



XVIII SIMPOSIO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA (SIE-2019)

Sistema de detección de fugas para oleoducto de fuel-oil

Leak detection system for a fuel-oil pipeline

Jorge L. Pérez ¹, Iván Santana ², Mario Moreira ³, Yandry Cid Bauta ⁴

- 1- Jorge Luis Pérez Lanza. Refinería de Cienfuegos S.A, Cuba. E-mail: jperez@refcfg.cu
- 2- Iván Santana Ching. Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas, Cuba. E-mail: ching@uclv.edu.cu
- 3- Mario Alejandro Moreira Martínez. Refinería de Cienfuegos S.A, Cuba. E-mail: mmoreira@refcfg.cu
- 4- Yandry Cid Bauta. Refinería de Cienfuegos S.A, Cuba. E-mail: ycid@refcfg.cu

Resumen: Los oleoductos y poliductos del planeta son caracterizados como el medio más seguro y económico de transporte de petróleo y sus derivados a larga distancia. Por ser tan importantes, estas tuberías tienen que cumplir numerosas exigencias de fiabilidad, seguridad y eficiencia ya que un fallo en las mismas trae como consecuencias pérdidas económicas e impactos ambientales. Entre las exigencias más comunes está el uso obligatorio de un sistema de detección de fugas (LDS) que alerte y ubique el posible derrame de combustible. La Refinería de Cienfuegos S.A cuenta con un oleoducto que trasiega fuel-oil hacia una termoeléctrica en el cual se han reportado varios incidentes de derrame de combustible hacia el medio ambiente. Esta investigación se enfoca en una propuesta de hardware y software para implementar un LDS en dicho oleoducto. La arquitectura definida tiene como referencia los principales estándares internacionales asociados a esta temática. El sistema propuesto incluye la instrumentación y equipos de cómputo para la transferencia custodia instalados a ambos extremos del ducto. La finalidad de este trabajo será propiciar al personal operativo involucrado en el trasiego de combustible conocer la existencia de una fuga y la supervisión en tiempo real de las variables que intervienen en el proceso de bombeo y recepción de combustible.



Palabras Clave: Oleoductos; Automatización; Supervisión; Sistema de Detección de Fugas.

Abstract: Pipelines of the planet are characterized as the safest and economical mean of long distance transportation of petroleum and derivatives. For being so important, these pipes are subjected to several requirements of reliability, security and efficiency because a failure in them can cause economic losses and environmental damages. Among the more common subjections is the obligatory use of a leak detection system (LDS) that alerts and locates the possible fuel leak. In Refinería de Cienfuegos S.A exists a pipeline that it is used to transfer fuel-oil to a thermoelectric plant in which were reported various incidents of leaks toward environment. This work is focus on a hardware and software proposal for the implementation of an LDS in the mentioned pipeline. The defined architecture is based on the main international standards associated with this topic. The proposed system includes instrumentation y computational equipment for custody transfer installed at both ends of the pipeline. The purpose of this investigation will be to bring to the operative personal involved in the fuel transfer known the existence of a leak and the real time monitoring of the variables involved in the pumping and reception of fuel.

Keywords: Pipelines; Automation; Supervision; Leak Detection System.

1. Introducción

El petróleo es una de las fuentes de energía y productos de uso general más importante y valioso del mundo. Su uso desmedido ha provocado el agotamiento de gran número de yacimientos y la determinación del final de su disponibilidad en un futuro próximo, por lo que la gestión eficiente en todas las etapas de refinación es una tarea ingenieril de alta responsabilidad. Entre las formas de distribución de combustible más usadas están los oleoductos los cuales suelen ser el medio más económico y seguro en el trasiego de combustible. Como medio de transporte de hidrocarburos, estas tuberías tienen que cumplir con altas exigencias de seguridad, fiabilidad y eficiencia. Según los autores Dr.-Ing. Gerhard Geiger (Geiger, 2012) y Hassan Iqbal (Iqbal, Tesfamariam, Haider, & Sadiq, 2017) la mayor parte de los ductos y tuberías, independientemente de los que transportan, están diseñados para una vida típica de 25 años. Con el paso de los años, a pesar de las protecciones como revestimientos aislantes con diferentes polímeros y/o protección



II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

catódica, las tuberías se deterioran debido a la corrosión, deslizamientos o asentamientos geológicos, variaciones climatológicas y desgaste; provocando eventualmente daño en la tubería y con ello una fuga o derrame de hidrocarburos que pueden causar graves consecuencias. Además de las pérdidas económicas que se presentan por el producto perdido, paro de proceso y reparación del daño, pueden presentarse pérdidas ambientales y sociales insalvables como la muerte de seres humanos, perjuicios ambientales irreparables y daño a especies endémicas entre otras.

Ejemplo de lo anterior es el derrame 3500 barriles de crudo ocurrido en la estación reductora La Guayacana perteneciente a ECOPETROL el cual se extendió alrededor de 50km a lo largo del río Rosario en Colombia (Jiménez, 2006). Eventos similares han ocurrido en Nigeria, específicamente en la zona de Gwagwalada, en este caso un oleoducto de NNPC tuvo una falla y ocurrió un derrame que contaminó el agua de las que dependen muchas comunidades; por otra parte, en ese mismo país ocurrió un derrame de 60000 bidones de crudo en el oleoducto de Nembe Creek perteneciente a la petrolera anglo-holandesa Shell (Mantxo, 2013). En Canadá sucedió algo similar en un oleoducto de Nexen Energy el cual tuvo una falla mecánica que ocasionó un derrame de 5 000 m³ de bitumen en las aguas de Long Lake; esto trajo consigo la muerte de cientos de patos migratorios (Lee, Boufadel, & Chen, 2015) . Otro suceso de este tipo fue el derrame de 1497 barriles de petróleo en el oleoducto Norperuano de Petroperu (Suarez, 2016). Catástrofe similar tuvo lugar en uno de los oleoductos de la refinería ubicada en Puerto La Cruz (Mendoza, 2016) donde se derramaron 24 mil barriles de petróleo a partir de una falla mecánica en un ducto de 36 pulgadas.

Los oleoductos yacientes en la Refinería de Cienfuegos S.A no están exentos de la situación anterior, siendo el más crítico el que trasiega fuel-oil a la termoeléctrica en el cual se han reportado varios incidentes relacionados con derrames de combustibles hacia el medio ambiente, siendo el más significativo el derrame de 2000 litros de fuel-oil en el río Salado, lugar por donde atraviesa dicha tubería.

Para contrarrestar tal situación es imprescindible el uso de un sistema de detección de fuga, en la literatura formal se hace referencia a sus siglas en inglés: LDS (leak detection system). Para implementar un sistema de este tipo existen diferentes tipos de tecnologías, siendo las más generales las descritas en las normas API 1130 (API, 2002a) y API 1155 (API, 2005a). De acuerdo a estos estándares, los métodos para la detección de fugas en



II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

oleoductos se dividen en externos, los cuales usan sensores locales para generar alarmas debido a las fugas (e.g cable de fibra óptica, sensores acústicos, monitoreo por video, etc.), y los internos que usan instrumentación de campo (e.g flujómetros, sensores/transmisores de presión, etc.) para la detección de la fuga. También existen varios algoritmos; entre ellos están los analíticos, que dan soluciones mediante observadores (Araujo et al., 2018; Castillo, 2009); modelos auto regresivos, mediante cálculo de pendiente hidráulica (Abdulshaheed, Mustapha, & Ghavamian, 2017; Capponi, Ferrante, Zecchin, & Gong, 2017); onda expansiva de presión negativa y balance de masas o energía (Carrillo, 2012; Yu, Liang, Zhang, Jin, & Qiu, 2016).

Varias son las compañías proveedoras de productos terminados que brindan soluciones al problema anterior, entre ellas está Atmos International; esta compañía provee una solución llamada Pipeline Guardian (ATMOS, 2016), la cual utiliza diferentes métodos de detección de fuga el cual tiene como base un diseño de hardware y software que puede ser utilizado para diferentes configuraciones e instalaciones de ductos. Como ejemplo de referencia y caso de éxito de Atmos se tiene la industria petrolera Transnet en Sudáfrica, en la cual se instaló un sistema de detección y localización de fugas en un ducto de 24 pulgadas de diámetro y una longitud de 556 km (ATMOS, 2018).

Otra compañía líder en la detección de fugas en ductos es Krohne, con su producto llamado PipePartrol (Geiger, 2012) el cual está basado en la tecnología de modelado transitorio extendido en tiempo real y entre sus características más notables está la posibilidad de ser completamente operativo sin necesidad de interacción humana. Este sistema se encuentra funcionando en varias industrias europeas, como ejemplo se tiene un oleoducto de 31.5 km de longitud y 10 pulgadas de diámetro situado en Alemania, el cual conecta a Refinerie Heide con un patio de tanques en Brunsbüte (Jiménez, 2006).

Otra alternativa es la propuesta por la firma japonesa Yokogawa con su producto DTSX (sensores de temperatura distribuidos) el cual consiste en desplegar cable de fibra óptica en la superficie del oleoducto a supervisar permitiendo detectar y localizar la fuga de hidrocarburo a partir de la detección de cambios de temperaturas; este sistema puede ser instalado en ductos de hasta 50 kilómetros de longitud sin necesidad de repetidores y el fabricante brinda la posibilidad de ampliar la robustez del sistema al incorporar cámaras térmicas y medición de temperatura con termopares en varios puntos. Este sistema está



II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

funcionando en un oleoducto subterráneo de 290 km de longitud ubicado en India, el cual parte desde una refinería de petróleo en Chennai hasta la ciudad de Bangalore y además de detectar y localizar fugas, provee un monitoreo integrado y centralizado de las operaciones de bombeo de este ducto (Yokogawa, 2010).

Por su parte, la compañía multinacional Emerson provee un sistema llamado Pipeline Manager (Emerson, 2016), el cual consiste en una serie de módulos para la operación, supervisión y control de fugas y robos en oleoductos. La característica fundamental de este sistema es el uso de filtrado numérico y estadístico de los datos adquiridos de los sensores instalados en combinación con el modelo hidráulico del ducto para la detección de fugas de hidrocarburos con la mayor precisión posible y emitiendo el menor número de falsas alarmas posible. Varios son las compañías petroleras que usan este sistema, entre ellas está PEMEX, la cual está implementando dicho sistema para la supervisión y control de fugas en la sección sur del gasoducto de 291 km Los Ramones II (Critchley, 2016).

En el caso particular de Cuba, no hay ningún LDS instalado en los oleoductos de la Unión Cuba Petróleos (CUPET). Primeros pasos se han dado con la redacción y aprobación de la ingeniería básica y conceptual de un proyecto de automatización que incluye implementar un LDS en un oleoducto que está destinado para enviar turbocombustible Jet A1 desde la Refinería Níco López hacia el aeropuerto José Martí.

Los sistemas de detección de fugas propuestos por las firmas antes mencionadas tienen un alto costo de inversión y requieren que el montaje sea llevado a cabo por personal certificado y avalado por el proveedor, además, cualquier contrato que se pudiera establecer se vería afectado por el bloqueo económico impuesto a Cuba por E.U.A y la negociación tendría que ser a través de un tercer país, aumentando el costo de la inversión. Este trabajo se centra en la propuesta de una arquitectura de hardware y software para implementar un sistema de detección de fugas en el oleoducto que trasiega fuel-oil desde la Refinería de Cienfuegos S.A hacia la CTE "Carlos Manuel de Céspedes" (REF-TERM en lo adelante). Dicha propuesta tiene como propósito el uso de los materiales, personal e instrumentos que poseen las empresas mencionadas, tratando de evitar la importación de equipamiento y la contratación de servicios a terceros. Su aplicación en principio está orientada a dicho ducto, sin embargo, su uso puede hacerse extensivo a otros oleoductos localizados en Cuba.



2. Diseño de la arquitectura del sistema de detección de fugas en REF-TERM

El despacho de combustible en la Refinería de Cienfuegos es llevado a cabo a través de camiones cisternas, barcos, patanas y de dos oleoductos cuyos propósitos son suministrar diésel especial a la Central Eléctrica de Grupos Electrógenos Diésel y otro para el abastecimiento de fuel-oil a la CTE Carlos Manuel de Céspedes. El correcto funcionamiento de ambos oleoductos es clave para Cuba ya que propician la materia prima necesaria para la generación de electricidad en las instalaciones antes mencionadas de una manera muy económica y segura.

2.1 Caracterización de REF-TERM

El oleoducto REF-TERM tiene una longitud aproximada de 9 km, comenzó a funcionar en el año 1993 y su objetivo principal era abastecer de fuel-oil a una fábrica de fertilizantes y a dicha termoeléctrica; en la figura 1 se muestra el recorrido aproximado de la tubería, el cual se identifica con una línea blanca. Los requisitos que han regido el montaje y mantenimiento mecánico del ducto REF-TERM están plasmados en las normas API 1104 (API, 2005b), PVSA N° H-221(PDVSA, 2006) y NRF-030-PEMEX (PEMEX, 2006).



Figura 1. Recorrido del oleoducto REF-TERM

El despacho y recepción de combustible a través de este ducto es medido con instrumentación de la firma Endress+Hauser. Los dispositivos son de alta precisión y cumplen con lo indicado en las normas API MPMS 6.2 (API, 2002b) y NC 994 (NC, 2015). En ambos extremos está instalado un flujómetro coriolis Promass 84F1F, un sensor-transmisor de presión Cerabar S PMP 71 y un sensor-transmisor de temperatura RTD TR61. Las señales provenientes de los instrumentos de campo convergen en una computadora de flujo, en el caso de la refinería dicha computadora es fabricada por la firma M+F, mientras que en la termoeléctrica por la firma Spirit. En la figura 2 se presenta un diagrama ilustrativo con la estructura antes detallada.

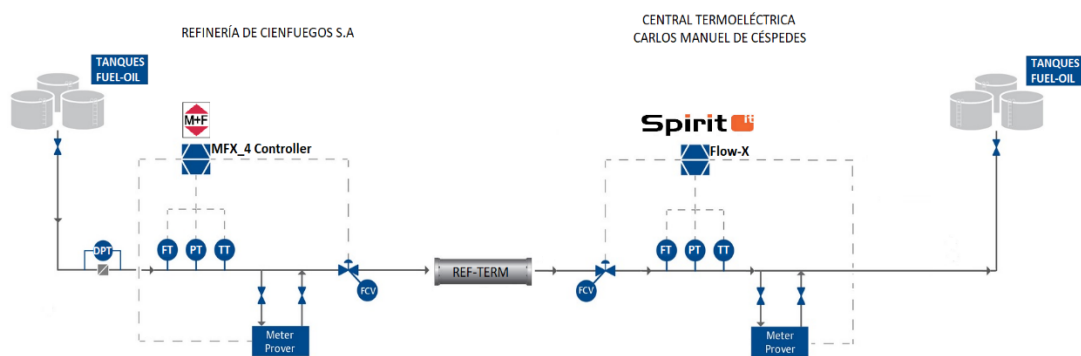


Figura 2. Puntos de transferencia custodia en ambos extremos de REF-TERM

2.2 Propuesta de arquitectura del sistema

La propuesta realizada para la detección de fugas en REF-TERM se basa en el balance de masa. Se escoge este método por ser el más acorde a las exigencias de este trabajo de tratar de no importar equipamiento y usar el existente en ambas partes del ducto. Para cumplir con lo anterior se precisa que los datos adquiridos de las variables flujo y presión de ambas partes converjan a una base de datos común para ser procesados y consultados. En el caso de la termoeléctrica la computadora de flujo publica los datos vía Modbus TCP/IP hacia la red de control, la cual cuenta con un servidor OPC (OLE for Process Control) que permite adquirir dichos datos y se los propicia al sistema de control distribuido (DCS), estas variables son monitoreadas por el personal de operaciones, pero no por el personal administrativo ya que la red de control y la administrativa están segregadas físicamente. En cuanto a la refinería, para publicar los datos de los instrumentos de campo, la computadora de flujo se conecta vía CANopen a un Gateway



CANopen- Ethernet (TCP/IP) el cual se conecta a un servidor OPC que publica los datos hacia el DCS; estas variables son monitoreadas por el personal de operaciones y por el administrativo ya que existe una conexión segura entre las dos redes. El flujo de datos en ambas empresas es similar, sin embargo, se decide que el procesamiento y almacenaje de datos se haga en la refinería y se le publique a la termoeléctrica debido a que es necesario vincular las redes de control y administrativa para poder publicar los datos del LDS entre las industrias involucradas; además, otro factor influyente es que el oleoducto y la estación de bombeo son parte de la refinería.

2.3 Requisitos para el LDS

A partir de acuerdos entre los especialistas de las empresas involucrados en este proyecto, se establecieron una serie de requisitos y garantías funcionales y de operación que deben cumplirse. El sistema a implementar debe garantizar lo siguiente:

- Balances de masa de forma dinámica
- Creación de modelos en tiempo real y online
- Planificación operativa

Por otra parte, el sistema debe cumplir los siguientes requisitos:

- Las fugas mayores al 5% del flujo nominal, se deben detectar en el orden de los segundos
- Fugas mayores al 0.5% y hasta el 5% del flujo nominal, deben ser detectadas en un tiempo máximo de 2 minutos
- Fugas del 0.1% y menores al 0.5% del flujo nominal, deben ser detectadas en un tiempo máximo de 15 minutos
- Fugas inferiores al 0.1% que se vayan conformando gradualmente a lo largo del tiempo deben alarmar al acumular el 0.1% del flujo nominal

Adicionalmente se debe cuantificar la cantidad de producto derramado, como consecuencia de la fuga, además de determinar el tamaño de la misma. La operación normal del LDS deberá ser totalmente automática, pero con capacidad para operación manual bajo procedimientos previamente establecidos y aprobados.

2.4 Arquitectura de hardware del LDS propuesto

Para poder cumplir con el objetivo de este trabajo es necesario enviar los datos de la computadora de flujo de la termoeléctrica hacia la refinería en tiempo real. A partir de acuerdos entre los directivos involucrados se decidió que la transmisión de los datos

necesarios se efectuara leyendo los datos directamente de la computadora de flujo por un puerto de la misma y se transmitan hacia la refinería de forma inalámbrica en un canal independiente con la seguridad requerida. Para lograr esto, la señal debe viajar una distancia aproximada de 6 km sobre el mar, es por ello que se requiere un transmisor de largo alcance.

La forma de leer los datos de la computadora de flujo Spirit Flow-X será a través de uno de los puertos serie que la misma tiene disponible; el protocolo de comunicación para transferencia de información es Modbus RTU sobre el formato de transmisión RS-232. Dicho cable será conectado al puerto serie de una computadora en la que se estará ejecutando un servidor OPC. Esta computadora estará conectada vía ethernet a un access point Cisco Aironet 1242 al que se le conectará una antena de secciones de parábola direccionales para lograr transmisión de largo alcance. En el caso de la refinería, los datos serán recibidos por un access point de iguales características al ya mencionado. La figura 3 ilustra la arquitectura de hardware propuesta.

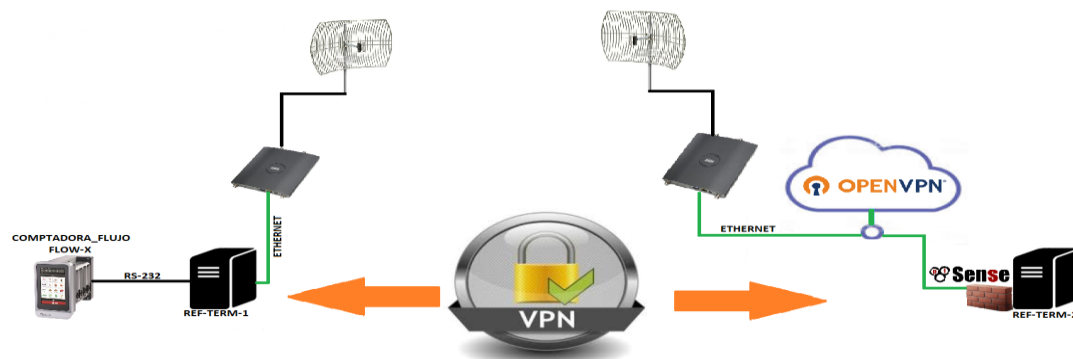


Figura 3. Arquitectura de hardware propuesta

2.4.1 Diagrama lógico para el flujo de la información

La transmisión de la información desde la termoeléctrica hacia la refinería será por un canal encriptado a través de una VPN, cuyo servidor estará situado en una red DMZ de la refinería. El flujo de datos hacia la red del perímetro de la refinería será a través del router-firewall pFsense. Este último contará con reglas implementadas de forma tal que se controle de forma segura el tráfico de datos hacia el servidor del LDS. En la figura 4 se muestra el diagrama lógico para el flujo de la información.

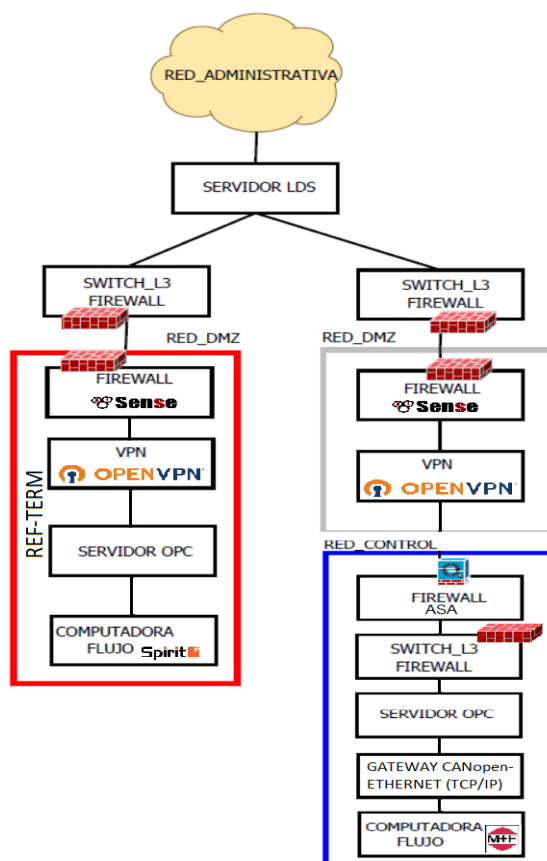


Figura 4. Diagrama lógico para flujo de la información

2.4 Arquitectura de software del sistema

Una vez establecido el canal seguro para la transmisión de la información, los datos deben ser procesados para realizar la detección de la fuga. En un primer momento, el programa debe comprobar que esté establecido el vínculo con la base de datos y que la entrada de datos provenientes de los instrumentos de campo sea normal. En caso de que los datos adquiridos sean erróneos o incompletos se emitirá la alarma **datos incorrectos**; de no existir problema, se ejecutará el balance de flujo másico. El resultado se comparará con el error permitido y en caso de que sea mayor se procederá al monitoreo de baja presión siempre y cuando el trasiego no esté en iniciando o terminando. En la siguiente instancia del programa, los valores de las variables presión y flujo serán analizados y en caso de presentar valores anormales, se compararán con patrones de fuga preestablecidos para si coincide con alguno emitir alarma de fuga. En la figura 4 se muestra la secuencia lógica antes detallada.

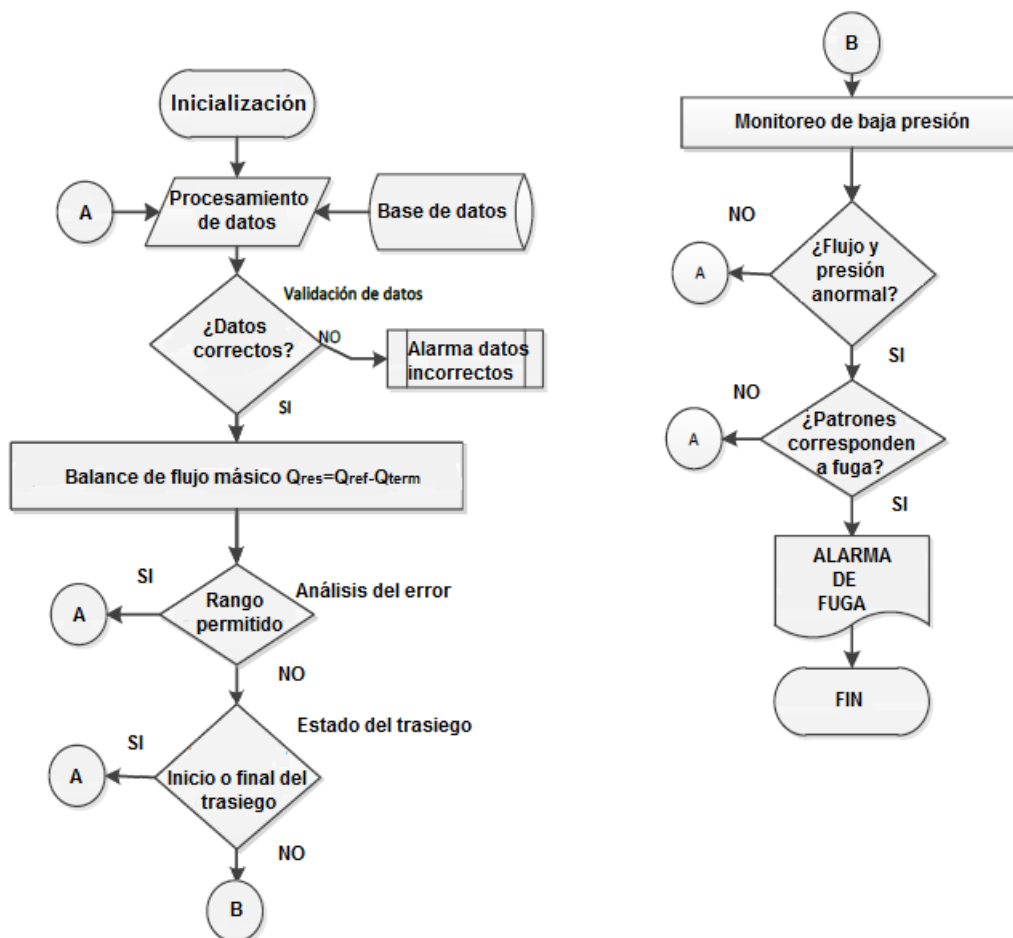


Figura 4. Secuencia lógica propuesta para el LDS

3. Conclusiones

En esta investigación se desarrolla una propuesta de hardware y software orientada a la implementación de un sistema de detección de fugas en el oleoducto que trasiega fuel-oil desde la Refinería de Cienfuegos S.A hacia la CTE Carlos Manuel de Céspedes.

Existen varias tecnologías y compañías que ofrecen productos terminados para la detección de fugas en ductos, pero son muy caros. Por ello, la arquitectura propuesta se basa en el uso de los instrumentos y sistemas instalados en las empresas antes mencionadas.

El método escogido para la detección de fuga está basado en el balance de masa junto al monitoreo de la presión en ambos extremos de la tubería. Existen métodos más precisos, pero requieren la importación de equipamiento especial.

La implementación de esta propuesta propiciará a ambas empresas un sistema superior con el estado de las variables involucradas en el trasiego de combustible. Además, el



sistema contribuirá a la reducción de contaminación del medio ambiente producto de derrames de fuel-oil.

4. Referencias bibliográficas

- Abdulshaheed, A., Mustapha, F., & Ghavamian, A. (2017). A pressure-based method for monitoring leaks in a pipe distribution system: A Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 902-911.
- API. (2002a). Computational Pipeline Monitoring *Pipeline Segment*. 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005: American Petroleum Institute.
- API. (2002b). Manual of Petroleum Measurement Standards *Metering Assemblies* (Vol. MPMS 6.2). 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005.
- API. (2005a). Evaluation Methodology for Software Based Leak Detection Systems. 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005: American Petroleum Institute.
- API. (2005b). Welding of Pipelines and Related Facilities *Energy* (Vol. 1104). 1220 L Street, N.W., Washington, D.C. 20005: API Publishing Services.
- Araujo, M. S., Blaisdell, S. G., Davila, D. S., Dupont, E. M., Baldor, S. A., & Siebenaler, S. P. (2018). United States Patent No. Southwest Research Institute, San Antonio, Texas (US).
- ATMOS. (2016). Sistema de detección de fugas. In A. International (Ed.). United Kingdom.
- ATMOS. (2018). Pipeline Guardian. 2018, from <https://atmosi.com/es-mx/clientes/transnet/>
- Capponi, C., Ferrante, M., Zecchin, A. C., & Gong, J. (2017). Leak detection in a branched system by inverse transient analysis with the admittance matrix method. *Water Resources Management*, 31(13), 4075-4089.
- Carrillo, J. A. C. (2012). *Método de Detección y Ubicación de Fugas, en Ductos de Gran Longitud, Mediante Velocidad de Propagación de Onda de Presión Negativa, en Ductos con Mediciones de Presión Multipunto-Edición Única*. (Master), Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Nuevo León.
- Castillo, J. I. B. (2009). *Detección de Fugas en Tuberías Usando Redes Neuronales Artificiales-Edición Única*. (Master), Instituto Tecnológico de Estudios Superiores de Monterrey, México.
- Critchley, A. (2016). Emerson se adjudica contrato por gasoducto en México. *Petróleo y Gas, México*. 2019, from <https://www.bnamericas.com/es/noticias/petroleoygas/emerson-se-adjudica-contrato-por-gasoducto-en-mexico>
- Emerson. (2016). Best Practices in Leak and Theft Detection.
- Geiger, G. (2012). Principles of Leak Detection. Germany: Krohne Oil&Gas.
- Iqbal, H., Tesfamariam, S., Haider, H., & Sadiq, R. (2017). Inspection and maintenance of oil & gas pipelines: a review of policies. *Structure and Infrastructure Engineering*, 13(6), 794-815.
- Jiménez, D. (2006). *Estudio de impacto ambiental generado por un derrame de hidrocarburos sobre una zona estuarina, aledaña al terminal de Ecopetrol en Tumaco*. (Ingeniero), Universidad de la Salle, Bogotá, Colombia.
- Lee, K., Boufadel, M., & Chen, B. (2015). *Expert Panel Report on the Behaviour and Environment Impacts of Crude Oil Released into Aqueous Environments*. Ottawa: Royal Society of Canada.
- Mantxo, M. (2013). Vertidos de petróleo. *Ecologista*, 78, 26-28.
- Mendoza, Á. (2016). Ruptura de oleoducto produjo derrame de petróleo en Puerto La Cruz *Panorama*. Retrieved from <https://www.panorama.com.ve/ciudad/Ruptura-de-oleoducto-produjo-derrame-de-petroleo-en-Puerto-La-Cruz-20161106-0060.html>



II Convención Científica Internacional 2019
Universidad Central "Marta Abreu" de Las Villas
CIENCIA, TECNOLOGÍA Y SOCIEDAD. PERSPECTIVAS Y RETOS

- NC. (2015). Condiciones y requisitos técnicos para la medición fiscal y transferencia custodia o propiedad de petróleo y sus derivados. Oficina Nacional de Normalización (NC) Calle E No. 261 El Vedado, La Habana, Cuba.
- PDVSA. (2006). Manual de ingeniería de diseño *Materiales de tuberías* (Vol. H-221). Venezuela: PDVSA.
- PEMEX. (2006). Diseño, construcción, inspección y mantenimiento de ductos terrestres para transporte y recolección de hidrocarburos (Vol. 030). México: Subcomité técnico de normalización de PEMEX-Exploración y producción.
- Suarez, M. (2016). Derrame de petróleo: las fallas del oleoducto norperuano, *Cuarto Poder*. Retrieved from <https://www.americatv.com.pe/cuarto-poder/derrame-petroleo-fallas-oleoducto-norperuano-noticia-48110>
- Yokogawa. (2010). STARDOM and FAST/TOOLS Integrated SCADA Solution for Indian Oil Corporation's Multiproduct Oil Pipeline. Retrieved from VigilantPlant website: <http://www.yokogawa.com/suc>
- Yu, X., Liang, W., Zhang, L., Jin, H., & Qiu, J. (2016). Dual-tree complex wavelet transform and SVD based acoustic noise reduction and its application in leak detection for natural gas pipeline. *Mechanical Systems and Signal Processing*, 72, 266-285.