

Ampliación de un SCADA para Localizar Fugas en Ductos

R. Carrera,* C. Verde* y R. Cayetano**

* Instituto de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México,
(e-mail: rcarrera@unam.mx, verde@unam.mx)

** Posgrado de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de México,
(e-mail: RCayetanoS@ii.unam.mx)

Resumen: Se presentan las soluciones adoptadas al implementar un esquema en línea de localización de fugas en tuberías con perfiles topográficos generales y que conducen líquidos incompresibles. El trabajo básico consistió en agregar un esquema de detección y localización de fugas a un sistema industrial SCADA que regula la distribución del líquido desde la fuente hasta el usuario final. En particular, se resolvieron problemas colaterales a la teoría de diagnóstico de fallas que resultaron importantes para el éxito del desarrollo industrial. Por lo que respecta a la expresión para la estimación de la fuga se consideró como una extracción lateral en vez de usar el perfil de la presión ya que este último enfoque resultó poco robusto. En cuanto al estimado de la fricción del ducto se optó por un estimado en línea en vez de la expresión función de parámetros físicos, reportada en la literatura, debido a la variabilidad del fluido. Por lo que respecta al manejo de tuberías con perfiles topográficos genéricos se transformó la presión del fluido en la carga piezométrica, logrando expresiones simples de implementar. Aspectos importantes para la integración del localizador con el SCADA fueron la asincronía de los datos y el acceso a ellos, lo cual hizo necesario consideraciones prácticas y el uso de base de datos. La aplicación del algoritmo de localización con sensores de diferente ancho de banda y sensibilidad evidencia la vulnerabilidad del localizador a las mediciones y de ahí la importancia en la selección de estos.

Palabras clave: Ubicación y detección de fallas, control industrial, bases de datos, lenguajes de programación.

1. INTRODUCCIÓN

La detección de fugas en tuberías es un problema añejo que ha ocupado la atención de la comunidad científica desde hace décadas. Un ejemplo paradigmático es la fuga de petróleo en la región de Siberia (Bazilescu y Lyhus (1994)), donde los efectos en la naturaleza circundante han sido desastrosos. En México, país semidesértico, existe la necesidad de transportar agua para uso de la población a grandes distancias por medio de acueductos; esto requiere sistemas de supervisión complejos que detecten fugas de forma temprana. También se tiene en nuestro país una red compleja de ductos que transportan petróleo y sus derivados; en esta red además de existir el problema de fugas, también está el problema de la extracción ilegal del producto; lo que obliga a que el sistema de distribución también incluya un sistema de monitoreo de fugas y su ubicación.

Desde los años 70 han aparecido diversos trabajos que han sido fundamentales para la detección y ubicación de fugas como es el de Siebert (Siebert e Isermann (1977)), donde con base en las presiones a lo largo de una tubería en estado estacionario deriva dos expresiones sencillas, basadas en correlaciones, que detectan y ubican una fuga. Más tarde Isermann (1984) publica un *survey* mostrando el estado del arte de la detección de fallas usando el modelo de la planta e identificación de parámetros. Recientemente Verde publicó un libro (Verde et al. (2013)) en el que se

hace énfasis en procesamiento de señales, reconocimiento de patrones y modelos analíticos y de fallas para el diagnóstico de fallas.

Todo lo anterior es académico, nuestra intención aquí es compartir algunas de nuestras experiencias prácticas al realizar un proyecto de reingeniería, que consistió en agregar una etapa de detección y ubicación de fugas a un SCADA (Control Supervisorio y Adquisición de Datos, por sus siglas en inglés) existente. Este SCADA tiene por objetivo administrar y regular la entrega de ciertos productos, a través de ductos, desde su fuente hasta el usuario final.

En la sección dos se describe cómo se obtiene un modelo simple de la tubería en estado estacionario y como, a partir de ese modelo se deriva una expresión para localizar una fuga en un ducto. En la sección tres se presenta el desarrollo de una expresión que permite calcular la fricción de D'Arcy-Weissbach en línea. En la sección cuatro se muestra un estudio comparativo de cómo afecta el tipo de sensor la localización de una fuga. En el capítulo cinco se muestra cómo se resolvió el problema de la medición indirecta de las variables de la tubería por medio de la red y base de datos, además se muestran los resultados de extrapolar datos inexistentes en los instantes de muestreo. Finalmente en la sección seis se presentan los resultados relevantes de este trabajo.

2. MODELO DE LA TUBERÍA EN ESTADO ESTACIONARIO

A continuación se muestra el modelo de un ducto con un perfil de elevación variado como el mostrado en la Fig. 1, y su transformación en un ducto de perfil constante con una carga piezométrica, en donde se puede considerar a la variable de presión dependiente de un valor de referencia h , como es la altura sobre el nivel del mar a lo largo del ducto. Considere el modelo simplificado de una dimensión de un fluido en una tubería con n secciones, Chaudhry (2014),

$$\frac{1}{A^i} \frac{\partial Q^i(z^i, t)}{\partial t} + g \frac{\partial H^i(z^i, t)}{\partial z^i} + \frac{f Q^i(z^i, t) |Q^i(z^i, t)|}{2D^i (A^i)^2} + g \sin \alpha^i = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial H^i(z^i, t)}{\partial t} + \frac{b^2}{g A^i} \frac{\partial Q^i(z^i, t)}{\partial z^i} = 0 \quad (2)$$

el cual se obtiene asumiendo un fluido incompresible y cambios convectivos despreciables en la velocidad. Q es el flujo, H la cabeza de presión, A es el área del tubo, g la gravedad, f la fricción de D'Arcy-Weissbach (Colebrook y White (1937)), D es el diámetro, z la variable de distancia y t el tiempo. El superíndice $i = 1, 2, \dots, n$ denota la sección de ducto caracterizado por su pendiente con ángulo α^i , y n número total de secciones.

Para determinar el comportamiento de la cabeza de presión $H^i(z^i, t)$ a lo largo de una sección sin ramales se considera que el fluido está en estado estacionario, así que de (2) se tiene

$$\frac{\partial Q^i(z^i, t)}{\partial z^i} = 0 \Rightarrow Q^i \text{ constante} \quad (3)$$

Combinando (1) y (2) se tiene

$$\frac{dH^i(z^i)}{dz^i} + M^i(Q^i) = 0, \quad (4)$$

con

$$M^i(Q^i) = \mu^i Q^i |Q^i| + \sin(\alpha^i) = m^i(Q^i) + \sin(\alpha^i) \quad (5)$$

independiente de la coordenada espacial z^i , y el parámetro de fricción $\mu^i = f^i / 2D^i (A^i)^2 g$. Por tanto la solución de (4) se reduce a

$$H^i(z^i) = -M^i(Q^i) z^i + H^i(0) \quad \text{para } 0 \leq z^i \leq L^i \quad (6)$$

con $H^i(0)$ siendo la cabeza de presión al inicio de la sección i . Definiendo las condiciones de frontera para cada sección i en términos de las presiones en sus extremos se tiene:

$$H^i(z^i = 0) := H_{in}^i \quad H^i(z^i = L^i) := H_{out}^i. \quad (7)$$

y sustituyendo estas variables en (6), se tiene:

$$H_{in}^i - H_{out}^i = M^i(Q^i) L^i = m^i(Q^i) L^i + \Delta H_i, \quad (8)$$

donde $\Delta H_i = L^i \sin(\alpha^i)$ es la diferencia de elevación entre los extremos de la sección.

Se ha reportado en Saldarriaga (2003) y Bansal (2005) que la cabeza de presión

$$H^i(z^i) = \frac{P^i(z^i)}{\rho g} \quad (9)$$

puede escribirse en términos de una *carga piezométrica*, $\tilde{H}^i(z^i)$, la cual depende de una altura h que puede ser el nivel del mar; es decir

$$\tilde{H}^i(z^i) = H^i(z^i) + h(z^i), \quad (10)$$

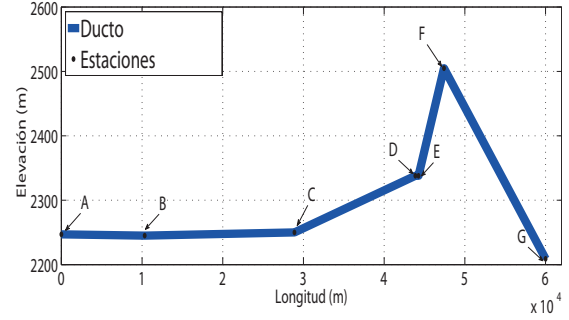


Figura 1. Perfil topográfico del ducto de 60 [km].

$h(z^i)$ en m sobre el nivel de referencia, ρ es la densidad del fluido. Así que el perfil de presión (8) es equivalente a

$$\tilde{H}_{in}^i - \tilde{H}_{out}^i = m^i(Q^i) L^i \quad (11)$$

para cada sección i con el nivel del mar $h(z^i)$ a lo largo de la sección. Finalmente considerando que las condiciones de frontera están relacionadas por

$$\tilde{H}_{out}^i = \tilde{H}_{in}^{i+1}, \quad (12)$$

de esta relación y (11) se tiene

$$\tilde{H}_{in}^1 - \tilde{H}_{out}^n = \sum_{i=1}^n L^i m^i(Q^i) \quad (13)$$

en términos de la carga piezométrica para n secciones sin ramales. En este trabajo (13) se usa para derivar el modelo del fluido con una fuga.

El perfil de la Figura 1 correspondiente a la topografía del ducto bajo estudio permite verificar gráficamente la relación (10). La cabeza de presión $H(z)$ y el perfil de carga piezométrica $\tilde{H}(z)$ se muestran en las Figuras 2 y 3, respectivamente. Se nota la uniformidad del perfil de $\tilde{H}(z)$ similar al de una tubería horizontal.

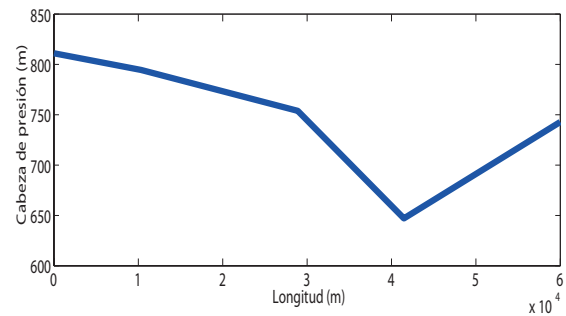


Figura 2. Perfil de la cabeza de presión $H(z)$ para el ducto

3. LOCALIZACIÓN DE LA FUGA

A continuación se presentan dos fórmulas tradicionales, su desarrollo puede consultarse en Carrera y Verde (2001), que permiten determinar la posición de una fuga. La Ecuación (14) se basa en el perfil de presiones a lo largo de la tubería y es derivada del análisis de la pendientes de las presiones en el punto de fuga, las ΔQ_i son la diferencia del

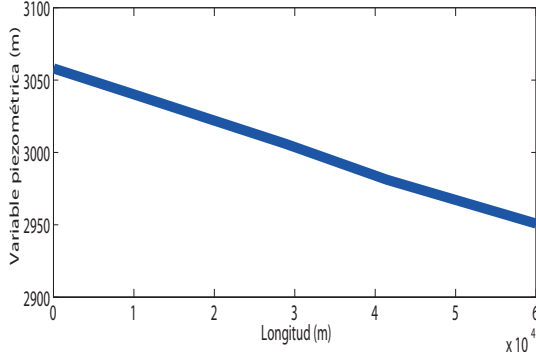


Figura 3. Perfil de la carga piezométrica $\tilde{H}(z)$ para el ducto flujo medido menos el flujo calculado con el modelo de la tubería; con el objetivo de disminuir el efecto del ruido en el cálculo de la ubicación, la Ecuación (15) es la ecuación anterior modificada, donde ϕ_{riri} es la autocorrelación del residuo $ri = \Delta Q_i$ en una ventana móvil de m muestras.

$$z_{aprox} \cong \frac{L}{1 - \frac{\Delta Q_1}{\Delta Q_2}} \quad (14)$$

$$z_{corr}(k) = \frac{L}{1 + \sqrt{\left| \frac{\phi_{r1r1}(k)}{\phi_{r2r2}(k)} \right|}} \quad (15)$$

3.1 La fuga vista como un ramal

Un ramal o unión en cualquier punto del ducto i rompe la continuidad de las variables $Q(z, t)$ y $H(z, t)$, y deben satisfacerse nuevas condiciones de frontera producidas por la unión, Mahgerefteh et al. (2006). En particular, la

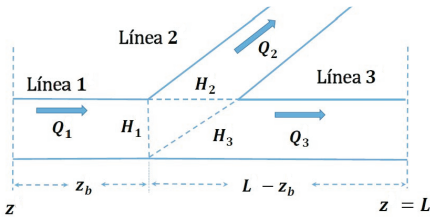


Figura 4. Unión de tres ramas en el punto z_b del ducto con sección transversal A_1, A_2 y A_3 de la línea j .

unión de 3 líneas está asociada a una geometría mostrada en la Figura 4 y las correspondientes condiciones que representan el efecto de separación del flujo se reducen a

$$H_2 = H_1 + \kappa_{12}(H_2, H_1) \quad (16)$$

$$H_3 = H_1 + \kappa_{13}(H_3, H_1) \quad (17)$$

donde las funciones $\kappa_{1\eta}(\cdot, \cdot)$ con $\eta = 2, 3$ representan pérdidas causadas por fricción y cambio en la dirección del flujo. Para ajustar los órdenes de magnitudes de dichas funciones se llevaron a cabo simulaciones del fluido con Pipelinestudio (PipelineStudio (2010)) con la topología del caso de estudio de la Figura 1. La simulación reportó que

ambos términos eran despreciables. Por lo que solamente se incluyó en el estudio el balance

$$Q_1 - Q_2 - Q_3 = 0, \quad (18)$$

Por tanto,

$$Q_1 = Q_{in}, \quad Q_3 = Q_{out} \quad (19)$$

con Q_{in} y Q_{out} los flujos en los extremos del ducto. Así la ecuación diferencial (4) se transforma en dos ecuaciones

$$\frac{dH^1(z)}{dz} - M(Q_1) = 0; \quad \text{para } 0 \leq z \leq z_b \quad (20)$$

$$\frac{dH^3(z)}{dz} - M(Q_3) = 0; \quad \text{para } z_b < z \leq L,$$

describiendo la cabeza de presión en toda la sección con un ramal en el punto z_b . Debido a que el conjunto (20) tiene la misma forma que (4), sus soluciones también tienen la misma que (6). Por tanto, con las condiciones de fronteras: i) $H^1(z=0) = H_{in}$, ii) $H^3(z=L) = H_{out}$, iii) $Q_{in} = Q_{out} + Q_{z_b}$ y iv) $H_{z_b} - \epsilon = H_{z_b} + \epsilon$ con $\epsilon \rightarrow 0$. Las soluciones de (20) evaluadas en los extremos se reducen a

$$\frac{H_{in} - H_{z_b}}{z_b} - M(Q_{in}) = 0 \quad (21)$$

$$\frac{H_{z_b} - H_{out}}{L - z_b} - M(Q_{out}) = 0.$$

Despejando la variable z_b asociada a la posición del ramal se tiene

$$z_b = \frac{M(Q_{out})L^i + H_{out} - H_{in}}{M(Q_{out}) - M(Q_{in})} = \frac{L \sin \alpha + m(Q_{out})L + H_{out} - H_{in}}{m(Q_{out}) - m(Q_{in})}, \quad (22)$$

en términos de la cabeza de presión o de la carga piezométrica

$$z_b = \frac{m(Q_{out})L + \tilde{H}_{out} - \tilde{H}_{in}}{m(Q_{out}) - m(Q_{in})}. \quad (23)$$

La Ecuación (23) es la clave para la detección de fugas.

3.2 Comparación de métodos

Para comparar el desempeño de los tres métodos en estudio, Ecuaciones (14), (15) y (23), se hicieron seis experimentos en nuestra instalación prototipo (Carrera y Verde (2010)) y en la tabla del Cuadro 1 se muestran los resultados como error de la localización en porcentaje.

Cuadro 1. Error de posición en porcentaje según método

Experimento	Δz_{aprox} [%]	Δz_{corr} [%]	Δz_b [%]
1	49.02	11.535	1.66
2	31.64	1.74	2.93
3	30.79	3.92	0.135
4	11.7	0.58	0.54
5	1.705	0.485	0.375
6	12.175	0.695	3.42
Media	22.84	3.16	1.0

Se observa que la media de los errores por método tiene mejor desempeño para la fórmula exacta.

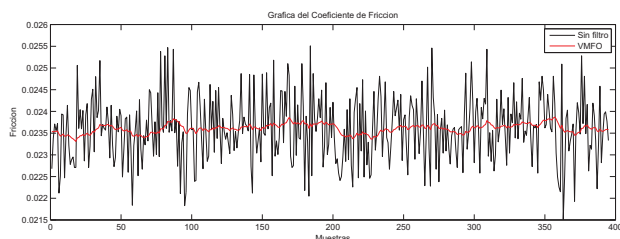


Figura 5. Estimación de la fricción

4. LA FRICCIÓN DEL DUCTO

La fricción de D'Arcy-Weissbach es una función de los parámetros de la tubería, Colebrook y White (1937) y G. Papaevangelou (2010), y de las condiciones de operación, como el número de Reynolds. Para fines prácticos la fricción f se obtiene de tablas provistas por los fabricantes de tubos. Pero ese valor difiere mucho del valor real de una tubería en funcionamiento que, aunque se encuentre en estado estacionario, tiene una presencia considerable de ruido debido a imperfecciones en su superficie interna y aditamentos (niples, codos, etc).

Para salvar el problema de no tener un valor correcto de la fricción, la alternativa es estimar la fricción en línea, para ello se emplea la ecuación dinámica (conservación del momento) en estado estacionario, Ecuación (4). Regresando a las variables iniciales de ésta, se obtiene

$$g \frac{dH}{dz} + \frac{f}{2DA^2} Q |Q| + g \text{sen} \alpha = 0$$

que al ser resueltas las integrales, considerando que H_0 y H_L son las presiones al inicio y al final de la tubería y L la longitud de la misma, resulta

$$g(H_L - H_0) = -\left(\frac{f}{2DA^2} Q_\infty^2 + g \text{sen} \alpha\right) L$$

donde Q_∞ es el valor del flujo volumétrico en el estado permanente, el término absoluto desaparece cuando el flujo sólo va en una dirección. Al despejar la fricción de la expresión anterior se obtiene

$$f = \frac{2DA^2 g (H_0 - H_L - L \text{sen} \alpha)}{L Q_\infty^2} \quad (24)$$

Esta expresión nos permite calcular en línea el valor de la fricción, como se muestra en la Figura 5, experimento realizado en nuestra tubería prototipo. Se observa que el estimado tiene una cantidad considerable de ruido, éste puede ser atenuado si se estima vía su valor medio ponderado con factor de olvido (VMFO). Actualmente estamos investigando sobre el uso de observadores apropiados para calcular un valor más preciso de la fricción.

5. EFECTO DE LOS SENSORES EN LA LOCALIZACIÓN

La medición del flujo en la tubería es fundamental para la localización de una fuga, ya que la mayoría de los métodos de localización de fugas en tuberías se basan en el procesamiento de un residuo que es una diferencia de flujos en la mayoría de los casos. A falta de experiencia, por sugerencia de un proveedor, iniciamos nuestras mediciones de flujo con un sensor de propela (sensor Georg Fischer modelo SIGNET 2540, Fisher (2004)). Más

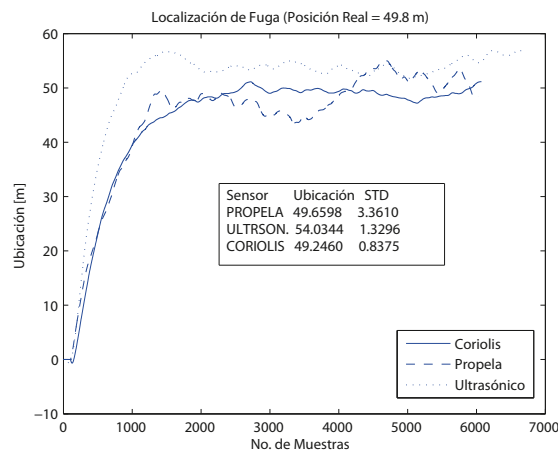


Figura 6. Localización de una fuga con tres sensores

adelante, como los sensores ultrasónicos son ampliamente empleados en el campo, decidimos cambiar (sensor PT868 de PANAMETRICS, Panametrics (1997)), pensando que nuestras mediciones mejorarían. Finalmente llegamos a la conclusión de que el éxito de la detección y ubicación de una fuga depende sobremanera de la calidad del sensor, así que decidimos adquirir sensores basados en el principio de Coriolis (sensor de flujo Protomass 83F, E+H (2010)).

Un experimento que hicimos en nuestra instalación prototipo fue provocar una fuga y estimar su posición empleando los tres sensores. La Figura 6 muestra la desviación en el estimador de la posición de la fuga según el tipo de sensor. Se observan oscilaciones alrededor del punto de operación, lo que amerita filtrar las señales durante el proceso de diagnóstico. En la tabla del Cuadro 2 se muestra el error de localización de la fuga, los sensores de propela y Coriolis tienen un error parecido, pero la desviación estándar es mucho mayor en el de propela. Con el fin de comparar el desempeño, en la cuarta columna se presentan las precisiones de los instrumentos. La observación aquí es que la calidad de los resultados depende más del comportamiento del elemento medido que de la precisión del instrumento usado.

Cuadro 2. Errores en la localización de la fuga

Sensor	Error [%]	STD real	Precisión [% FS]
Propela	-0.28	3.36	0.50
Ultrasónico	2.12	1.39	2.00
Coriolis	0.28	0.84	0.05

Uno de nuestros objetivos en el proyecto de ampliación del SCADA era entregar resultados en tiempo real. Para ello se realizaron experimentos con los sensores para determinar cuál tendría la respuesta más rápida. Un parámetro a medir sería el tiempo de respuesta, éste se puede apreciar en la Figura 6 y es prácticamente el mismo, por lo que también medimos su tiempo de asentamiento, tomando como referencia el momento en que se abre una válvula para provocar una fuga. En las Figuras 7, 8 y 9 se observa la evolución de los flujos, la línea punteada indica el momento en que se abre la válvula al 100%. En la tabla del Cuadro 3 están los tiempos medidos, siendo el sensor ultrasónico el que requiere un mayor tiempo (esto por la cantidad de puntos que usa para calcular un valor medio del flujo).

Cuadro 3. Tiempos de asentamiento de los sensores empleados

Sensor	t_s [s]
Propela	3
Ultrasonico	35
Coriolis	4

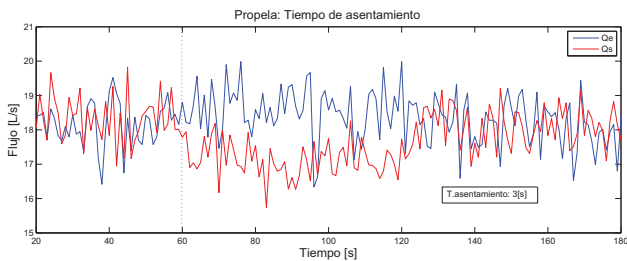


Figura 7. Medición de flujo en los extremos del ducto, sensores de propela

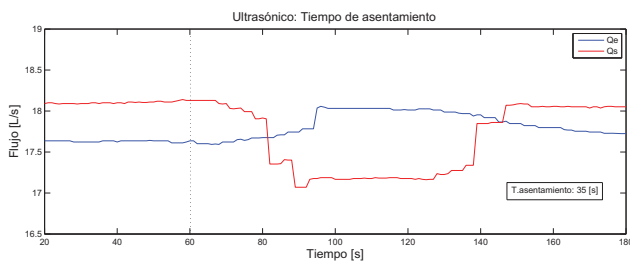


Figura 8. Medición de flujo en los extremos del ducto, sensores ultrasónicos

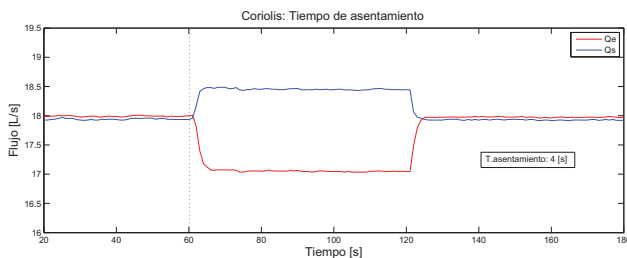


Figura 9. Medición de flujo en los extremos del ducto, sensores de Coriolis

Considerando el tiempo de asentamiento y el ruido en la medición (la STD como una medida de ello) el sensor de Coriolis tiene un mejor desempeño.

6. DATOS ASÍNCRONOS Y BASE DE DATOS

En la academia estamos acostumbrados a trabajar con plantas de referencia (benchmark) o instalaciones en laboratorios donde se cuenta con sistemas de adquisición de datos *ad hoc*, sensores en cantidad suficiente, ambientes controlados, etc. Pero estas condiciones no se encuentran necesariamente en la práctica, como fue el caso de la ampliación del SCADA, donde no se tuvo acceso directo a los sensores de flujo y presión instalados en la tubería, sino a través de una base de datos. Así pues la solución adoptada fue la siguiente:

1. El localizador de fugas se encuentra en una computadora dedicada, independiente del sistema que regula la distribución del fluido, que se conecta al servidor

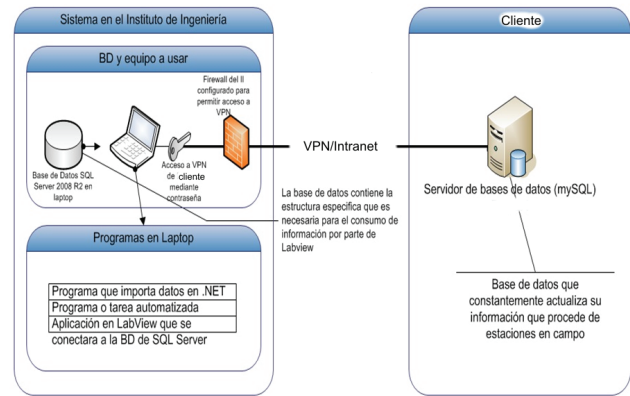


Figura 10. Esquema de comunicación del localizador con la base de datos

de la base de datos del SCADA, ver Figura 10, vía intranet o una conexión VPN (Virtual Private Network).

2. Con los permisos adecuados un programa, tarea realizada con la herramienta Visual Studio 2010 que se ejecuta cada minuto (es un programa sin interfaz gráfica que se ejecuta de forma silenciosa), trae los datos del cliente y crea una base de datos con la información de flujo y presión de la tubería, datos requeridos por el localizador para su correcto funcionamiento.
3. El programa del localizador (realizado en la plataforma LabVIEW, Instruments (2013)) periódicamente toma los datos (a través del servidor de datos SQL de Microsoft), aplica el algoritmo de detección y cuando detecta una fuga procede a ubicarla, despliega en pantalla la ubicación de la fuga (Figuras 12 y 13), genera un aviso visual y crea un archivo con los datos de la fuga.

Pero el sistema de adquisición de datos del SCADA no cumple con la condición de muestrear con un periodo fijo las variables del sistema. El periodo nominal de muestreo era de 3 min, pero éste varía de uno a varias decenas de minutos. Por otro lado, el localizador tenía asignado un periodo de muestreo de 3 min, determinado por la condición de que nominalmente el SCADA realiza un muestreo de todas sus estaciones de medición en ese lapso de tiempo. Para resolver el problema de tener un valor de flujo y presión de cada estación en todo instante de muestreo, se agregó al localizador un algoritmo que extrapola el dato faltante cuando éste no está disponible. Se probaron dos algoritmos, uno que retiene el último dato leído en los siguientes periodos de muestreo y otro que genera una recta con los dos últimos valores disponibles, que cuando el valor de la variable que se trae de la base de datos no es un dato nuevo, entonces se usa el determinado por la recta. Los resultados de esta extrapolación pueden verse en la Figura 11. Se puede observar que en ciertos intervalos la extrapolación por una recta entrega valores que pueden estar fuera del rango normal de mediciones, esa situación se exagera en intervalos grandes con vacíos de datos, ya que la recta crece monotonamente entregando datos fuera de la región de validez. En la Figura 12 se muestra la localización de una fuga usando datos extrapolados y en la Figura 13 cuando se usan datos retenidos. La longitud de la tubería es de aproximadamente 20 km, por lo que la

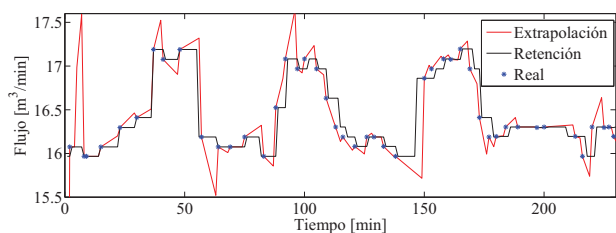


Figura 11. Gráficas con datos originales, extrapolados y retenidos

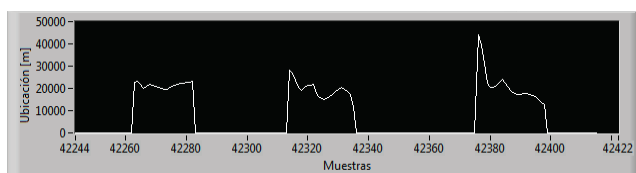


Figura 12. Localización con datos extrapolados

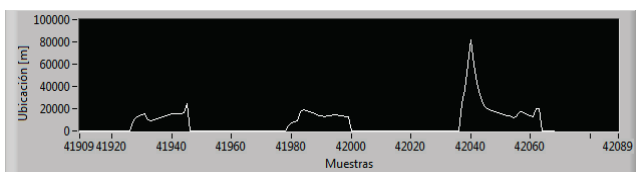


Figura 13. Localización con datos retenidos

retención tiene un mejor desempeño que la extrapolación, ya que esta última arroja valores mayores que la longitud de la tubería.

7. CONCLUSIONES

Un resultado interesante es que una tubería con un cierto perfil topográfico puede ser analizada como una tubería horizontal, en la que la carga piezométrica es una suma de mediciones y alturas de terreno, Ecuación (13), como se vió en la sección 2.

Comparado con los métodos tradicionales para ubicar una fuga en una tubería, el método presentado aquí, Ecuación (23), requiere de un menor esfuerzo de cálculo, ya que no utiliza el modelo de la tubería ni aplica una ventana de tiempo móvil para calcular autocorrelaciones, además de tener un desempeño bastante aceptable en la localización de la fuga, como puede observarse en la tabla del cuadro 1.

Otro resultado relevante es la expresión para el cálculo en línea de la fricción de la tubería, Ecuación (24), ya que basta con medir las presiones en los extremos y el flujo estacionario. El valor de la fricción resultó ser un parámetro fundamental para la ubicación exacta de la fuga.

Por otro lado, es de resaltar la importancia de elegir desde un principio el sensor apropiado. No basta con elegir un sensor que sea capaz de medir una cierta variable física, también hay que incluir en el proceso de selección el objetivo para el cual se necesitan las mediciones.

El mundo de las mediciones con objetivos de control no se limita a la medición directa de la variable física. Es posible lograr los objetivos de control con mediciones indirectas,

como fue el caso de la lectura de las variables de la planta vía red hacia una base de datos. Así mismo, ante la ausencia parcial de datos no podemos usar el modelo de la planta para predecir datos, entonces el uso de métodos de extrapolación resulta ser una herramienta poderosa que ayuda a lograr el objetivo de este proyecto; en este trabajo usamos dos métodos sencillos, pero esta es un área que seguimos explorando.

REFERENCIAS

- Bansal, R. (2005). *Fluid mechanics and hydraulic machines*. Laxmi Publications (P) LTD.
- Bazilescu, I. y Lyhus, B. (1994). Russia oil spill. URL <http://www1.american.edu/ted/KOMI.HTM>.
- Carrera, R. y Verde, C. (2001). Localizador automático de fugas en un ducto. *Ingeniería Hidráulica en México*, XVI, 139-151.
- Carrera, R. y Verde, C. (2010). *PROTOTIPO PARA DETECCIÓN DE FUGAS EN TUBERÍAS: MANUAL DE USO*. Instituto de Ingeniería, UNAM, Ciudad Universitaria, D.F.
- Chaudhry, M.H. (2014). *Applied Hydraulic Transients*. Springer, third edition.
- Colebrook, C.F. y White, C.M. (1937). Experiments with fluid friction in roughened pipes. *Proceedings of the Royal Society of London*.
- E+H (2010). *Proline Promass 83 Operating Instructions*. Endress + Hauser Flowtec, Greenwood, IN, USA.
- Fisher, G. (2004). *Signet 2540 Sensor de flujo de alto rendimiento*. Georg Fisher Signet LLC, El Monte, CA.
- G. Papaevangelou, C. Evangelides, C.T. (2010). A new explicit relation for the friction coefficient in the darcy-weisbach equation. In *PRE10: Protection and Restoration of the Environment, Corfu, 05-09 July, 2010*.
- Instruments, N. (2013). *LabVIEW user manual*. National Instruments Corporation, Austin.
- Isermann, R. (1984). Process fault detection based on modeling and estimation methods - a survey. *Automatica*, 20(4), 387-404.
- Mahgerefteh, H., Oke, A., y Atti, O. (2006). Modelling outflow following rupture in pipeline networks. *Chemical Engineering Science*, 61, 1811-1818.
- Panametrics (1997). *Two-Channel TransPort Mod. 2PT868 Portable Flowmeter. User's Manual*. PANAMETRICS, Inc., Waltham, MA, USA.
- PipelineStudio (2010). Software. In *Energy Solutions International*. <http://www.energy-solutions.com/>.
- Saldarriaga, J. (2003). *Hidráulica de acueductos*. Mc Graw Hill.
- Siebert, H. e Isermann, R. (1977). Leckerkennung und -lokalisierung bei pipelines durch on-line-korrelation mit einem prozessrechner. *Regelungstechnik*, 25, 69-74.
- Verde, C., Gentil, S., y Morales, R. (2013). *MONITOREO Y DIAGNOSTICO AUTOMÁTICO DE FALLAS EN SISTEMAS DINÁMICOS*. Trillas.