

## Pipeline leak detection system

*S. Sadovnychiy\*, E. Canul García,  
S. Moya Ochoa, M. López Carreto, M. Hernandez Rojo.*

*Mexican Petroleum Institute, Mexico City, Mexico  
(Tel:55-55-9175-8275;  
e-mail: {ssadovny, eacanul, smoya, jmlopez, mahernan}@imp.mx).*

---

**Abstract:** This article deals with a development of a pipeline leak detection system for monitoring hydrocarbon pipelines in real time. This system is based on the integration of methods of negative pressure waves of propagation and mass and momentum balance calculation. The system is designed to receive real-time data from multiple remote terminals which operate in the field and its processing in a monitoring center. For validation of the system, a liquefied gas pipeline of 20" diameter and 60 km in length was used. The validation of the system was done by comparing the events detected and located by the developed system and the results of verification of real leak locations. Some inspection results using this system are presented.

*Keywords:* Fault detection and diagnosis, Integrated monitoring, control and security for critical infrastructure systems, Intelligent maintenance systems, Monitoring and control of spatially distributed systems, Modeling and simulation of power systems, Condition monitoring.

---

### 1. INTRODUCCIÓN

La red nacional de ductos de transporte de hidrocarburos está expuesta a varios factores físicos (defectos y degradación en material, corrosión interna y externa, etc.) y a actividades humanas (daños mecánicos por excavaciones o construcciones en derechos de vía, etc.) que, en conjunto, merman la integridad física de los mismos.

Por lo tanto, es imperativo proteger a la población y al ambiente de los riesgos asociados al transporte de hidrocarburos y las compañías petroleras tienen que enfrentar las presiones reglamentarias de las entidades gubernamentales, así como de las aseguradoras para complementar las tareas de inspección y monitoreo de ductos para detectar problemas potenciales que podrían alcanzar condiciones peligrosas.

Las fugas y tomas clandestinas de los ductos de petróleo, gas y petroquímicos básicos son algunas de las causas más frecuentes que provocan eventos peligrosos si no se emplean los métodos apropiados para ser detectados oportunamente. Una variedad de métodos existentes (Adesina et al., 2019, Korlapati, et al., 2022, Murvay et al., 2012, Torres et al., 2020) de detección de fugas y tomas clandestinas presentan ciertas ventajas y desventajas. No obstante, ninguno de ellos proporciona una solución total y absoluta, por lo que es necesario utilizarlos de manera complementaria, por lo que la inclusión de dos o más tecnologías permite robustecer el sistema de inspección y monitoreo en todos los sentidos.

### 2. SISTEMA DE MONITOREO DE DUCTO

#### 2.1 Desarrollo conceptual

El Sistema de Monitoreo de Ductos desarrollado proporciona una plataforma de monitoreo en tiempo real para sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos, utilizando los siguientes principios de operación:

- a) Propagación de ondas negativas de presión,
- b) Cálculo de balance de masa y momento.

Los principios de operación antes descritos, utilizan datos en tiempo real, lo que permite determinar el punto donde se está presentando algún evento de fuga o desvío de flujo con la mejor precisión posible, ofreciendo resultados confiables. Esta metodología está sustentada por la integración de algoritmos matemáticos con los que se correlacionan los diferentes parámetros obtenidos, permitiendo analizar cada evento que altera el flujo y la presión del ducto.

El sistema se caracteriza principalmente por operar de forma no intrusiva al ducto. La Fig. 1 muestra de forma general los componentes de una terminal de monitoreo remoto que se instala en puntos estratégicos, generalmente en sitios donde se localiza una válvula de seccionamiento.

Las señales de los sensores instalados en campo son adquiridas en tiempo real y transmitidas a un Centro de Monitoreo para su procesamiento utilizando diferentes métodos.

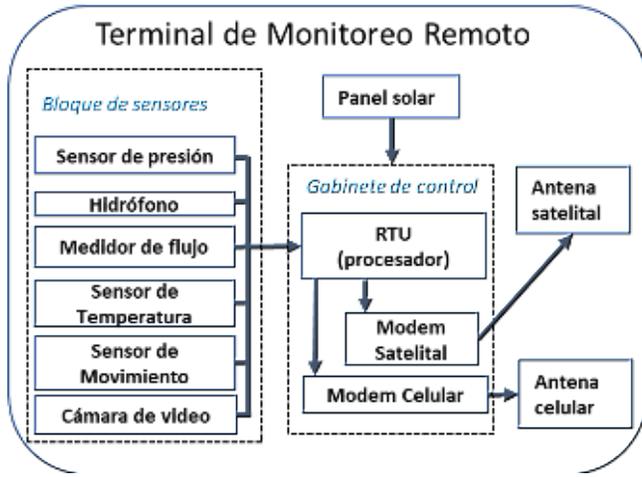


Fig. 1. Diagrama de bloques del terminal de monitoreo remoto.

La Interfaz Humano-Máquina del centro de monitoreo permite la supervisión y visualización inmediata de los eventos detectados, siendo posible el envío automático de mensajes de texto a teléfonos celulares hacia el personal designado, notificando el evento detectado.

## 2.2 Método de Cálculo de Balance

El método de cálculo de balance propone el uso de un modelo transitorio en tiempo real para simular el comportamiento hidráulico unidimensional de un ducto sin ramal a partir de las variables medidas de flujo, presión y temperatura en sus fronteras. Su modelo matemático se basa en la solución numérica del sistema de ecuaciones diferenciales parciales de continuidad de masa y momento, ver (Larock et al, 2000):

$$dv/dt + (1/\rho)(\partial p/\partial x) + g(dz/dx) + \left[\frac{f}{2D}\right] |v|v = 0 \quad (1)$$

$$a_s^2(\partial v/\partial x) + (1/\rho)(dp/dt) = 0 \quad (2)$$

Donde  $x \in [0, L]$  denota las coordenadas espaciales,  $L$  indica la longitud del ducto,  $t \in [0, \infty]$  se refiere a las coordenadas del tiempo,  $v$  es la velocidad del flujo,  $p$  es la presión,  $\rho$  es la densidad,  $D$  es el diámetro interno del ducto,  $g$  indica la gravedad,  $a_s$  es la velocidad de propagación de onda del sonido,  $z$  es la altura vertical del ducto y  $f$  es el factor de fricción Darcy-Weisbach.

El sistema de ecuaciones (1) – (2) se resuelve e implementa mediante una variedad de procedimientos matemáticos y técnicas computacionales, entre los cuales se encuentra el método de las características. Su solución permite construir el

comportamiento de la presión, la densidad y la velocidad del flujo en condiciones normales de operación a lo largo de la trayectoria del ducto (Lopezlena et al., 2019). La detección, localización y cuantificación de la fuga se determinan a partir de las discrepancias que se presentan entre los valores modelados y medidos cuando se satisface el criterio de detección propuesto.

Un desequilibrio entre los valores medidos y previstos de flujo en condiciones estándar es indicativo de la existencia de una fuga. Aplicando el método de balance de volumen de flujo, se calcula la tasa de balance  $Q_l$  comparando el volumen  $Q_d$  que sale del ducto con el volumen  $Q_u$  que ingresa, tomando en cuenta la tasa de empaque  $dm_v/dt$  en el ducto, y si ésta está por encima del umbral de detección  $\Phi \in \mathbb{R}^+$  dentro de un horizonte de tiempo  $[t_0, t_1]$  de detección, se diagnostica la fuga. Esto es, una fuga detectada si la relación se cumple (Wylie et al., 1993):

$$\left(\frac{1}{\Delta t}\right) \int_{t_0}^{t_1} Q_l dt > \Phi, \Delta t \stackrel{\text{def}}{=} t_1 - t_0, \{t_0, t_1 \in \mathbb{R}^+ | t_1 > t_0\} \quad (3)$$

Donde la tasa de balance se calcula como  $Q_l = (Q_u - Q_d) - dm_v/dt$ . En un sistema balanceado, la tasa de balance  $Q_l$  es menor que el valor del umbral de detección  $\Phi$ .

La cuantificación del volumen de fluido fugado  $Q_l^T$  en condiciones estándar se realiza a partir de la totalización de la tasa de balance  $Q_l$  durante el horizonte de tiempo de detección, cuando se satisface (3), con la expresión:

$$Q_l^T = \int_{t_0}^{t_1} Q_l dt, \{t_0, t_1 \in \mathbb{R}^+ | t_1 > t_0\} \quad (4)$$

Durante la operación habitual del ducto, asumiendo que los efectos transitorios se mantienen estáticos durante la ausencia de una fuga, el perfil del gradiente de presión construido a lo largo de la trayectoria del ducto representa el estado ideal del sistema en estado estacionario. Un evento de fuga provoca cambios en la presión y en la velocidad del flujo dividiendo al ducto en la ubicación de la fuga  $x_l$  en dos segmentos. Cada segmento se comporta como un sistema independiente (1) y (2) que construye su propio perfil de gradiente de presión operando en régimen estacionario, ver Fig. 2. (Kam, 2010).

La localización de la fuga  $x_l$  se obtiene construyendo el perfil de gradiente de presión superior  $H_u$  usando las mediciones tomadas en la frontera aguas arriba en  $x = 0$  y en la dirección opuesta construyendo el perfil de gradiente de presión inferior  $H_d$  utilizando las mediciones realizadas en la frontera aguas abajo en  $x = L$ ; y estimando numéricamente la intersección de ambos perfiles cuando se satisface (3), esto es:

$$H_l(x_l) = H_u(x_{i=l}) = H_d(x_{i=l}) \quad (5)$$

Donde  $H_i$  es la carga hidráulica en la ubicación de la fuga  $x_i$ , y  $x_i \in [0, 1, \dots, l, \dots, L]$  denota las coordenadas espaciales a lo largo del ducto segmentado en  $i$  - *nodos*.

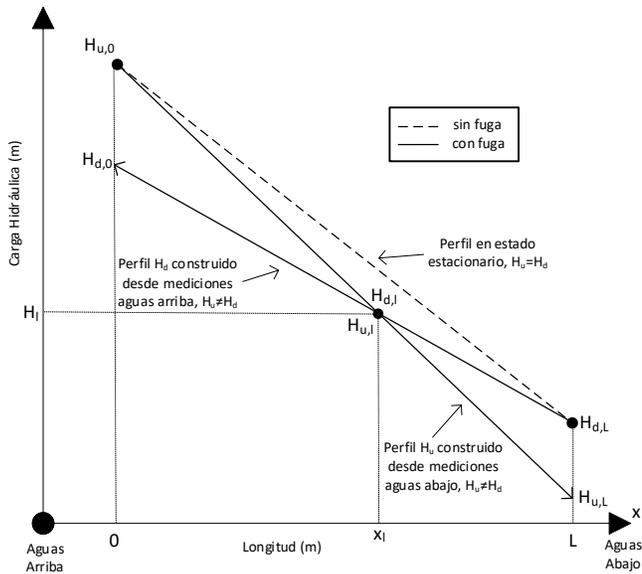


Fig. 2. Comportamiento de la carga hidráulica.

### 2.3 Método acústico de señales

Las señales de presión en el monitoreo de ductos son muy cambiantes. Las variaciones pueden ser suaves, con un incremento o decremento constantes, así como bruscas y puntuales, por lo que el empleo de umbrales constantes de detección no es apropiado, ya que eventualmente se generarán alarmas bajo un escenario normal de cambio de presión, como se muestra en la Fig. 3.

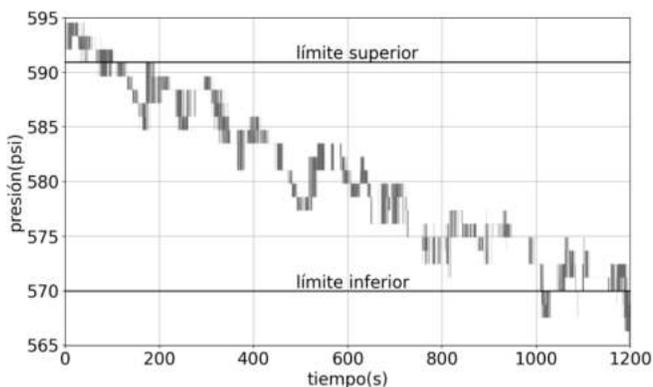


Fig. 3. Límites fijos de alarmas.

Por lo anterior, es necesario determinar parámetros de detección que cambien en función de la señal con base en el valor de los últimos instantes de la misma. Dado que la

detección se limita principalmente a las ondas negativas de presión, es decir, transitorios o perturbaciones de corta duración en la señal, que desaparecen después de un breve tiempo; los parámetros de detección se seleccionan como la magnitud de la caída de presión  $\Delta P$  en un lapso  $\Delta T$ . Lo anterior es, prácticamente, una medida de la velocidad de cambio (caída) en la señal de presión, como se puede ver en la Fig. 4.

En una etapa de calibración, se probó el sistema de detección con un ducto en operación de 60 km de longitud. Al analizar las caídas de presión de las fugas confirmadas se determinó que los umbrales para las caídas de presión que caracterizan una fuga deben satisfacer  $\Delta P < -7 \text{ psi}$  en un lapso  $\Delta T < 20 \text{ s}$ .

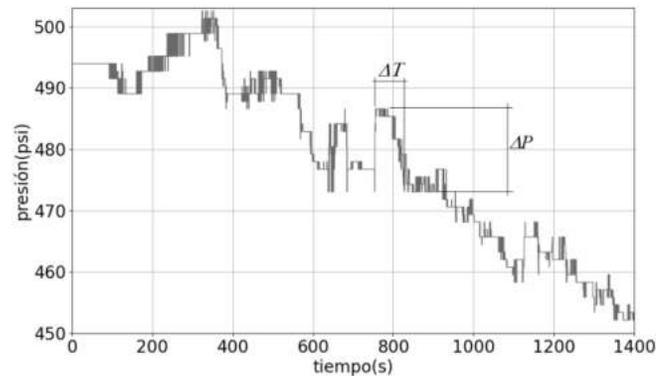


Fig. 4. Caída por tiempo y magnitud de presión.

Para el sistema de monitoreo de ductos se desarrolló un algoritmo que detecta los máximos locales y cuantifica cambios de presión de la señal, de esta forma, las caídas de presión que cumplen las condiciones  $\Delta P/\Delta T$  encienden una alarma del evento sospechoso. Este algoritmo se implementó en el procesador de las unidades terminales remotas (RTU).

Si al momento de la adquisición en la estación maestra de control (MTU) ubicada en el Centro de Monitoreo hay presente una alarma de alguna RTU se inicia el proceso de detección de fugas. La primera parte es la adquisición de los archivos de registro de RTU con señales de alta frecuencia (30 ms). Dado que es improbable que los archivos tengan el mismo número de registros con los mismos instantes de muestreo con precisión de milisegundos, se lleva a cabo una interpolación lineal de los datos para asegurar estas condiciones. Mediante la eliminación de oscilaciones de altas frecuencias, así como con un filtrado empleando wavelets se reduce el ruido en la señal. Ahora, las señales están preparadas para los algoritmos de detección.

Se han diseñado dos métodos para la detección basada en el análisis de las señales: la detección por la diferencia del tiempo de inicio de caída de presión entre estaciones vecinas y la correlación cruzada de señales. En ambos métodos se busca

determinar un parámetro  $\Delta t$  con lo cual, mediante (6), se determina la localización de la fuga:

$$x = (L + a_s \Delta t) / 2 \quad (6)$$

donde  $L$  es la distancia del segmento entre estaciones remotas en metros,  $a_s$  es la velocidad de propagación de onda en metros por segundo,  $\Delta t$  es la diferencia en segundos, de los instantes en los cuales los inicios de las caídas de presión de presión fueron captados por los sensores y  $x$  es la distancia al punto donde se localiza la fuga, en metros.

En el método de detección por estampas de tiempo se analizan las señales en busca de caídas de presión que satisfacen una  $\Delta P = p_2 - p_1 < -7 \text{ psi}$  y una  $\Delta T < 20 \text{ s}$ . Las estampas de tiempo del inicio de estas caídas de presión se almacenan para cada señal, se agrupan en pares y se determina la diferencia entre ellas con  $\Delta t = t_1 - t_2$  donde  $t_1, t_2$  son las estampas de tiempo de las estaciones inicial y final del tramo de inspección, respectivamente, en el sentido del flujo. Estas diferencias son discriminadas por la diferencia máxima admisible  $\Delta t_M$  tal que  $\Delta t < \Delta t_M$ , la cual se determina con base en la distancia  $L$  entre estaciones y la velocidad de propagación de onda  $a_s$ ; finalmente se emplean (6) para obtener las posibles ubicaciones de fuga.

La correlación cruzada es una medida de la similitud entre dos señales, frecuentemente usada para encontrar características relevantes en una señal desconocida por medio de la comparación con otra que sí se conoce. Para dos señales de presión que tienen caídas de presión asociadas a una fuga, el valor de la correlación cruzada es máximo cuando las señales están alineadas en las caídas de presión, con un desplazamiento  $l$  determinado por el número de muestras entre el valor máximo y la posición cero de la correlación, como se muestra en la Fig. 5.

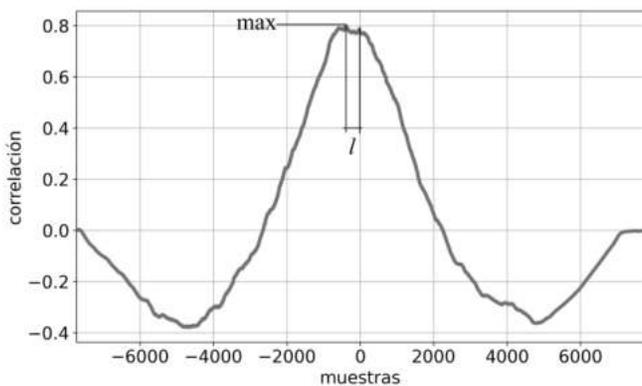


Fig. 5. Parámetros de correlación cruzada

En el proceso de detección de fugas, las señales de presión  $p_1, p_2$  de las estaciones en los extremos del segmento analizado son procesadas primeramente mediante una ventana móvil de desviación estándar para evidenciar los cambios en

la señal. Las señales resultantes de variación de presión  $m_1, m_2$  representan las variaciones de las señales de presión, poniendo de manifiesto los cambios bruscos de magnitud en las señales (caídas de presión). Mediante la suma  $s = m_1 + m_2$  se combinan los cambios de ambas señales en una sola. El máximo valor de esta señal se guarda como un parámetro de detección:

$$s_M = \max(s) \quad (7)$$

En una segunda etapa del proceso se aplica la correlación cruzada y se determina el valor máximo para las señales de presión y de variación.

$$cc_{sig} = \max(p_1[n] * p_2[-n]) \quad (8)$$

$$cc_{wstd} = \max(m_1[n] * m_2[-n]) \quad (9)$$

Donde  $cc_{sig}$  es el valor máximo de la correlación entre las señales de presión, análogamente  $cc_{wstd}$  es el valor máximo de la correlación entre las señales de variación de presión. Éstos son otros dos parámetros de detección.

Con base en el análisis del comportamiento real del flujo y de la presión en el ducto de prueba se determinaron los umbrales de detección  $c_1, c_2, c_3$  tales que:

$$\begin{aligned} s_M &> c_1 \\ cc_{sig} &> c_2 \\ cc_{wstd} &> c_3 \end{aligned} \quad (10)$$

Si se cumplen las condiciones en (10), se considera que se presenta una fuga en el ducto y se procede a determinar la ubicación. Empleando el desplazamiento  $l$  de la correlación de las señales de variación  $m_1, m_2$  dado en muestras, se determina la diferencia de tiempo  $\Delta t$  en segundos por medio de la frecuencia de muestreo  $F_s$  como:

$$\Delta t = l / F_s \quad (11)$$

#### 2.4 Validación del sistema

La validación del sistema se realizó mediante la comparación de los eventos detectados y localizados por medio del software desarrollado por el IMP con la verificación visual del comportamiento de las señales, así como por la comparación con los resultados de la verificación terrestre en campo de los sitios con presencia de fugas reales con el registro de las coordenadas geográficas de mismos.

Para realizar la validación del sistema se usó un ducto en operación, de gas licuado de 20" de diámetro y de 60 km de longitud con el perfil topográfico que muestra la Fig. 6.

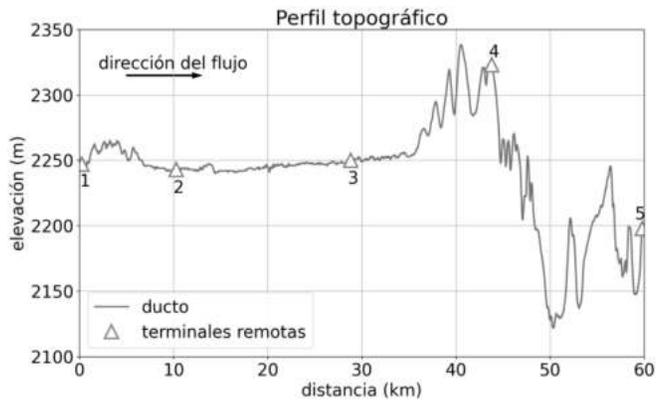


Fig. 6. Perfil topográfico del ducto de prueba.

El ducto de prueba fue dividido en 4 segmentos con instrumentación de 5 terminales remotas (ver Fig. 7) y con distancias de separación entre ellos de 10 a 18 km.



Fig. 7. Instalación en campo de una terminal remota.

Para llevar a cabo la evaluación del sistema acústico se seleccionó un evento del segmento de 18.5 km con sospecha de dos fugas consecutivas en el mismo sitio con la caída de flujo en la terminal remota 4 de salida sin una caída igual en la terminal 1 de entrada (ver Fig. 8).

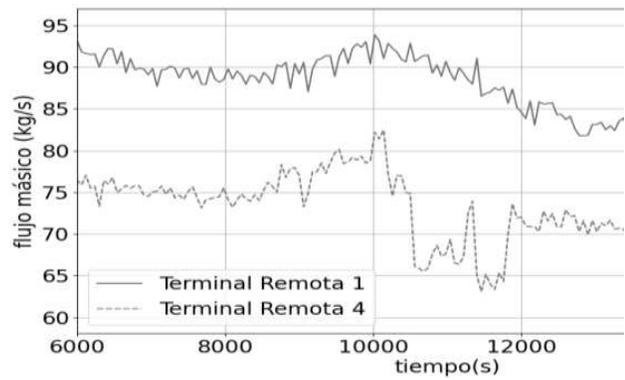


Fig. 8. Mediciones de flujo másico (kg/h)

El software del sistema acústico, en modo automático, envía al Centro de Monitoreo los archivos de registro “logs” con los datos de presión en las estaciones vecinas y con base en su procesamiento se detectan las estampas del tiempo al inicio de la caída de presión, las cuales corresponden al instante de tiempo del paso de la onda negativa provocada por la fuga o una toma de flujo de producto no autorizada. Las Fig. 9 y 10 muestran el comportamiento de la presión en las instalaciones.

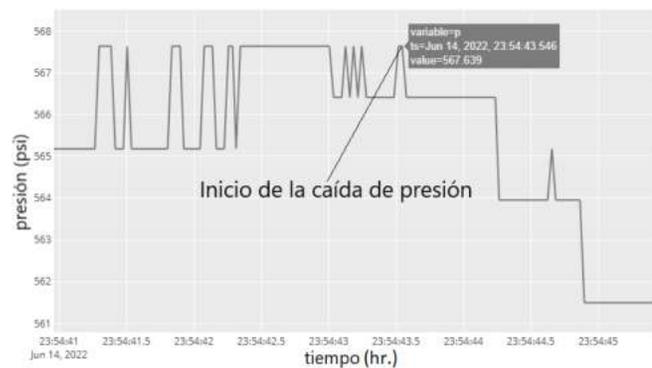


Fig. 9. Presión en la instalación 1.

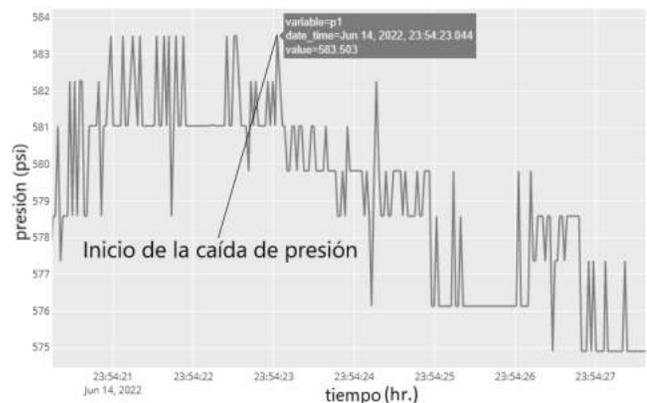


Fig. 10. Presión en la instalación 2.

La comparación de los datos obtenidos por el sistema acústico y los datos de verificación en campo de los sitios con presencia de fugas reales muestran que la diferencia en la ubicación de los eventos es mínima, teniendo un error menor al 1%.

La validación del sistema de cálculo de balance fue realizada con la detección y localización de una serie de tomas clandestinas muy representativas de esta actividad con duración de 1, 3, 14 y 2 minutos (Ver Fig. 11).

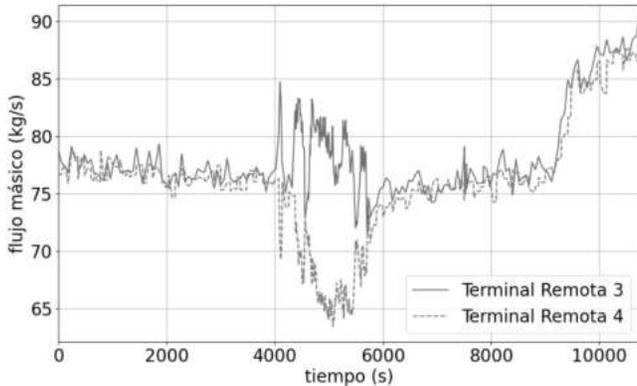


Fig. 11. Diagrama de flujos.

La comparación de los datos del sistema de cálculo de balance desarrollado por IMP y los datos de verificación en campo de los sitios de fugas reales muestran que la diferencia en la ubicación de los eventos es de 36 metros (ver Tabla 1).

**Tabla 1. Datos de localización**

Inicio	Fin	Localización por el software (km)	Localización real (km)	Fluido fugado (m <sup>3</sup> )
08:04	08:05	4.227	4.170	1.066
08:09	08:12	4.231		4.719
08:13	08:27	3.653		20.314
08:29	08:31	4.711		2.851
Promedio		4.205		

Tomando en cuenta que la longitud del segmento inspeccionado por sistema de cálculo de balance de 14,984 metros entre los sensores, el error es +/- 0.24%.

### 3. CONCLUSIONES

Se desarrolló un sistema para monitoreo de ductos en tiempo real, que proporciona la ubicación de eventos de fugas o tomas de producto no autorizadas (tomas clandestinas) en tiempo real, con un margen de error en la localización menor al 1%. El sistema funciona mediante la instrumentación de ductos en campo y la transmisión remota de las variables de flujo másico, presión y temperatura hacia un centro de monitoreo de

ductos. La detección de eventos se fundamenta en el análisis de flujo y el comportamiento de las ondas de presión negativa, a través del desarrollo de un software donde se integran códigos y métodos matemáticos para resolver las ecuaciones que representan estos fenómenos. El sistema puede ser utilizado para incrementar la eficiencia en la seguridad de ductos estratégicos y disminuir daños ocasionados por actos vandálicos, así como para aumentar la integridad mecánica de los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos.

### 4. REFERENCIAS

- Adesina, M., Fung, W-K., Karnik, A., (2019), Recent Advances in Pipeline Monitoring and Oil Leakage Detection Technologies: Principles and Approaches, *Sensors*, 19, 2548.
- Kam, S. I., (2010), Mechanistic modeling of pipeline leak detection at fixed inlet rate, *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Vol. 70, pp. 145–156.
- Korlupati N.V.S, Khan,F., Noor, Q., Mirza S., Vaddiraju, S. (2022). Review and analysis of pipeline leak detection methods. *Journal of Pipeline Science and Engineering*, volume 2, Issue 4, pages 1 -12.
- Larock, B.E., Jeppson, R.W., Watters, G.Z. (2000). *Hydraulics of Pipeline Systems*.
- Lopezlena, R., Sadovnychiy, S., (2019). Pipeline Leak Detection and Location Using Boundary Feedback Estimation: Case Study. *Journal of Pipeline Systems - Engineering and Practice*, Vol. 10, Issue 3.
- Murway, P. S., Silea, I., (2012), A survey on gas leak detection and localization techniques, *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, Vol. 25, No. 6, pp. 966–973.
- Torres L., Jiménez-Cabas J., Gonzalez O., López-Estrada F., (2020), Kalman Filters for Leak Diagnosis in Pipelines: Brief History and Future Research, *Journal of Marine Science and Engineering*. Vol. 8, No. 3:173, DOI:10.3390/jmse8030173.
- Wylie, E., Streeter, V., and Suo, L. (1993). *Fluid Transients in Systems*. Prentice Hall, Englewood Cliffs, N. J. USA.