

DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FUGAS EN CONDUCTOS QUE TRANSPORTAN FLUIDOS INCOMPRESIBLES

Martín E. Di Blasi

Grupo de Automatización y Control, Gerencia Técnica, Logística Argentina, YPF
mdiblastic@repsolypf.com,

Abstract

El trabajo expone la experiencia realizada por Logística Argentina –LA- de YPF en temas de detección y localización de Fugas en conductos de gran longitud que transportan fluidos incompresibles. En el trabajo se exponen los sistemas implementados, sus características y funcionalidades, así como su performance, evaluada en ensayos de fugas reales y simulados.

La filosofía adoptada para el desarrollo y diseño de la metodología de detección y localización se basó en mantener un nivel simplificado de modelado físico del proceso de transporte de fluido, la reutilización de los mismos instrumentos necesarios para el monitoreo y control de la operación rutinaria, y la minimización de la influencia de factores como errores y ruido de medición a través del uso de técnicas estadísticas en el proceso de detección, lo cual permite sobrellevar el problema frecuente de errores y ruido en las mediciones.

En la implementación de los sistemas se logró una completa integración del mismo a las aplicaciones de SCADA existente, partiendo desde la ejecución de los algoritmos y secuencias lógicas, que se realiza en los mismos PLC de control de estaciones, hasta la interfase gráfica como un conjunto de pantallas HMI integradas a las utilizadas para el monitoreo y control rutinario de la operación.

1-SISTEMAS DE DETECCIÓN Y LOCALIZACIÓN DE FUGAS DESARROLLADOS EN LOGÍSTICA ARGENTINA

Existen en la actualidad en el mercado numerosos sistemas de detección y localización de fugas en conductos (Geiger et al, 2003, Whaley et al, 1992, API, 1995, Billman et al., 1987), siendo en general sistemas costosos y complejos. Algunos de estos sistemas utilizan modelos fluidodinámicos que resuelven en cuestión de segundos las ecuaciones diferenciales que gobiernan el proceso de transporte de fluidos por conductos. Estos sistemas requieren de los usuarios un alto nivel de especialización, y una constante tarea de sintonía y ajuste de diversos parámetros para que el sistema continúe operando dentro de la performance esperada. Sin embargo, es complejo asegurar ese nivel de atención al sistema, razón por la cual en la práctica es común encontrar que estos sistemas operan en general con una performance muy inferior a la de diseño, desaprovechando la complejidad puesta en el modelado del proceso.

Asimismo es difícil determinar a priori cual será su performance, con lo cual es frecuente que los proyectos de instalación de estos sistemas se desarrollan sin saber fehacientemente cual será su desempeño.

Otro aspecto que complica el panorama es la dificultad de contar con referencias válidas de otros proyectos, ya sea porque las compañías en general mantienen cierta reserva al momento de comunicar

el resultado obtenido en temas de detección de fugas, o porque los resultados son magnificados o extraídos de contexto por los propios proveedores de los sistemas.

El panorama no mejora si se mira en la dirección de normativas y reglamentaciones a nivel nacional e internacional. Existen muy pocas referencias que permitan evaluar teóricamente cual será el desempeño de una determinada tecnología. A modo de ejemplo, y como excepción, se puede mencionar (API, 1993) que brinda pautas para evaluar el desempeño de sistemas de detección basados en balances másicos.

Respecto a la asimilación del sistema por parte de los operadores de la sala de control, es muy común que la complejidad técnica de un sistema de detección y localización de fugas genere una barrera hacia su entendimiento y uso por parte de los primeros, pudiéndose convertir fácilmente en una caja negra que eventualmente genera alarmas.

Los factores mencionados son solo parte de los muchos que influyen en que este tipo de proyectos conlleven altos riesgos de no satisfacer las expectativas.

La flexibilidad que brindan los sistemas de automatización actuales hacen factible implementar algoritmos de procesamiento de datos en tiempo real de mediana complejidad, que partiendo de mediciones de diversos parámetros como presiones, densidades, caudales, etc. puedan detectar una posible condición anormal de operación, como puede ser una fuga, una rotura, un bloqueo de línea o un paro imprevisto de una estación de bombeo.

Como se explicará a lo largo del trabajo, es posible implementar sistemas de detección y localización de fugas sencillos, en forma de algoritmos numéricos que se resuelven en el propio sistema SCADA utilizado para la supervisión y el control rutinario de un conducto.

En línea con lo anterior, Logística Argentina desarrolló y diseñó una metodología de detección y localización basada en mantener un nivel simplificado de modelado físico del proceso de transporte de fluido, la reutilización de los mismos instrumentos necesarios para el monitoreo y control de la operación rutinaria, y la minimización de la influencia de factores como errores y ruido de medición. La simplificación en el modelado físico del proceso reduce la necesidad de contar con mediciones de temperatura, densidad y viscosidad, variables que típicamente son imprescindibles por sistemas basados en un modelado físico más detallado. El uso de técnicas estadísticas en el proceso de detección permitió sobrellevar el problema frecuente de errores y ruido en las mediciones.

El primer sistema de detección de fugas desarrollado surgió como la implementación de una sencilla fórmula de balance entre el caudal instantáneo que ingresaba y egresaba de un conducto de 75 km de longitud. En ese caso, las mediciones de caudal de ambos extremos del conducto eran transmitidas hacia una PC con software HMI, en la cual se implementó como una pequeña subrutina en Basic la fórmula del balance:

$$q[n] = q_1[n] - q_2[n]$$

generándose una alarma cuando el balance superaba un determinado umbral:

$$q[n] \geq U \Rightarrow \text{alarma}$$

El análisis de los datos históricos demostró que este enfoque sencillo tenía una limitación importante. En estado normal, los balances variaban aleatoriamente en un rango amplio de valores, lo que transformaba el problema de escoger el umbral U en un problema de decisión estadística.

A pesar de estas primeras limitaciones, la sencillez conceptual y la disponibilidad de las mediciones en tiempo real abrían un campo de posibilidades para desarrollar e implementar diversos algoritmos, orientados a la detección de fugas.

En los desarrollos posteriores se buscó lograr una completa integración de estos sistemas a las aplicaciones de SCADA existente, partiendo desde la ejecución de los algoritmos y secuencias lógicas, que se realiza en los mismos PLC de control de estaciones, hasta la interfase gráfica como un conjunto de pantallas HMI integradas a las utilizadas para el monitoreo y control rutinario de la operación. Los algoritmos de detección y localización son lo suficientemente reducidos como para que su implementación pueda ser programada en los mismos PLC de control de estación, traduciéndose en mayor robustez y seguridad del sistema, evitando el uso de computadoras dedicadas a la ejecución del sistema.

En los PLC de Estación, utilizados para realizar el control de las estaciones de bombeo se realiza el preprocesamiento de las mediciones de presión y caudal. Todas las mediciones son luego transmitidas al PLC SDF, en el cual se ejecutan todos los algoritmos necesarios para la detección y localización de fugas. Este PLC es el encargado además de mantener la sincronización de todos los PLC de Estación. La interface gráfica se hace a través del SCADA.

Esta forma de abordar el problema permitió generar un conjunto de conocimientos y experiencias que fueron aprovechados en la solución de muchos otros problemas. A modo de referencia (Di Blasi, 2004) se pueden mencionar el uso de algoritmos sencillos de detección de cambios bruscos para detectar automáticamente posibles bloqueos no planificados de línea y el control automático de las estaciones de bombeo aguas arriba para mitigar la posible sobrepresión.

2-BALANCE DE VOLUMEN

2-1 GENERACIÓN DE LAS SEÑALES NECESARIAS

Uno de los requerimientos mas comunes de la mayoría de los sistemas de detección (Liou, 1981) es la necesidad de datos medidos en intervalos de segundos, imponiendo además limitaciones en cuanto a la necesidad de que los mismos estén sincronizados, es decir, asegurar que los datos de presión y caudal provenientes de cada tramo de conducto hayan sido muestreados en el mismo instante de tiempo. Esto es muy difícil de asegurar, dado que en general los sistemas de control de cada estación de bombeo no están sincronizados, y aunque así lo estuviesen, el tiempo de comunicación entre las estaciones y el lugar en donde se realizan los cálculos en tiempo arruinan dicha sincronización.

Para sobrellevar esta dificultad, se adoptó como criterio el de utilizar variables promediadas durante intervalos de algunos minutos, reduciendo así el problema de la sincronización, la demanda sobre los canales de comunicación y la influencia del ruido de medición. Este tiempo de promediación, o ciclo de cálculo, se escogió acorde con las dimensiones de cada conducto y de su propia dinámica.

A partir de la presión medida en el inicio y fin de cada tramo del conducto, se generó la siguiente señal discreta, promediando durante el intervalo de muestreo

$$P_{ij}[n] = \frac{1}{T_s} \int_{T_s} p_{ij}(t).dt \quad (2.1.1)$$

en donde:

i índice de tramo

j indica si es la presión inicial, j=1, o final, j=2 de tramo

Asimismo, para cada tramo se calculó la presión media, definida de la siguiente forma

$$P_i[n] = \frac{P_{i1}[n] + P_{i2}[n]}{2} \quad (2.1.2)$$

La presión promedio del conducto se estimó promediando las presiones promedio de cada tramo, en forma ponderada a la longitud de cada uno de ellos

$$P[n] = \frac{\sum_{i=1}^N L_i \cdot P_i[n]}{\sum_{i=1}^N L_i} \quad (2.1.3)$$

siendo:

N cantidad de tramos en el conducto

L_i longitud del tramo i-ésimo

La presión promedio definida de esta forma no tiene en cuenta los efectos de la cota de la tubería. Este hecho introduce un error u offset constante respecto a la verdadera presión media de la tubería. Sin embargo, al calcular el cambio de presión, el efecto de dicho error se cancela.

Finalmente, a partir de la señal de presión promedio de conducto, se genera la señal de cambio de presión

$$\Delta P [n] = P [n] - P [n-1] \quad (2.1.4)$$

De igual manera, se generan las señales de caudales promedio

$$q_i[n] = \frac{1}{T_s} \int_{T_s} q_i(t).dt \quad (2.1.5)$$

en donde:

q_1 [m^3/hr] es la suma de los caudales inyectados en el conducto

q_2 [m^3/hr] es la suma de los caudales extraídos del conducto

2.2 BALANCES DE LÍNEA

Los diversos métodos de balances parten del principio de conservación de la masa aplicado a todo un conducto

$$\dot{M}_I(t) - \dot{M}_O(t) = \frac{dM_L(t)}{dt} \quad (2.2.1)$$

donde $\dot{M}_I(t)$ y $\dot{M}_O(t)$ son los caudales másicos de entrada y salida y $M_L(t)$ es la masa total de fluido almacenada en la línea (llenado de línea o linepacking) (Geiger, 2003). El llenado de línea de un conducto de longitud L se calcula de la siguiente forma

$$\frac{dM_L}{dt} = \frac{d}{dt} \int_0^L \rho(x,t).A(x,t).dx \quad (2.2.2)$$

lo que requiere conocer la densidad $\rho(x,t)$ y el área de la tubería $A(x,t)$ en cada punto x y para cada tiempo t . Para ello es necesario resolver como mínimo las ecuaciones diferenciales en derivadas parciales de cantidad de movimiento, continuidad y conservación de la energía, lo que implica un elevado esfuerzo computacional.

Para mantener un nivel de complejidad razonable en el modelado físico del proceso de transporte de fluido evitando la necesidad de contar con mediciones de densidad y temperatura, se asumieron distintas hipótesis que conducen a una ecuación de balance de volúmenes. Si bien no ésta no es rigurosa desde el aspecto físico del proceso analizado, es suficiente para alcanzar los objetivos esperados.

En los métodos de balance de volúmenes, se asume que los fluidos transportados tienen una densidad similar y que no varía significativamente por efecto de la temperatura. Asimismo, los efectos de la presión son considerados en un único módulo de compresibilidad equivalente que contempla la compresión de todo el fluido contenido en el conducto, así como la expansión de la sección transversal de la tubería.

En el método de balance de línea método se calcula la diferencia o balance entre los volúmenes ingresados y extraídos del conducto, sin realizar ninguna compensación por la variación del volumen contenido en la tubería misma. La ecuación de balance de volúmenes es sencilla de implementar con algoritmos de tiempo real en los sistemas de control y supervisión de los conductos, y los resultados son aceptables en comparación con sistemas de detección de fugas más complejos.

La ecuación de balance adopta la siguiente forma

$$q[n] = q_1[n] - q_2[n] \quad (2.2.3)$$

En estado normal, el balance teóricamente debería ser cero. Una fuga en el conducto de caudal q_F se manifiesta de la siguiente forma

$$q[n] = q_F \quad (2.2.4)$$

El fenómeno de variación del volumen alojado en la tubería misma se conoce como **linepacking**, y es la consecuencia de la variación del diámetro de la tubería y de la compresión del líquido transportado por efecto de los cambios de presión y temperatura.

En la figura 2.2.1 puede verse la evolución de la señal de balance de volumen (2.2.3) o balance crudo a lo largo de veinticuatro horas de operación normal de un Oleoducto de 600 km,

Pueden observarse en dicha figura las variaciones del balance, muchas de las cuales superan los 100 m³/hr, aproximadamente el 5 % del caudal de operación del conducto. Para un operador, que conoce los eventos operativos del conducto (encendido y detención de bombas, aumentos o disminuciones de presión, etc) el aumento del linepacking es discernible de un posible evento de fuga. Sin embargo, y sin mayor información a tener en cuenta, si la ecuación de balance propuesta se verifica automáticamente en la forma de algoritmo en un sistema supervisor, es posible que confunda el aumento del linepacking producto de una operación normal con una fuga, y genere una falsa alarma.

En la figura 2.2.2 se repite el gráfico de la señal de balance (2.2.3), agregando la señal de cambio de la presión media (2.1.4) del conducto con el tiempo. Resulta evidente cómo las variaciones de la presión de operación del conducto están correlacionadas, y son las causantes principales de los cambios de balance.

La existencia de esta correlación fue utilizada para extraer del balance la parte predecible por los cambios de presión, generando así un balance corregido estadísticamente por presión, cuya desviación sea menor que la del balance original o crudo, pudiendo así detectar más fácilmente los cambios del valor medio del balance, con menor probabilidad de falsas alarmas.

2.3 BALANCES DE LÍNEA CORREGIDOS ESTADÍSTICAMENTE POR CAMBIOS DE PRESIÓN

En los sistemas de detección de fugas implementados se adoptó el siguiente modelo de corrección estadística del balance crudo (2.2.3) por efectos de los cambios de presión (2.1.4)

$$q_c[n] = q[n] - \hat{q}[n] = q[n] - k_{LP} \cdot \Delta p[n] \quad (2.3.1)$$

siendo k_{LP} constante de inventario de línea.

La constante de empaquetamiento se estimó recursivamente de los mismos datos de balance y cambios de presión, utilizando un algoritmo de mínimos cuadrados ponderados por un factor de olvido.

La técnica propuesta de corrección estadística logró en el mejor de los casos reducir a la mitad la desviación del balance, lo que duplica la sensibilidad ante fugas.

3-DETECCIÓN DE FUGAS

En la sección anterior se planteó la ecuación de balance (2.2.3) y una modificación para estimar el inventario de línea mediante el uso de regresión estadística del balance de línea y las variaciones de la

presión media del conducto, obteniendo así una señal de balance corregido (2.3.1). En condiciones de fuga, la ecuación de balance es

$$q_c[n] = q_f[n]$$

La presencia de una fuga se manifiesta como un cambio en el valor medio del balance corregido. Como puede verse, el problema se plantea como la detección del cambio en el valor medio del balance (2.2.3) o (2.3.1). Para la detección de un valor promedio no nulo se utilizaron diferentes tests estadísticos. La necesidad de herramientas estadísticas se debe al ruido y errores de los instrumentos de medición de caudales y presiones y a los errores de modelado.

Existen varios esquemas de detección de un valor medio no nulo de entre los que podemos mencionar el más sencillo, que consiste en comparar muestra a muestra la señal de balance contra un umbral de alarma. Este es un método utilizado frecuentemente para detectar cambios y que es fácilmente asimilable por un operador, quién puede eventualmente modificar los umbrales a los fines de lograr más o menos sensibilidad según el estado operativo del conducto. Sin embargo este método es poco sensible cuando se requiere baja probabilidad de falsas alarmas.

Otro esquema de decisión consiste en el uso de un test secuencial en el cual se calcula básicamente la probabilidad de que exista una alarma, por lo que su interpretación no es tan evidente para los operadores. A pesar de esta desventaja, su performance medida en términos de velocidad de detección y sensibilidad es mejor que el primero. (Di Blasi et al., 2004). Este tipo de test estadístico es muy utilizado en sistemas comerciales (Zhang et al., 1998).

3.1 TEST SECUENCIALES

Sobre cada nueva muestra del balance corregido filtrado se realiza un test de hipótesis, debiendo decidir entre la hipótesis nula H_0 (no hay fuga) y su alternativa H_1 (hay fuga). Se suponen las siguientes distribuciones de probabilidad para el balance corregido

$$\begin{aligned} f(q_c[n]/H_0) &= N[0; \sigma_{q_c}^2] \\ f(q_c[n]/H_1) &= N[q_f; \sigma_{q_c}^2] \end{aligned} \tag{3.1.1}$$

Como puede verse, el problema se plantea como la detección del cambio en el valor medio del balance, suponiendo que la desviación no cambia luego de la fuga.

El test secuencial de la razón de verosimilitud fue propuesto por Wald como técnica de Control estadístico de la calidad (Wald, 1947). En este tipo de test, la cantidad de muestras del balance corregido sobre las que se basará la decisión no es constante, sino que es una variable aleatoria que quedará determinada en el mismo proceso de decisión.

Para su diseño (Pérez et al., 2002) se definen inicialmente las siguientes probabilidades de error

$$\begin{aligned} P_{FA} &= P_{H_0}(H_1) \quad \text{"Prob.Falsaalarma"} \\ 1 - P_D &= P_{H_1}(H_0) \quad \text{"Prob.no Detección"} \end{aligned} \tag{3.1.2}$$

Se toma la primera muestra para $n=1$, y se calcula la razón de verosimilitud (cociente de las densidades para cada hipótesis)

$$\lambda_1 = \frac{f(q_c[1]; q_f \geq q_{\min}; \sigma_{q_c}^2 / H_1)}{f(q_c[1]; 0; \sigma_{q_c}^2 / H_0)} \quad (3.1.3)$$

con la cual se está contrastando el cambio en el valor medio de la distribución del balance de línea corregido, por sobre un valor $q_{\min}$. En los test de alarma, se utiliza el balance corregido sin filtrar $q_c[n]$.

Se deben determinar los valores de $B < A$ de modo que si $\lambda_1 \leq B$ se acepta H_0 ; si $B < \lambda_1 < A$ no se toma una decisión y se procede a tomar otra muestra; y si $\lambda_1 \geq A$ se rechaza H_0 y por consiguiente se genera una alarma.

En caso de llegar a tomar n muestras independientes sucesivas la regla de decisión es análoga

$$\lambda_n = \frac{\prod_{i=1}^n f(q_c[i]; q_f > q_{\min}; \sigma_{q_c}^2)}{\prod_{i=1}^n f(q_c[i]; 0; \sigma_{q_c}^2)} \quad (3.1.4)$$

donde si $\lambda_n \leq B$ se acepta H_0 ; si $B < \lambda_n < A$ no se toma una decisión y se procede a tomar otra muestra; y si $\lambda_n \geq A$ se rechaza H_0 y por consiguiente se genera una alarma.

Definiendo $g[n] = \ln(\lambda_n)$ y operando sobre (3.1.4) es posible arribar a la siguiente expresión simplificada del test secuencial

$$g[n] = g[n-1] + \frac{1}{\ln\left(\frac{1}{P_{FA}}\right)} \left(\frac{q_{\min}}{\sigma_{q_c}}\right)^2 \left(\frac{q_c[n]}{q_{\min}} - 0.5\right) \quad (3.1.5)$$

en donde la alarma de fuga se declara cuando $g[n] \geq 1$, mientras que cuando $g[n] = 0$ se reinicia el test. Puede verse que sólo serán detectadas las fugas cuyo caudal supere al valor mínimo

$$q_f[n] \geq q_{\min} / 2 \quad (3.1.6)$$

A los fines de lograr un compromiso entre sensibilidad y velocidad de detección, se propuso utilizar varios test simultáneamente, configurados convenientemente para obtener una performance en conjunto óptima en un amplio rango de caudales de fuga. Siguiendo una nomenclatura típica de los sistemas de detección de fugas, se adoptó un esquema de tres tests, denominados lento, medio y rápido, como se detalla a continuación

$$g_i[n] = \max \left[g_i[n-1] + \frac{1}{\ln\left(\frac{1}{P_{ala}}\right)} \left(\frac{q_{min}^i}{\sigma_{qc}} \right)^2 \cdot \left[\frac{q_c[n]}{q_{min}^i} - \frac{1}{2} \right], 0 \right] \quad (3.1.7)$$

en donde

$i=L$ (lento), M (medio), R (rápido)

P_{ala} la probabilidad de falsa alarma se ha adoptado igual para los tres.

$q_{min}^L \leq q_{min}^M \leq q_{min}^R$ el caudal mínimo detectable es menor en el test lento.

La alarma de fuga se declara cuando cualquiera de los tres test llega al valor de uno.

3.2 DESEMPEÑO DEL TEST SECUENCIAL

El desempeño del test secuencial como mecanismo de detección de fugas se puede establecer en función de dos figuras de mérito, el tiempo de detección y el volumen derramado previo a la detección o generación de una alarma.

Ambas figuras de mérito pueden ser aproximadas mediante las siguientes expresiones (Di Blasi et al., 2004)

$$T_D = \frac{T_S \cdot \ln\left(\frac{1}{P_{FA}}\right)}{Q_{min}^2 \cdot \left(\frac{Q_f}{Q_{min}} - \frac{1}{2} \right)} \quad (3.2.1)$$

$$V_{DPD} = T_D \cdot q_f = T_D \cdot Q_f \cdot \sigma_{qc} \quad (3.2.2)$$

$$V_E = \frac{V_{DPD}}{\sigma_{qc}} \quad (3.2.3)$$

en donde

T_S tiempo de muestreo, o tiempo en el cual se totaliza volumen para el correspondientes cálculo del balance. En los sistemas implementados este tiempo es de entre uno a cinco minutos.

P_{FA} probabilidad de falsa alarma tolerada.

q_f caudal de fuga.

σ_{qc} desviación estándar de la señal de balance corregido.

q_{min} mínima fuga detectable deseada.

$Q_f = \frac{q_f}{\sigma_{qc}}$ caudal de fuga normalizado.

$$Q_{\min} = \frac{q_{\min}}{\sigma_{q_c}} \text{ caudal mínimo detectable normalizado.}$$

En la figura 4.2.1 se muestra el desempeño de tres tests de alarmas simultáneos, utilizando para ello el volumen equivalente V_E definido en (3.2.3), junto al desempeño equivalente del conjunto. Como puede verse, combinando estos tests es posible obtener un comportamiento equivalente que combine la sensibilidad a caudales de fugas pequeños, con la velocidad con caudales mayores. Para seleccionar los tres caudales mínimos, se planteó la minimización del área bajo la curva de performance equivalente, encontrando como valores óptimos aproximados

$$Q_L = 1, Q_M = 3, Q_L = 7 \quad (3.2.4)$$

A partir de registros históricos generados durante más de dos años de operación de estos sistemas de detección de fugas sobre conductos de longitudes superiores a los 500 km, con tiempos de muestreo o premedicación del orden del minuto, en la tabla 4.2.2 se resumen la desviación estandar del balance de volumen (2.2.3), expresada como valor porcentual del volumen transportado en igual periodo de tiempo

	σ_q
Balance en 1 minuto	7%
Balance en 1 hora	6%
Balance en 1 día	3%
Balance en 1 mes	1%

Tabla 4.2.2

Aplicando la corrección estadística propuesta (2.3.1) es posible reducir la desviación. Los datos anteriores muestran que realizando balances cada un minuto, es posible detectar fugas superiores al 3,5%, de acuerdo a las ecuaciones (3.1.6) y (3.2.4). El tiempo de detección será menor cuanto mayor sea el caudal de fuga (3.2.1).

Respecto al volumen derramado previo a la detección o generación de la alarma (3.2.2), es un atributo de performance que debe ser considerado con precaución, dado que en general se le atribuye mucha importancia, dejando inadvertido el hecho que ante un evento real de fuga en un conducto de gran longitud y con una altimetría irregular, la mayor parte del volumen que se derramará como consecuencia del mismo provendrá del escurrimiento por gravedad del fluído desde los puntos más altos hacia el lugar de la fuga. Para ductos de gran longitud, el volumen derramado previo a la detección puede ser del orden de algunos cientos de metros cúbicos, mientras que el volumen derramado por gravedad puede ser de varios miles de metros cúbicos. La eficiencia y eficacia en la respuesta ante este tipo de eventos contempla tanto una rápida detección del mismo, así como una acción inmediata de detención apropiada del conducto, facilitando que el fluido continúe circulando desde el lugar de la fuga hacia los puntos bajos, y cerrando las válvulas de línea que contendrán la columna líquida de los puntos altos. En un conducto en el cual no es posible cerrar en forma remota las válvulas de línea, las demoras en el traslado del personal hacia el lugar para proceder a su cierre manual

4-LOCALIZACIÓN DE FUGAS MEDIANTE EL USO DE LOS PERFILES PIEZOMÉTRICOS EN CONDUCTOS DE UN UNICO TRAMO

Como se mencionó en la sección 3.2, la mayor parte del volumen derramado como consecuencia de una fuga se produce luego de que el conducto se encuentra detenido y el fluido circula, por gravedad, desde los puntos altos hacia el lugar de la fuga. Para minimizar este volumen, es imprescindible conocer con rapidez tramo y ubicación estimada de la fuga, para poder así determinar cuales son las acciones operativas más adecuadas.

En esta sección se propone una metodología de localización de fugas en un conducto consistente en un único tramo. Se describe cómo una fuga produce una discontinuidad o quiebre en los perfiles piezométricos, y cómo puede utilizarse para estimar su ubicación. Se propone una metodología para estimar los perfiles piezométricos en condiciones normales, y como estimar la ubicación del quiebre del mismo en condiciones de fuga.

4.1 ALTERACIÓN DE LOS PERFILES PIEZOMÉTRICOS Y LOCALIZACIÓN

Consideremos un conducto de longitud L en el cual está fluyendo en régimen estacionario un único producto a un caudal Q , como se muestra en la Figura 4.1.1

donde

H_1 altura piezométrica en el punto de recepción

H_0 altura piezométrica en la estación cabecera

ΔH pérdida de altura piezométrica en el tramo de conducto, debido a la fricción

El gradiente de altura piezométrica se puede calcular a partir de la fórmula de Darcy-Weisbach (Streeter et al., 1988, 1993)

$$\Delta H = f(\text{Re}) \cdot \frac{L}{2g} \cdot \frac{v^2}{D} = c \cdot f \cdot Q^2 \quad (4.1.1)$$

$$c = \frac{L}{2gD} \cdot \frac{1}{A^2} \quad (4.1.2)$$

donde:

- Re número de Reynold
- $f(\text{Re})$ factor de fricción
- L longitud del tramo de conducto
- v velocidad del fluido
- A área de la tubería
- Q caudal
- D diámetro de la tubería
- g aceleración de la gravedad

El factor de fricción $f(\text{Re})$ puede calcularse teóricamente, si se conoce la viscosidad del fluido y la rugosidad de las paredes internas de la tubería. También puede estimarse en tiempo real a partir de las mediciones de presión y caudal.

La existencia de una fuga en el conducto induce una discontinuidad en el perfil de caudal, como puede verse en la Figura 4.1.2. Como puede verse en dicha figura, el caudal disminuye aguas abajo del lugar donde se ubica la fuga.

Asimismo, la fuga genera una variación o quiebre del gradiente hidráulico en el punto donde ocurre, como lo ilustra la Figura 4.1.3. El quiebre en el perfil se produce debido a que la pérdida de carga por efecto de la fricción es menor aguas abajo del punto de fuga, en donde el caudal es menor.

Utilizando la expresión (4.1.1) que vincula el caudal con el gradiente hidráulico, es posible estimar la posición de la fuga. En estado normal, o de no fuga

$$H_0 - H_1 = c \cdot f \cdot Q_0^2 = c \cdot f \cdot Q_1^2 \quad (4.1.2)$$

Cuando hay una fuga en L_f

$$H'_0 - H'_1 = c \cdot \frac{L_f}{L} \cdot f \cdot Q_0^2 + c \cdot \left(\frac{L - L_f}{L} \right) \cdot f \cdot Q_1^2 \quad (4.1.3)$$

Operando sobre las expresiones anteriores, es posible despejar la posición de la fuga

$$L_f = \frac{L \cdot (H'_0 - H'_1 - c \cdot f \cdot Q_1^2)}{c \cdot f \cdot (Q_0^2 - Q_1^2)} = G(\Delta H, Q_0, Q_1) \quad (4.1.5)$$

La ecuación (4.1.5) vincula las pérdidas de carga y los caudales de entrada y salida del conducto, con la posición de la fuga. De esta manera es posible utilizar las variables medidas en ambos extremos del conducto para estimar la ubicación de la fuga. Al utilizar esta ecuación para estimar la posición de una fuga, se supone conocido el factor de fricción.

Para conocer el factor de fricción f , se pueden utilizar fórmulas conocidas. El número de Reynold es función de la viscosidad y caudal del fluido, los cuales en un conducto en operación cambian con el tiempo. Por ejemplo, en un conducto que transporta diferentes productos en lotes o batches consecutivos, para conocer el número de Reynold es necesario realizar un seguimiento de la posición de los diferentes lotes en la tubería. Todo esto representa una complicación para el diseño de un sistema de localización.

Una forma de conocer el factor de fricción es realizar su estimación en tiempo real, a partir de los datos de presión y caudal medidos. Introducimos a continuación un método recursivo para efectuar dicha estimación viendo a $\Delta H[n]$ y $Q[n]$ como series temporales o procesos estocásticos.

4.2 INCERTIDUMBRE EN LA LOCALIZACIÓN

La precisión en la localización de una fuga va a ser función de la precisión en la mediciones de caudal y presión, el ruido presente en ellas, y del tamaño de la fuga, como puede deducirse a partir de la ecuación (4.1.5). Para estimar la incertidumbre la método, se propone realizar un estudio de propagación de errores a partir de dicha ecuación, en la cual se supondrá conocido a los fines de simplificar el análisis, el factor de fricción f .

Partiendo de la siguiente expresión para el cálculo de la incertidumbre, basada en la hipótesis de independencia entre los ruidos de los caudalímetros y de los manómetros

$$\sigma_x = \sqrt{\left(\frac{\partial G}{\partial Q_0}\right)^2 * \sigma_{Q_0}^2 + \left(\frac{\partial G}{\partial Q_1}\right)^2 * \sigma_{Q_1}^2 + \left(\frac{\partial G}{\partial \Delta H}\right)^2 * \sigma_{\Delta H}^2} \quad (4.2.1)$$

Operando se puede obtener una ecuación simplificada que vincula la incertidumbre en la estimación de la posición de una fuga realizada por el método del quiebre de los perfiles piezométricos, con las incertidumbres de las mediciones utilizadas

$$\sigma_x = \frac{L}{1 - \left(\frac{Q_1}{Q_0}\right)^2} * \sqrt{8 * \left(\frac{\sigma_Q}{Q}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{\Delta H}}{\Delta H}\right)^2} \quad (4.2.2)$$

En la ecuación (4.3.2) se ha supuesto que las varianzas en las mediciones de caudal en ambos extremos del conducto son idénticas, $\sigma_{Q_0} = \sigma_{Q_1} = \sigma_Q$, lo cual es en general cierto porque se utilizan equipos de medición similares.

También es posible expresar la incertidumbre en términos relativos a la longitud del tramo de conducto

$$\frac{\sigma_x}{L} [\%] = \frac{100}{1 - \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2} * \sqrt{8 * \left(\frac{\sigma_Q}{Q}\right)^2 + \left(\frac{\sigma_{\Delta H}}{\Delta H}\right)^2} \quad (4.2.3)$$

A partir de la ecuación (4.3.3) puede verse en primer lugar, que la incertidumbre en la localización aumenta cuanto menor sea el caudal de fuga, lo que resulta físicamente obvio

$$Q_2 \approx Q_1 \quad \text{entonces} \quad \frac{1}{1 - \left(\frac{Q_2}{Q_1}\right)^2} \rightarrow \infty \quad (4.2.4)$$

En segundo lugar, puede verse que la incertidumbre en la medición de caudal es mucho más importante que la incertidumbre en la medición de presión.

Adoptando valores típicos para las incertidumbres en las mediciones de presión y caudal

	Incertidumbre [%]
Caudal	0.5
Presión	0.2

En la Figura 4.2.1 se grafica, utilizando la ecuación (4.2.3), la incertidumbre en la estimación de la posición de la fuga, como función del caudal de fuga.

Las causas de fugas más comunes producen fugas en general superiores al 5% del caudal nominal, por lo cual la incertidumbre será igual o inferior al 15% de la longitud del conducto.

Sin embargo hay ciertas fugas muy poco frecuentes, como son las debidas a extracciones ilegales de fluido, situación mas común en conductos que transportan naftas, y que producen caudales de fugas mucho menores al 5%. En estas situaciones es donde la necesidad de contar con una localización de fugas está más orientada hacia la localización precisa del lugar en el cual se desarrolla la extracción ilegal, y en donde la gran incertidumbre del método de localización por quiebre de los perfiles piezométricos lo hace un método poco útil.

5-LOCALIZACIÓN DE FUGAS EN UN CONDUCTO CON MULTIPLES TRAMOS EN SERIE

La metodología propuesta en la sección 4, basada en hallar el punto de quiebre del perfil piezométrico para estimar la posición de una fuga, presupone que se conoce el tramo en el cual se ubica la misma. Este supuesto es siempre válido en conductos constituidos por un único tramo, es decir, sin estaciones de rebombeo intermedias. Esta característica se da en conductos de cortas longitudes, en los cuales es posible impulsar el fluido hasta la terminal elevando la presión en la cabecera del conducto.

Sin embargo, cuando los conductos son de longitudes considerables, la pérdida de carga por fricción obliga a utilizar estaciones de rebombeo intermedias para elevar la presión del fluido. Considerando como ejemplo típico un oleoducto operado por Logística Argentina, el mismo cuenta con seis estaciones de rebombeo intermedias, o lo que es lo mismo, siete tramos intermedios entre la cabecera y la terminal. Por lo tanto se desarrolló una técnica para estimar en qué tramo se encuentra la fuga que ya fue detectada.

En la Figura 5.1 pueden observarse los perfiles piezométricos de este conducto compuesto de siete tramos, en el cual la curva azul representa la condición previa a una fuga, y la roja los perfiles luego de establecerse una fuga en el cuarto tramo, que modifica los perfiles en los tramos siguientes. Estos son perfiles reales pero sin efectos aleatorios ni perturbaciones. Una vez establecida la fuga, las pérdidas de carga a partir del cuarto tramo disminuyen en relación a las observadas previa a la fuga, dado que en estos tramos el caudal que está circulando es menor. En esta figura, la curva verde denominada MAOH representa la máxima altura piezométrica operativa, y la curva marrón denominada altimetría representa la altura sobre el nivel del mar de cada punto de la tubería.

Visualmente, es posible distinguir que la fuga se ubica en el cuarto tramo pues es allí a partir de donde comienza a haber diferencias con el perfil normal. Esto es utilizado para desarrollar una metodología de identificación del tramo de conducto en el cual se encuentra la fuga. Para ello el sistema va calculando las pérdidas de cargas normales que se producen en cada tramo, ajustándose lentamente a las fluctuaciones normales derivadas del avance de los distintos batch de fluidos en la tubería.

Ante la ocurrencia de una fuga, se produce una alteración en los patrones de pérdidas de carga de cada tramo, que son comparadas contra patrones predefinidos, y así se puede derivar el tramo de conducto en el que se ubicaría la fuga. Luego, se aplica la metodología presentada en la sección 4 para ubicar la fuga dentro del tramo.

6 EJEMPLO DE SISTEMA IMPLEMENTADO Y ENSAYOS DE FUGA REAL

La implementación de los sistemas de fugas desarrollados buscó lograr una completa integración con las aplicaciones de SCADA existente. Los algoritmos de detección y localización son lo suficientemente sencillos como para que su implementación pueda ser programada en los mismos PLC de control de estación, traducándose en mayor robustez y seguridad del sistema, evitando el uso de computadoras dedicadas a la ejecución del sistema.

La interfase gráfica se implementó como un conjunto de pantallas integradas a las utilizadas para el monitoreo y control rutinario de la operación.

En la Figura 6.1 puede verse una imagen de la pantalla principal del sistema, integrada al resto de las pantallas del sistema SCADA de un Oleoducto. Indicado con diferentes recuadros, pueden verse los datos que el operador del sistema puede visualizar en esta pantalla. En el recuadro N° 1, se visualizan los datos de balance crudo $q[n]$ y balance corregido $q_c[n]$. En el recuadro N° 2 se visualizan los datos de presión media $P[n]$ y cambio de presión del oleoducto $\Delta P[n]$. En el recuadro N° 3 se visualizan los balances corregidos filtrados $Q_i[n]$ y umbrales de alerta $U_i[n]$. En el recuadro N° 4 se visualizan los test de alarma $g_i[n]$. En el recuadro N° 5 se visualizan todos los datos correspondientes al sistema de localización de fugas, que será explicado en los siguientes capítulos.

El sistema de detección fue probado en diversos ensayos, simulando fugas mediante la alteración intencional de las variables medidas, a los fines de presentarle al sistema un condición de fuga ficticia. Asimismo, se realizaron ensayos de fuga reales, derivando crudo en la estación intermedia BR. A continuación se resumen los resultados de estos ensayos de fuga reales.

Los ensayos de fuga consistieron en extraer crudo en la estación de derivación BR. De esta manera se generó una auténtica fuga, en la cual el caudal recibido en la terminal LP era menor al inyectado en la cabecera PR. Se derivó crudo a caudales de fuga de 500, 200 y 100 m³/hr. Siendo el caudal nominal del Oleoducto de 1900 m³/hr durante los ensayos, los caudales de fuga simulados fueron del 26%, 10% y 5% respectivamente. Equivalentemente, siendo $\sigma_{q_c} = 100 \text{ m}^3/\text{hr}$, los caudales de fuga normalizados Q_f fueron de 5 y 1 respectivamente.

Se realizaron varios ensayos con cada uno de los tres caudales de fuga. En las figuras (6.1.2) y (6.1.3) se muestran los resultados promedios de tiempo de detección T_D y volumen derramado previo a la detección V_{DPD} , sobre los gráficos de desempeño teóricos obtenidos a partir de las ecuaciones (3.2.1) y (3.2.2). Puede verse como las expresiones teóricas predicen con aceptable precisión el comportamiento real del sistema.

7-CONCLUSIONES

El presente trabajo ha mostrado algunas experiencias realizadas en Logística Argentina en el estudio de técnicas de procesamiento estadístico de datos y su aplicación al problema de la detección y localización de fugas, mediante el desarrollo e implementación de sistemas en la forma de algoritmos de tiempo real que se ejecutan en el mismo sistema SCADA utilizado para la supervisión y control de una red de conductos.

Se han propuestos asimismo expresiones teóricas aproximadas que permiten establecer cual será la performance de los algoritmos desarrollados. Esta performance teórica ha sido validado mediante ensayos de fugas reales y simulados en distintos conductos.

La generación de datos, como balances y cambios de presión, permite generar información histórica que permite analizar más en detalle distintos aspectos del proceso de transporte de fluidos por conductos, y de lo que se obtienen conclusiones aplicables a mejorar los sistemas implementados.

Por otro lado, los sistemas explicados representan un ejemplo del aprovechamiento de la flexibilidad y capacidad disponibles en los sistemas SCADA modernos, en los cuales es relativamente fácil incorporar funcionalidad avanzadas que asistan a los operadores en las importantes tareas de supervisión, detección de fallas y control de procesos.

Los sistemas explicados se encuentran operando sobre una red de poliductos y oleoductos de aproximadamente 3000 km de longitud, estando su desempeño y performance acordes a las necesidades actuales en esta materia. Se continúa trabajando en el mejoramiento de la técnicas y algoritmos así como en la capacitación del personal.

Esta experiencia constituye una excelente base para la evaluación de otras alternativas de solución al problema de detección y localización de fugas. Asimismo permite conocer los límites medidos en términos de sensibilidad y velocidad de respuesta en la detección de fugas, que presentan los procesos de supervisión de la operación mediante sistemas SCADA.

Un elemento ineludible en el diseño de un sistema de detección y localización de fugas es el rol que desempeñaran los operadores de la sala de control. Ningún sistema automático de detección de fugas será efectivo si no es aceptado por los operadores, quienes fácilmente pueden adoptar una conducta indiferente hacia el mismo. Hay que tener en cuenta como premisa fundamental que no existe un sistema automático que sea más efectivo que un operador entrenado que dispone de los datos en tiempo real adecuados para supervisar la operación, y que sabe perfectamente como reaccionar ante la ocurrencia de una fuga.

Para finalizar es importante destacar que un sistema de detección y localización de fugas es solo una herramienta complementaria a muchas otras iniciativas que las empresas transportadoras deben impulsar en el área de Integridad (API, 2001). Entre estas iniciativas debemos mencionar: i- la calificación del personal técnico y operativo (API, 2000), para asegurar que puedan detectar, identificar y reaccionar correctamente antes estos eventos anormales., ii- asegurar los medios tecnológicos necesarios, como la automatización de válvulas de bloqueo de línea, el diseño de pantallas de SCADA que faciliten el despliegue adecuado de la información antes estos eventos iii- disponer de planes de contingencia detallados para que los operadores sepan sin lugar a dudas cuales deben ser las operaciones necesarias (apertura/cierre de válvulas, salida de línea de estaciones, etc.) ante cada posible ubicación de una fuga, iv- teléfono único de llamado ante emergencias, que permite recibir en el centro

de control las posibles denuncias de fugas, v- señalización, mantenimiento y patrullaje de trazas, vi- inspección interna de tuberías, etc.

FIGURAS

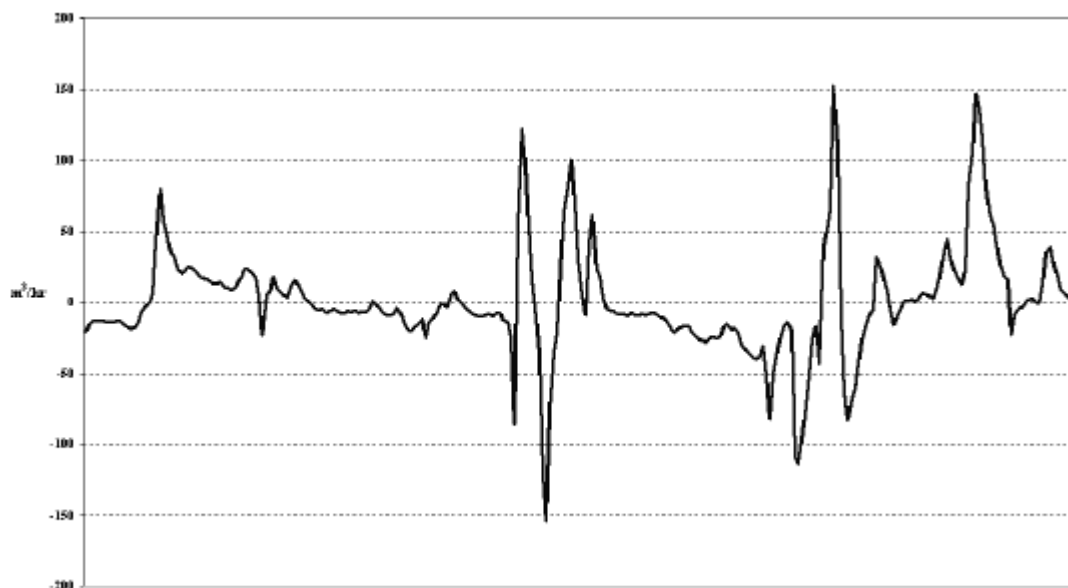


Figura 2.2.1

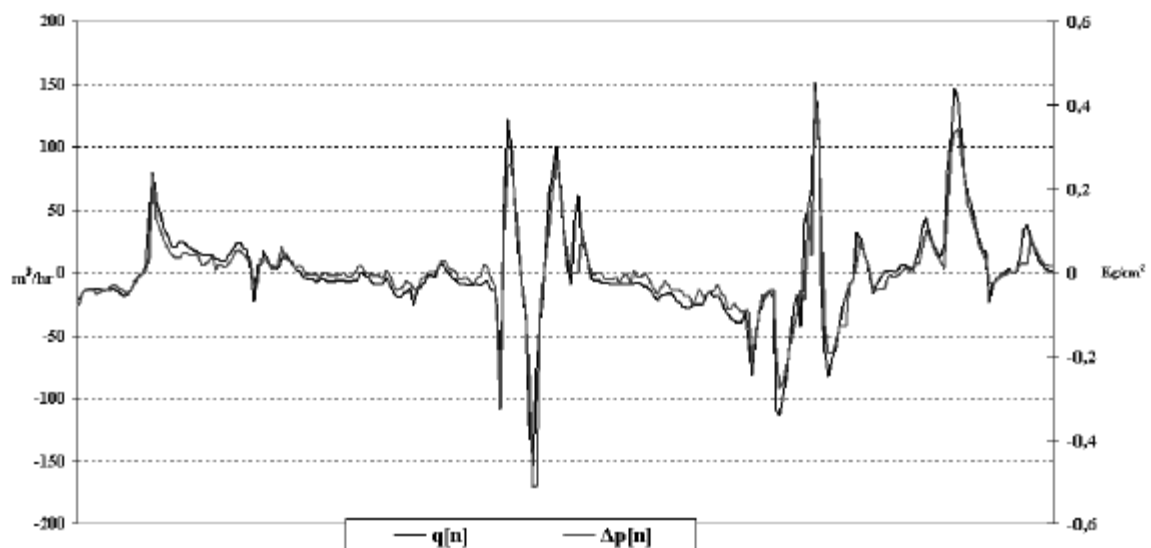


Figura 2.2.2

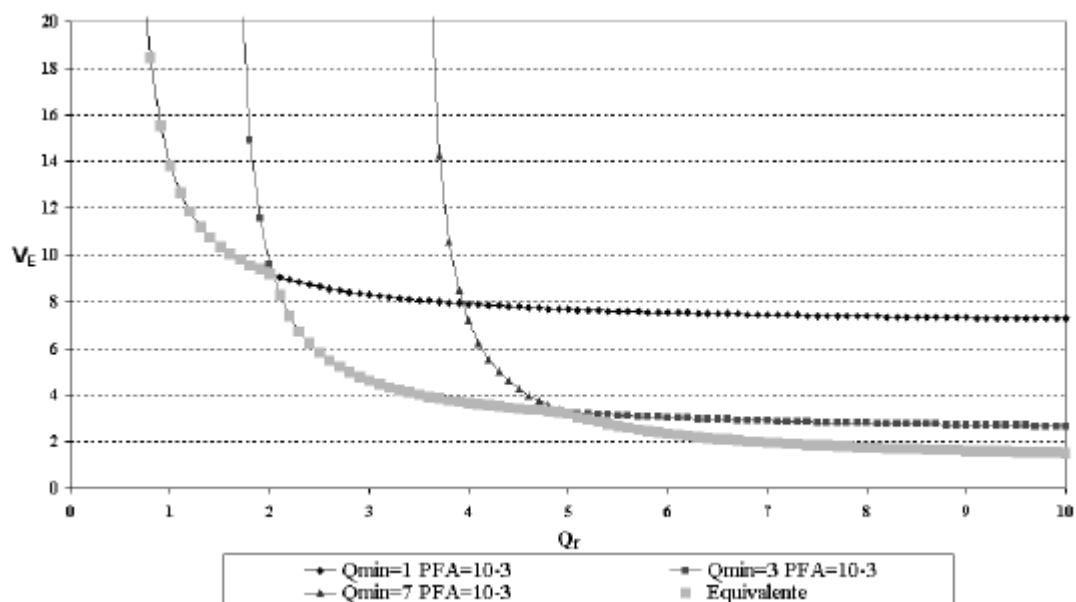


Figura 4.2.1

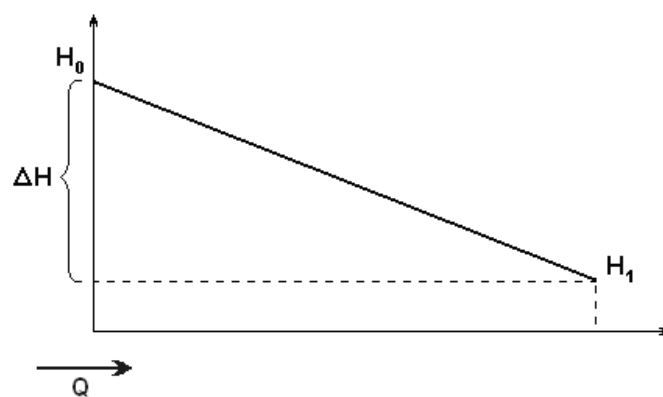


Figura 4.1.1

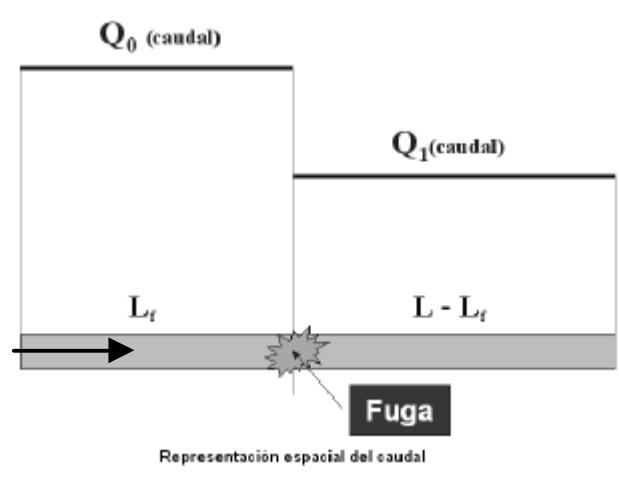


Figura 4.1.2

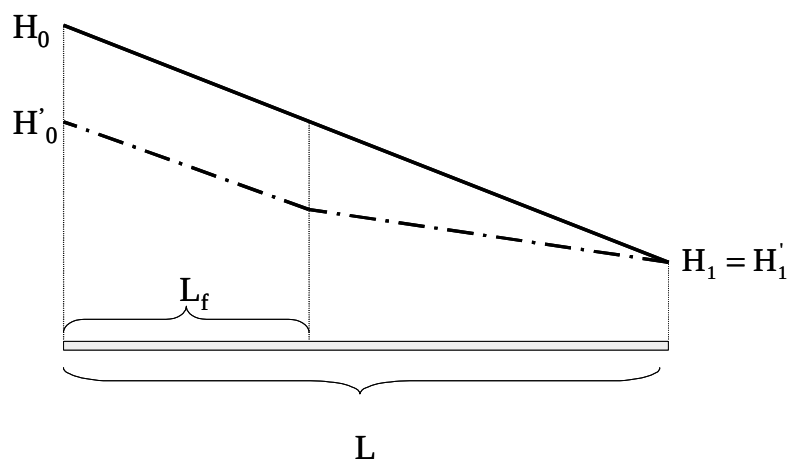


Figura 4.1.3

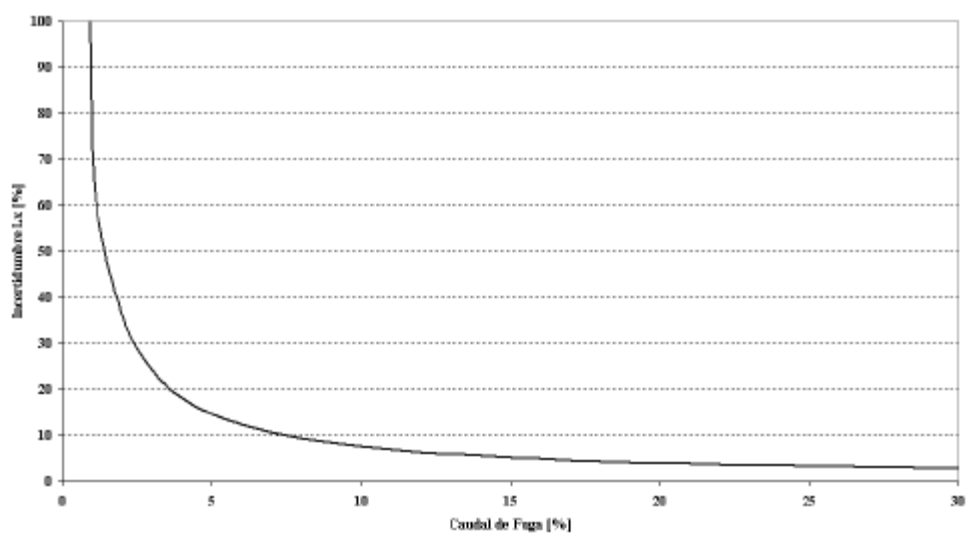


Figura 4.2.1

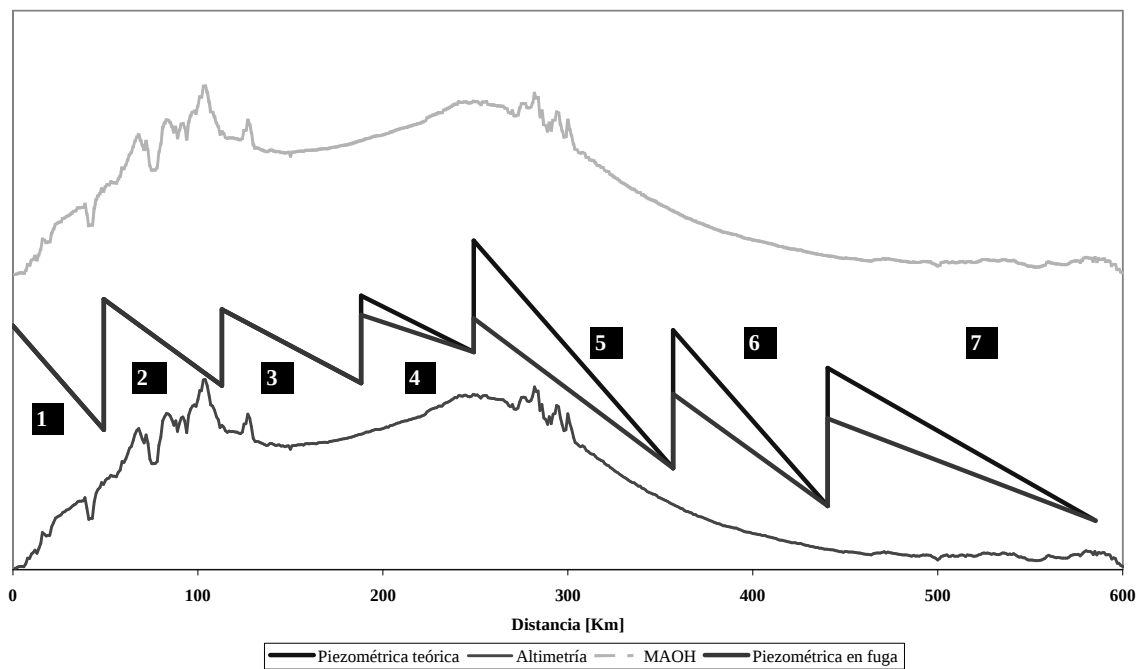


Figura 5.1

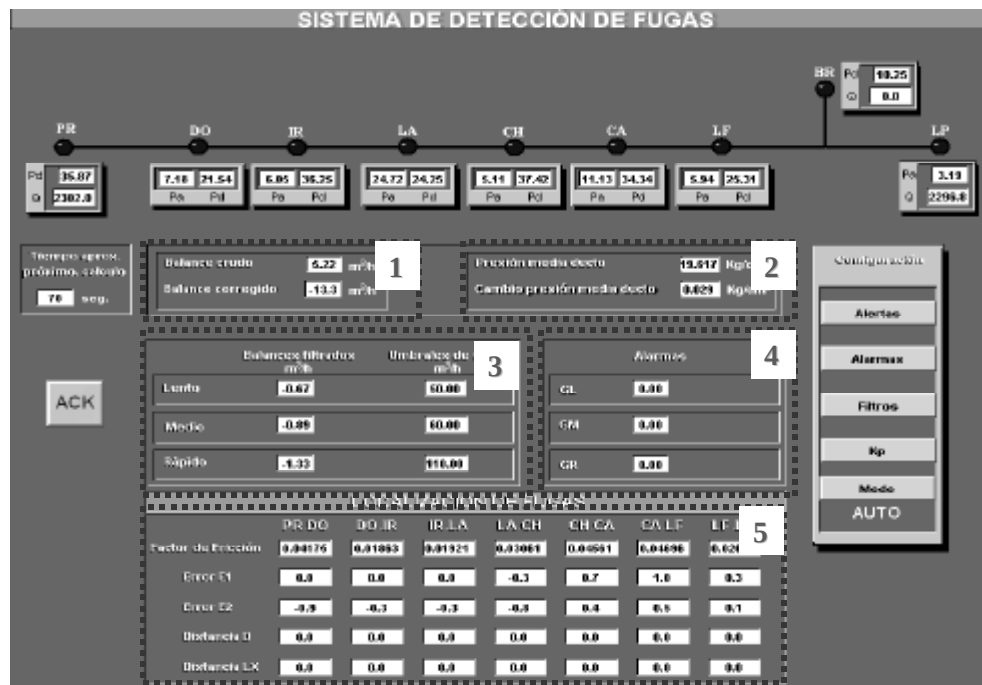


Figura 6.1

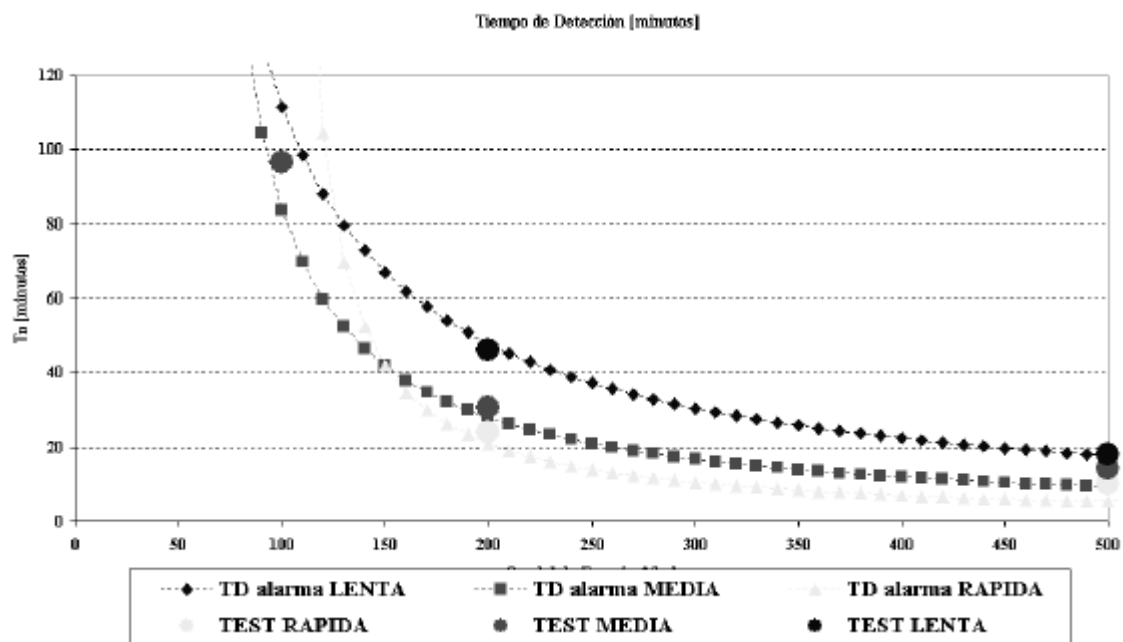


Figura 6.1.2

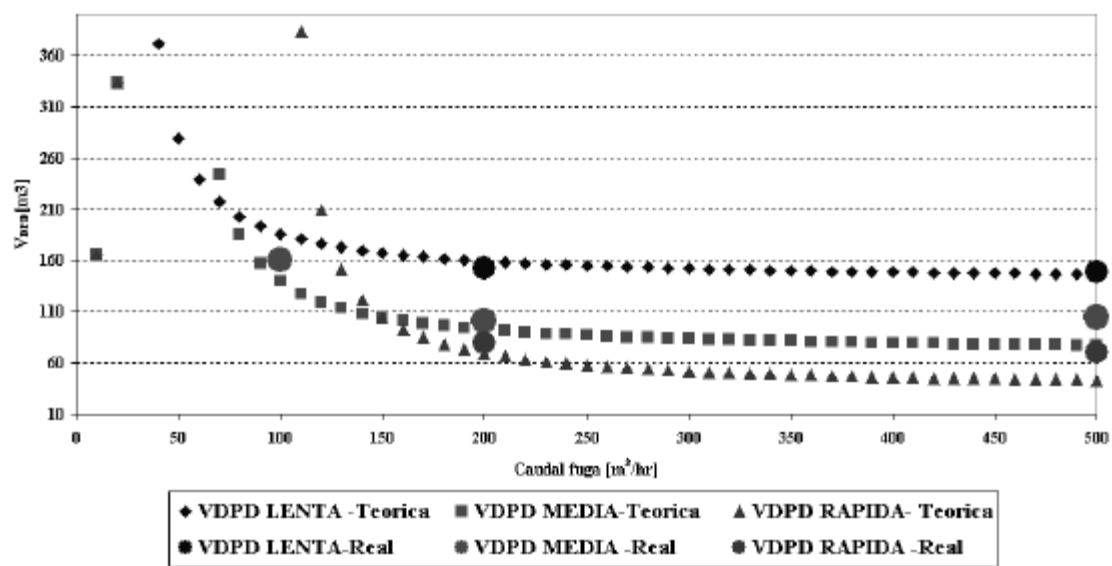


Figura 6.1.3

REFERENCIAS

- API (1993). American Petroleum Institute, *API 1149*, Pipeline Variable Uncertainties and their effects on Leak Detectability.
- API (1995). American Petroleum Institute, *API 1130*, Computational Pipeline Monitoring.
- API (2000). American Petroleum Institute, *API 1161*, Guidance document for the qualification of Liquid Pipeline personnel.
- API (2001). American Petroleum Institute, *API 1160*, Managing system integrity for hazardous liquid pipelines.
- Billman, L., R. Isermann. (1987). Leak Detection Methods for Pipelines. *Automatica*, Vol. 23, No. 3.
- Di Blasi, M., C. Muravchik, M. Leissa, (2004). Detección de fugas en ductos utilizando balance de línea modificado estadísticamente. *Anales del Congreso de la Asociación Argentina de Control Automático, AADECA 2004*.
- Di Blasi, M., (2004). Protección de conductos frente a transitorios hidráulicos – Un enfoque integral. *Jornadas sobre instalaciones de superficie. Procesos, Medición y Control. IAPG 2004*.
- Geiger, G, D. Matko. (2003). Leak Detection and Locating – A Survey. Pipeline Simulation Interest Group annual meeting, <http://www.psig.org/>
- Liou, J.C.P. (1981). Leak Detection and Location by Transient Flow Simulations. Department of Civil Engineering, University of Idaho, Moscow, Idaho.
- Pérez L. R. M., F. J. M. Pliego. (2002). *Estadística II: Inferencia*. Thomson.
- Streeter V.L., E.E.Wylie. (1988). *Mecánica de los Fluidos*. Mc Graw Hill.
- Streeter V.L., E.E.Wylie. (1993). *Fluid Transients in Systems*. Prentice Hall.
- Wald, A.: *Sequential Analysis*. Nueva York, Wiley, 1947
- Whaley R.S., R.E. Nicholas, J.D. Van Reet. (1992). Tutorial on software based leak detection techniques. Pipeline Simulation Interest Group (www.psig.com).
- Zhang J., E. Di Mauro. (1998). Implementing a Reliable Leak Detection System on a Crude Oil Pipeline. *Advances in Pipeline Technology*. Dubai.