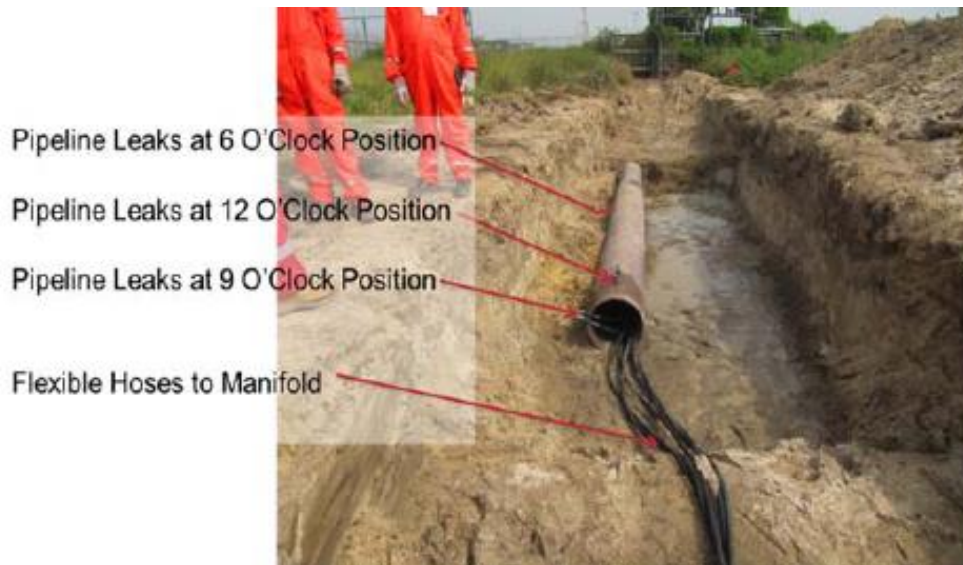


Figura 5: Tubería y mangueras en la zanja

El sistema se probó con ambos fluidos : aire y agua como medio de fuga con el tubo completamente enterrado en arena. Además de las pruebas de descarga de fluido, el sistema se utilizó para evaluar sus funciones de detección del personal que camina, intrusión con excavaciones, movimiento de vehículos , y la interferencia potencial con la misma tubería usando herramientas eléctricas.

El FOC se conectó al integrador de luz, que proporciona la fuente de luz láser y monitorea la respuesta de la luz para detectar la señal acústica de las fugas.

Requisitos de Funcionalidad

El sistema genera sus resultados mediante la detección de las ondas sonoras creadas por una fuga en una sección de tubería, en una unión de secciones de tubería (bridas / válvulas / actuadores, etc.), o por interferencia de terceros.

Estas ondas sonoras crean una perturbación en la luz láser viajando por los núcleos de fibra óptica del cable adyacentes a las tuberías.

El sistema de detección de fugas e Intrusión fue diseñado con los siguientes Requisitos funcionales:

- 1. Capacidad de detectar a una persona que camina y excavar manualmente hasta 5m del cable de fibra óptica.*
- 2. Capacidad para detectar el uso de herramientas manuales mecánicas así como herramientas eléctricas en los extremos expuestos de la tubería.*
- 3. Capacidad para discriminar y clasificar correctamente los eventos (amenazas) arriba mencionados y representarlos gráficamente en pantallas de control.*
- 4. Capacidad para que los datos mostrados sean almacenados y recuperables a través de medios de almacenamiento normales.*
- 5. Capacidad para detectar múltiples fugas de petróleo y gas, la localización de eventos y proporcionar el tiempo de ocurrencia.*

Resultados

El FOC fue capaz de captar todas las vibraciones alrededor de la tubería que van desde las fugas inducidas, vibraciones, a las vibraciones generadas y se utilizaron algoritmos especiales para filtrar los datos que no son necesarios.

Las muestras de los datos brutos generados por las pruebas se muestran en la (s) figura (s) 6-9

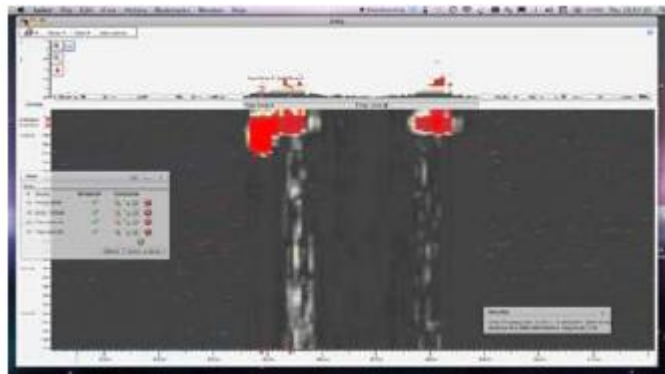


Figura 6: Fuga de gas Orificio de 1 mm Posición de reloj de 6 horas

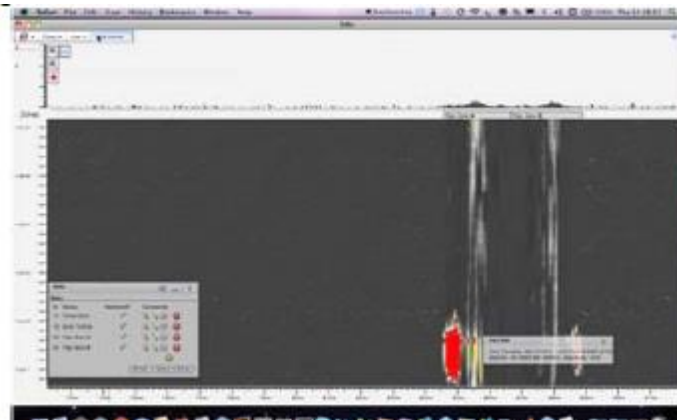


Figura 7: Fuga Líquida 1mm 9 horas

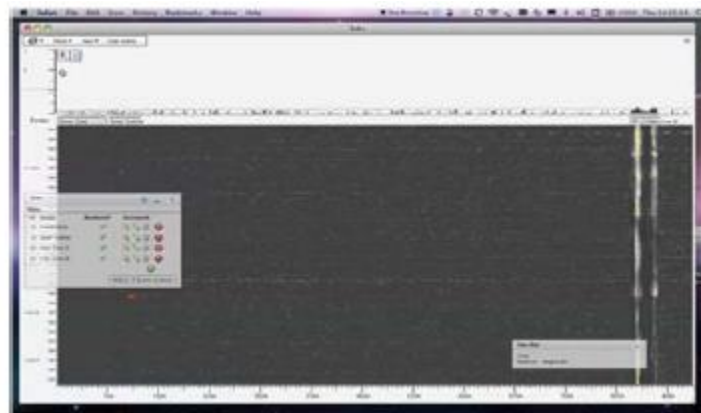


Figura 8: Vehículo estacionado lejos de la tubería

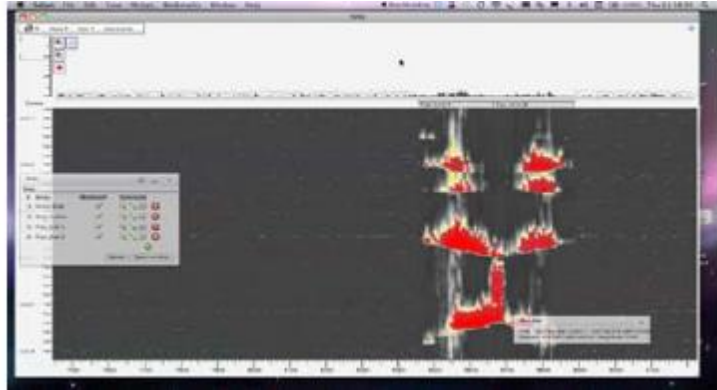


Figura 9: Excavación cerca de la tubería

Procesamiento de Datos

A partir de las pruebas, el sistema logró identificar cada evento incluso con datos en crudo, sin procesar. Sin embargo, el sistema no estaba configurado para enviar las correspondientes alarmas.

Normalmente la capacidad de análisis y envío de alarmas es incorporada en la fase de puesta en marcha del sistema completo. Los datos brutos son sometidos al software de procesamiento y optimización así como a los filtros requeridos, clasificación de algoritmos y procesos lógicos para asegurar que se envía la alarma correcta y también se minimiza la posibilidad de enviar falsos eventos.

Este proceso se resume en las siguientes actividades:

- *Analizar los datos crudos de la demostración con las herramientas espectrales DSP del Integrador de luz laser utilizado.*
- *Identificar y diferenciar las características espectrales de la señal en:*
 - *Eventos de interés (fugas)*
 - *Eventos no deseados (ruido ambiental, mangueras hidráulicas)*

- Incorporar al algoritmo de detección de fugas del Integrador de luz laser un “entrenamiento” en identificación de las características de las señales de fugas
- Optimizar el algoritmo de detección de señales del Integrador de luz laser
- Generar nuevos productos de procesamiento del Software del integrador y / optimizar el comisionado del sistema

Los resultados de estos procesos pueden resumirse mediante el diagrama de la figura 10:

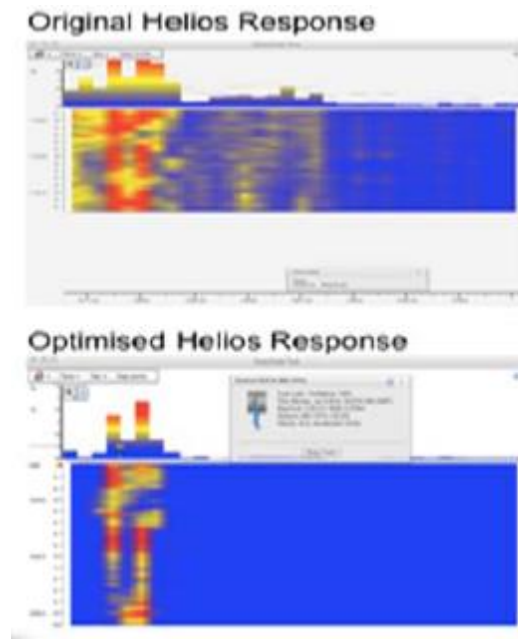


Figura 10: Procesamiento posterior de datos

El diagrama de la figura 10 muestra la diferencia entre los datos brutos producidos por el Integrador de luz laser en la parte superior de la Imagen y luego la versión final debajo de la cual se ha filtrado toda actividad sin interés (por ejemplo, la constante vibración del generador de energía adyacente) y centrado en las dos líneas que indican la fuga.

El icono de alarma se activa cuando hay una fuga a lo largo del tubo.

El resumen de las funcionalidades ensayadas y los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 1

Tabla 1: Resultados de la prueba

	Test Description (Including orifice diameter, test fluid, discharge points, TPI type and distances	Buried cable (A or B)	Event displayed in sound field	Event displayed as pop up
01	1.0mm Orifice, Gas discharge, top position	Blockage		
02	1.0mm Orifice, Gas discharge, Middle position	Successful	Yes	Yes
03	1.0mm Orifice, Gas discharge, bottom position	Successful	Yes	Yes
04	2.0mm Orifice, Gas discharge, top position	Blockage		
05	2.0mm Orifice, Gas discharge, middle position	Successful	Yes	Yes
06	2.0mm Orifice, Gas discharge, bottom position	Successful	Very Weak	No
07	1.0mm Orifice, water discharge, top position	Blockage		
08	1.0mm Orifice, water discharge, middle position	Successful	Yes	yes
09	1.0mm Orifice, water discharge, bottom position	Successful	Yes	Yes
10	2.0mm Orifice, water discharge, top position	Successful	Yes	Yes
11	2.0mm Orifice, water discharge, middle position	Successful	Yes	Yes
12	2.0mm Orifice, water discharge, bottom position	Blockage		
13	Person approaching within 5.0m perpendicular to pipeline side 1	Successful	Yes	Yes
14	Person approaching within 5.0m perpendicular to pipeline side 2	Successful	Yes	Yes
15	Person approaching within 5.0m parallel to pipeline side 1	Successful	Yes	Yes
16	Person approaching within 5.0m parallel to pipeline side 2	Successful	Yes	Yes
17	Manual digging within 5.0m of pipeline, note distances	Successful	Yes	Yes
18	Manual digging within 5.0m of pipeline, note distances	Successful	Yes	Yes
19	Manual hammer on Pipe @6Oclock position	Successful	Yes	Yes

Las diferentes funcionalidades fueron detectadas con éxito generando tanto un pop up visual en la pantalla y un sonido audible del evento de fuga o acción de terceros . Los datos brutos se pueden procesar y las alarmas establecidas para proporcionar la localización exacta y la clasificación de la actividad alrededor de la tubería. Estos informes determinarán la naturaleza y la velocidad de la respuesta a desplegar.

Plan de Intervención de Seguridad

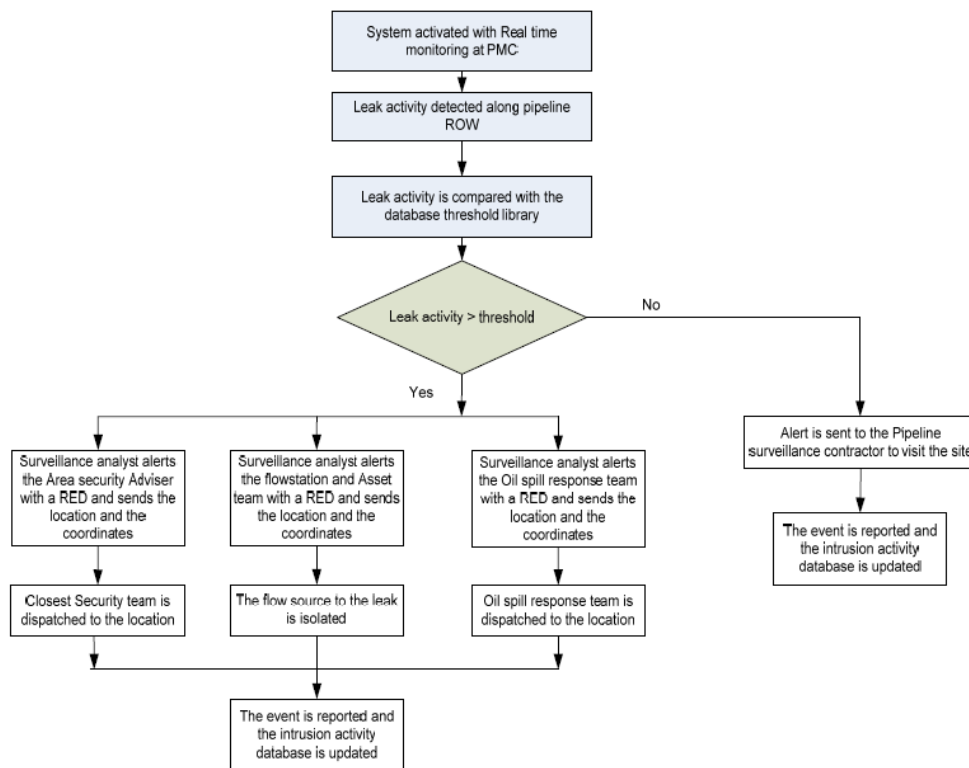
El éxito del sistema de detección de fugas e intrusión se basa en la respuesta dada con las alarmas.

Los principales problemas asociados con la mayoría de los sistemas de detección es la generación de espúreas y falsas alarmas.

Estas alarmas muchas veces conducen al despliegue de personal armado en los sitios y cuando las alarmas son falsas, la respuesta a futuras alertas se retrasa y eventualmente se ignoran.

Los sistemas FOC son también capaces de proporcionar señales de alerta temprana indicativas de actividades de despliegue de maquinaria en los sitios de vandalización antes del inicio efectivo de las mismas.

El plan de intervención de seguridad desarrollado para este sistema se muestra en el diagrama de flujo de la figura 11.



Conclusiones

Los resultados de las pruebas muestran la capacidad del sistema basado en FOC para detectar con precisión tanto fugas de petróleo como de gas en todo el

perímetro de la tubería. El sistema fue capaz de detectar con éxito la presencia de interferencia de terceros a una distancia de hasta 5m de la tubería y también clasificar con precisión las actividades en torno al derecho de vía de la tubería. El sistema es capaz de proporcionar monitoreo extremo a extremo en tiempo real de la tubería para detectar fugas y eventos de intrusión. También tiene la capacidad de proporcionar señales de alerta temprana de las amenazas al oleoducto, permitiendo el despliegue del contratista de vigilancia local para eventos de bajo riesgo y el despliegue de fuerza pública en caso de ataques de alto riesgo. El plan de intervención de seguridad permite el despliegue rápido de la estrategia de respuesta adecuada para los diferentes eventos alrededor de la tubería monitoreada.

Referencias

1. Stafford M and Williams. N Pipeline leak detection study OTH 94 431. Offshore Technology Report. Bechtel Limited London. Health and Safety Executive 1996
2. Shannon and Wilson. Pipeline Leak Detection 2011 Conference report. Alaska Department of Environmental Conservation. Shannon and Wilson project number 32-1-17411. 2012
3. Shaw. D, Phillips M, Baker R, Munoz E, Rehman. H, Gibson C, and Mayernik. C. Leak detection study – DTPH56-11-D-000001. US Department of Transportation and Hazardous Materials Safety Administration 2012.
4. Wokoma E, Okuns. G, Idachaba F.E, Edghill. P, Pickburn. A and Ashion O. Total Asset Surveillance and Management SPE 150813 NAICE 2011