

Detección de fugas de producto en líneas de producción de petróleo

D. Carrica^{&°}, M. González*, N. Ramos[#], F. Rodríguez Betelu*, S. Urquiza[°]

*Gie SA (Mar del Plata)

[#]Oxy Argentina (Buenos Aires)

[°]Universidad Nacional de Mar del Plata

&CONICET

Resumen: El trabajo fue desarrollado para líneas de producción ubicadas en yacimientos de la cuenca de San Jorge (Chubut y Santa Cruz). Las líneas de producción de petróleo en dicha cuenca se caracterizan por transportar un fluido esencialmente bifásico (fase líquida y gaseosa) ya que son pozos que contienen gas además de producto. El aspecto económico es central en el desarrollo de tecnologías de detección para líneas de conducción ya que los pozos de esta cuenca son poco productivos, con caudales escasos en las líneas y la cantidad de pozos donde idealmente podrían aplicarse las tecnologías se cuenta por miles. Una variable central para la detección de fugas es la medición de caudal, pero por su característica bifásica, es inviable desde el punto de vista económico. El desafío entonces consistió en obtener una tecnología de detección de bajo costo, sustentada en una mínima cantidad de sensores. La solución a esta problemática se abordó a través de un único sensor de presión en boca de pozo, cuyas lecturas son procesadas por un sistema inteligente tipo RTU. El sistema inteligente se puede instalar en batería donde puede procesar la información de todas las líneas de producción que llegan a la colectora ubicada en batería, por lo que su costo se amortiza en el conjunto de líneas. La ventaja económica de esta solución es más importante en el caso de pozos que ya poseen instrumentación, por ejemplo destinada a monitoreo del pozo o a pump-off.

1 INTRODUCCION

El objetivo de este trabajo es la definición de una tecnología de detección de fugas apta para las líneas de producción de petróleo, que transportan el producto entre pozo y batería. Estas líneas se caracterizan por un contenido polifásico, en el que la proporción de las fases varía en el tiempo y a lo largo de la línea. Además, sufren la acción de bombeo e interacción de otras líneas. Por lo tanto las características físicas principales de la línea (presión, caudal) son fuertemente variables.

La detección de pérdidas trasciende las cuestiones económicas relacionadas con las pérdidas en sí mismas así como el costo de limpieza de los derrames y el lucro cesante por los tiempos muertos. Con las crecientes preocupaciones ambientalistas, los sistemas de detección de pérdidas impactan directamente en la imagen de la empresa de cara a la sociedad, no solamente previniendo la ocurrencia de grandes derrames, sino posicionándola como confiable y comprometida con los esfuerzos necesarios de prevención frente al público en general y frente a las autoridades regulatorias.

Las tecnologías de detección de fugas han ido evolucionando hasta lograr sistemas sofisticados y eficientes para el transporte de fluidos de una sola fase. En cambio, para los sistemas polifásicos como el aquí considerado -boca de pozo con línea enterrada con flujo gaseoso y líquido- la capacidad y confiabilidad de los sistemas de detección comúnmente utilizados en flujo monofásico quedan drásticamente reducidas y, para los que aún son viables técnicamente, los costos se incrementan de manera considerable. Es por eso, que la

aplicabilidad a condiciones de flujo polifásico es excluyente.

2 TECNOLOGIAS DE DETECCION

Cualquier técnica de detección de fugas se sustenta en un grupo de sensores que miden en forma directa o indirecta la existencia de una pérdida o derivación no deseada del flujo del fluido [2][3][4][5][6]. La norma API 1130 [1] clasifica los Sistemas de Detección de Fugas o LDS (Leak Detection Systems) teniendo en cuenta la ubicación de los sensores que realizan las mediciones. De esta forma, la citada norma divide las tecnologías en dos grupos, **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.:**

- Tecnologías basadas en sensores discretos o tecnologías externas.
- Monitoreo por computadora de la cañería (CPM) o tecnologías internas.

2.1 Tecnologías Externas

Las tecnologías externas utilizan sensores externos a la cañería. Se conocen también como métodos directos porque detectan directamente el producto salido de la cañería. Las principales tecnologías externas o directas son: (a) Cables Sensibles a Hidrocarburos, (b) Sensado de Vapor, (c) Emisiones Acústicas y (d) Detección Infrarroja.

Los Cables Sensibles a Hidrocarburos [7][8][9][10][11][12][13][14][15] se ubican debajo de la cañería y detectan la fuga a través de mediciones de reflectometría eléctrica u óptica.

La tecnología de Sensado de Vapor [17], se basa en la detección del gas o vapor que desprenden los líquidos derramados cuando se produce una fuga. Utiliza tubos permeables al vapor que están

dispuestos adyacentes a la cañería. El sistema de detección recolecta y analiza periódicamente la concentración de gas presente en el tubo, lo que permite determinar la ubicación y magnitud de múltiples fugas.

Las ventajas de las dos tecnologías externas mencionadas son: son tecnologías probadas y relativamente segura, que posee una gran sensibilidad, localizan las fugas con precisión, la línea no es afectada, no son sensibles a las condiciones variables de flujo y operan bien bajo condiciones de flujo multifásico. Sus desventajas son: son muy costosa para líneas de poco transporte y requieren el excavado debajo de la línea de conducción.

Las tecnologías de Emisiones Acústicas [16] se fundamentan en la señal acústica que produce el flujo turbulento del líquido a través de una fuga. Estos sistemas están orientados a cañerías interiores de plantas industriales. Sus ventajas son: permite la localización aproximada de las fugas, la línea no es afectada y opera bien bajo condiciones de flujo multifásico. Sus desventajas: no es aplicable a cañerías enterradas ya que los sensores son sensibles a la acción del medioambiente, en particular la humedad.

Las tecnologías de Detección Infrarroja emplean un haz luminoso que atraviesa la atmósfera adyacente a la cañería. Dado que los gases absorben longitudes de onda específicas, disminuyendo la intensidad de la luz, el sistema de detección realiza mediciones de la intensidad de luz recibida para cuantificar las cantidades de metano y etano presentes en la atmósfera y determinar la presencia de una fuga. Este sistema de detección está principalmente orientado a gasoductos y oleoductos bajo ríos o caminos de agua. Las ventajas de esta tecnología son: la línea no es afectada y opera bien bajo condiciones de flujo de fase múltiple. Las desventajas son: no es aplicable a cañerías enterradas y puede sufrir la interacción de otros ductos o pérdidas que ocurran en el espejo de agua.

2.2 Tecnologías Internas

Hasta aquí se señalaron las características, ventajas y desventajas de las tecnologías externas. En cuanto a las tecnologías internas, éstas utilizan sensores que monitorean los parámetros internos de la cañería (presión, flujo, temperatura, caudal) para determinar la ocurrencia de una fuga. Se conocen también como métodos internos o indirectos. Los métodos internos existentes son: (a) Balance Línea/Volumen, (b) RTTM (Real Time Transient Model), (c) Análisis de Punto de Presión (PPA) y (d) Onda de Presión Negativa [2][3][4][5][6].

La tecnología de Balance Línea/Volumen aplica el principio de conservación de masa que establece que, en un segmento de cañería, en ausencia de fugas, la masa se conserva, es decir, la masa entrante a un segmento de cañería menos la masa saliente es igual a la variación de la masa almacenada en dicho segmento. En general, la masa almacenada en un segmento de cañería de

longitud varía en el tiempo debido a cambios de la densidad del fluido y del área. El algoritmo más sencillo se conoce como Balance de Línea (LB) y asume constantes a la densidad del fluido y el área. De esta forma, se puede considerar que, en ausencia de fugas, la masa entrante a un segmento de cañería es igual a la masa saliente. Adicionalmente, considerando constantes a las densidades del flujo de entrada y salida del segmento se puede concluir que el volumen de entrada es igual al de salida. Luego, el algoritmo de detección se basa en la medición del volumen de fluido entrante y del fluido saliente en un tramo de cañería y determinar el desbalance entre ambos. El desbalance calculado es comparado contra un umbral de alarma predefinido para un intervalo de tiempo. Este algoritmo no realiza compensaciones en el cálculo para los cambios en el line pack de la cañería debido a variaciones de presión, temperatura o composición del fluido. Brinda buenos resultados cuando el fluido en la cañería se encuentra cercano a un estado estacionario (no se producen variaciones rápidas de presión, temperatura o flujo) o cuando el intervalo de tiempo es suficientemente largo. El algoritmo conocido como Balance de Volumen (VB) introduce una mejora respecto al de Balance de Línea, agregando una compensación limitada para los cambios en el line pack de la cañería debido a variaciones de la temperatura o la presión. El algoritmo utiliza un módulo de elasticidad volumétrico representativo, asume una cañería sin deformación y utiliza una presión media y una temperatura media del fluido, para calcular de forma muy sencilla la masa dentro del segmento de cañería en función de la presión media y de la temperatura media. Luego, con una densidad media del fluido en la cañería, calcula el volumen de producto en el segmento de forma tal que el desbalance se obtiene como volumen de entrada menos volumen de salida menos la variación del volumen en el segmento. *En aplicaciones multifase la densidad no está bien determinada.* De esta forma el algoritmo corrige las variaciones del empaquetado (line pack) del segmento de cañería teniendo en cuenta el aumento o disminución del volumen debido a los cambios en los valores medios de presión y temperatura del sistema. Por otra parte, el algoritmo de Balance de Masa Compensado (CMB) permite lograr una mayor exactitud en la corrección. Este método modela las condiciones de la cañería entre varios puntos de medición para determinar con mayor exactitud los perfiles de presión y temperatura utilizados en el cálculo del line pack. Esto se realiza dividiendo la cañería en un número definido de segmentos de acuerdo a los instrumentos disponibles, características de elevación y el nivel de sensibilidad deseado de forma tal de aproximar el cálculo de la masa en el segmento. Las ventajas de esta tecnología son las siguientes: es una tecnología probada y relativamente segura en flujos monofásicos, es la tecnología más difundida para flujos simples, se utiliza normalmente en sistemas instrumentados con SCADA, es adecuada donde se

dispone de mediciones confiables de caudal y las propiedades de producto son conocidas de antemano u obtenibles a bajo costo, su implementación se basa en instrumentación existente. Las desventajas de esta tecnologías son las siguientes: no opera correctamente bajo condiciones de flujo de fase múltiple, disminuye su eficacia en condiciones de flujo transitorio, posee limitantes serias para el caso de flujo multifase debido a las dificultades en la determinación del caudal (se requerirían caudalímetros multifase de alto costo), no presentan buena precisión en todos los regimenes posibles y en todo el rango de mezclas posibles (todo crudo o todo agua o todo gas), las mediciones de caudal con placa orificio pueden ser un problema para sistemas que transportan sedimentos.

Las tecnologías basadas en RTTM (Real Time Transient Model) utilizan la simulación por computadora de las condiciones del ducto a través complejos modelos de mecánica de fluidos e hidráulica. De esta forma, calculan en tiempo real los perfiles de flujo presión y densidad. Para generar un modelo RTTM se requiere determinar los parámetros de configuración a partir de todas las características físicas de la cañería (longitud, diámetro, etc.) y las características del producto (densidad, viscosidad, etc.). El software genera un modelo hidráulico de tiempo real a partir de los parámetros de configuración y de entradas de campo provenientes de medidores de flujo, presión y temperatura. El software RTTM compara los datos medidos para un segmento de cañería con sus correspondientes valores obtenidos del modelo para determinar la existencia de anomalías. La complejidad de los modelos involucrados y de la resolución de los sistemas de ecuaciones resultantes hacen que estos métodos de detección de fugas no sean aplicables a condiciones de flujo no estacionarios o multifase. Las ventajas de esta tecnología son las siguientes: está probada y es relativamente segura en flujos monofásicos, tiene en cuenta los fenómenos de variación del empaquetado de la línea durante transitorios. Las desventajas son las siguientes: no opera correctamente bajo condiciones de flujo de fase múltiple, los modelos necesitan ser alimentados con numerosas condiciones de borde y propiedades físicas que no están disponibles y son difíciles o costosas de determinar, y disminuye su eficacia en condiciones de flujo polifásico. Estos sistemas tienen limitantes serias para el caso de flujo multifase debido a las limitantes de los modelos computacionales unidimensionales para llevar en cuenta los distintos regimenes de flujo, BUBBLE, SLUG, PLUG, ESTRATIFICADO, WAVY. Requieren personal altamente especializado para su adaptación y operación.

En cuanto a la tecnología de Análisis de Punto de Presión (PPA), el principio de funcionamiento se sustenta en la caída de presión en la cañería cuando ocurre una fuga. Se basa en la premisa de que la propiedad estadística de una serie de mediciones de presión es diferente antes y después de que ocurra

una fuga. El algoritmo compara las señales de presión actuales con la tendencia en un punto a lo largo de la cañería. Las ventajas de esta tecnología son las siguientes: es mínimamente invasiva de la cañería, fácil de instrumentar, implementar y operar, es de bajo costo, y opera razonablemente bajo condiciones de flujo de fase múltiple. Las desventajas son las siguientes: disminuye su eficacia en condiciones de flujo transitorio, no localiza las pérdidas y presenta frecuentes Falsas Alarmas si no se sintoniza adecuadamente. Además requiere experiencia del operador en la evaluación de las señales para discriminar posibles fugas reales de falsas alarmas, especialmente en transitorios.

La tecnología de Ondas de Presión Negativa se basa en la repentina caída de presión que se produce cuando se establece una fuga, la cual genera dos ondas de presión negativas que viajan aguas arriba y aguas debajo de la cañería, a la velocidad del sonido. A lo largo de la cañería se colocan sensores de presión que monitorean la presión de línea y detectan el paso de estas ondas generando una alarma de fuga. Las ventajas de esta tecnología son las siguientes: es mínimamente invasiva de la cañería, fácil de instrumentar, implementar, operar y de bajo costo, localiza las pérdidas y realiza una detección de fugas rápida. Las limitaciones son las siguientes: no opera razonablemente bajo condiciones de flujo multifásico debido a la disminución drástica de las celeridades en mezclas líquido-gas que hacen indetectables las variaciones de presión debido a escapes repentinos, no detecta fugas preexistentes, no detecta fugas por aperturas lentas, y las señales pueden enmascararse por ruidos.

3 ELECCIÓN DE LA TECNOLOGIA DE DETECCION

En la Figura 1 se resume el proceso de selección de las tecnologías aplicables a la situación particular objeto de este estudio.

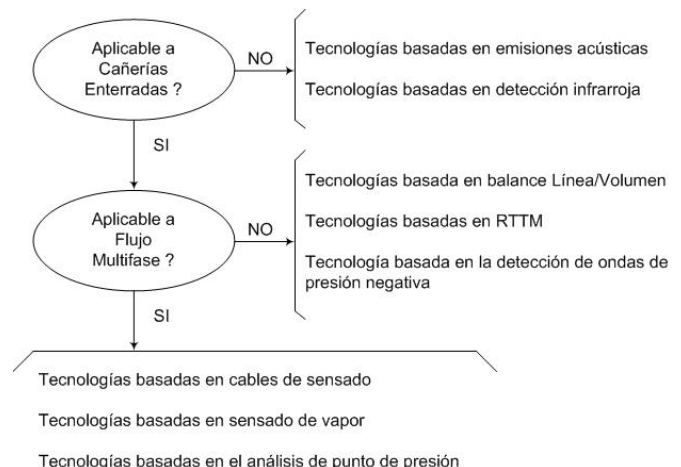


Figura 1: Proceso de Selección de la Tecnología.

En la Tabla se comparan los tres únicos sistemas de detección aplicables: Análisis de Punto

de Presión, Sensado de Vapor y Cables de Sensado.

	Cables de sensado	Sensado de Vapor	Análisis del Punto de Presión (PPA)
Tiempo de respuesta	Segundos a minutos.	Minutos.	Segundos a minutos.
Estimación de la ubicación de la fuga	+/- 1.5 m para una longitud total de 1500 m.	+/- 0.5 % del largo del caño (máx. 10Km).	No
¿Detección de fugas preexistentes?	Si	Si.	No
Falsas alarmas y omisiones de detección	Muy pocas	Muy pocas	Moderadas
Problemas con el tipo de flujo	Ninguno.	Ninguno.	Moderado.
Dificultad de instalación, uso y mantenimiento	Instalación compleja. Operación y mantenimiento simple.	Instalación compleja. Operación simple y mantenimiento moderado.	Instalación simple. Operación mantenimiento simples.
Costo	Elevado.	Elevado.	Moderado
Características adicionales	Detección de múltiples fugas. Estimación del volumen liberado.	Detección de múltiples fugas. Estimación del volumen liberado.	Aporta datos útiles a la operación.

Tabla 1: Comparación de las tecnologías Cables de Sensado, Sensado de Vapor y Análisis de Punto de Presión.

Luego de la comparación de los tres métodos, si se descartan los Sistemas de Cable y de Monitoreo de Vapor por razones económicas, se tiene sólo la metodología de Pressure Point Analysis (PPA), la cual se funda principalmente en el análisis estadístico de las series de presión antes y después de la fuga. Este sistema posee la ventaja de introducir pocos elementos en la línea, los que además no implica obstrucciones considerables al flujo. Analizando únicamente el equipamiento y la instalación que requiere este sistema de detección, su costo es muy bajo comparado con el de las metodologías externas ya que el equipamiento del sistema se reduce a transmisores de presión y a un sistema inteligente de recolección y análisis de datos. La variante involucra el desarrollo de algoritmos propios que permiten disponer de la flexibilidad necesaria para implementar sistemas sintonizados con los requerimientos particulares de las instalaciones y los modos particulares de operación y explotación y su adecuación en el tiempo de acuerdo a la experiencia ganada con su uso.

4 MÉTODO DE ANÁLISIS DE PRESIÓN, COMPLEMENTADO CON PRUEBAS DE ESTANQUEIDAD

El método propone la evaluación de la presión piezométrica en la entrada y salida. Con esta tecnología se logra poca intrusión en la circulación del producto por el uso de sensores de presión y no de caudal. Más aún, continuando con estos lineamientos, el esquema anterior se complementa con las dos válvulas de retención existentes para permitir la realización de pruebas de estanqueidad.

En cuanto a la capacidad de detección, el fundamento de este enfoque es que la rápida despresurización, el rápido aumento del flujo de entrada, el rápido descenso del flujo de salida, y el rápido aumento en la diferencia entre el flujo de entrada y de salida están asociados con el comienzo de una fuga. Cada criterio o varios en combinación pueden usarse para la detección de fugas. Dado que los cambios operacionales también pueden causar cambios rápidos, las alarmas deben ser adecuadamente filtradas para tener en cuenta eventos comunes de operación, tal como un arranque de una bomba o cambios en la posición asignada a una válvula de control.

Debido a que el pasaje de bolsones de gas perturba las señales de presión, debe recurrirse a métodos estadísticos para filtrar tanto las fluctuaciones por movimiento de slugs, etc, como las fluctuaciones propias del sistema de bombeo y operación. Es adecuado entonces recurrir a sistemas de muestreo estadístico. En este sentido, tanto los valores de presión como sus derivadas, deben ser promediados con el método de Medias Móviles. Las pruebas de campo determinan en cada caso la mejor implementación y el tamaño de las muestras (ventanas temporales) para realizar dichos promedios. La idea es disponer de un sistema flexible, que sea fácilmente adaptable y configurable por programación. Los umbrales de detección de fuga se deben establecer luego de un período de puesta a punto para establecer la distribución probabilística subyacente, el promedio y la variación del (de los) parámetro(s) a probarse bajo diferentes estados de flujo sin fugas (p. e. estacionario, en deriva o transitorio). El proceso de puesta a punto está orientado a adaptar el sistema a las condiciones particulares de explotación, de tal forma de aumentar la tasa de detección y disminuir la de falsas alarmas.

Debido a las características de los flujos a medir, como ya fue dicho en varias oportunidades, las incertezas adquieran una gran relevancia. Es así que con el objetivo de ganar en robustez y detectabilidad se propone complementar el sistema anterior con una prueba de estanqueidad realizada a través de las 2 válvulas de retención existentes V_1 y V_2 , que permitan aislar el sistema en estado presurizado. Obviamente si la cañería permanece en condiciones de integridad total, entonces las mediciones de presión alcanzan rápidamente valores constantes en el tiempo, bajando algo las de la entrada y subiendo concomitantemente las de salida. Si no se encontraran valores límite o estos fueran excesivamente bajos entonces el sistema

detecta una fuga. Consecuentemente, dicha prueba puede ser implementada como prueba de rutina, o como corroboración y complementación del método de PPA.

En definitiva, con los valores de presión muestreados adecuadamente, la lógica de detección debe implementar, total o parcialmente las siguientes acciones:

- 1) Mínimos seguros de presión, tanto a la salida como a la entrada. Se realiza el registro de los valores mínimos históricos, viendo cuando dichos pisos son atravesados por los valores actuales.
- 2) Tendencia de corte, los promedios de largo plazo son cortados por los de corto plazo. Las comparaciones de todas las cantidades involucradas hasta aquí se consideran como Promedios Móviles, cuya forma más sencilla es la reseñada con el PPA, aunque es posible introducir otras por programación, con ventanas de tiempo y frecuencias de muestreo ajustables. Las comparaciones se ajustan por tiempo de residencia o propagación.
- 3) Los criterios anteriores se complementan con análisis estadísticos sobre las series temporales, como por ejemplo variaciones de las desviaciones estándar de las series temporales entre la entrada y la salida antes y después de una fuga.
- 4) Adicionalmente, se complementa el método presentado con pruebas de estanqueidad. Esto es muy apropiado para pozos instrumentados con sistemas de "pump-off". Durante el apagado del pozo se producen condiciones de estanqueidad ya que el pozo deja de bombear, con lo que la presión aguas abajo se incrementa por encima de la presión de boca de pozo debido al efecto de bombeo de los otros pozos que llegan a la colectora. En consecuencia las válvulas de retención en boca de pozo y en colectora se cierran, produciéndose las condiciones de estanqueidad. En esta situación, luego de un transitorio post apagado del bombeo, la presión se iguala en todos los puntos de la línea si no existiera fuga. En caso de observar diferencias de presión, se infiere que la línea presenta una fuga. Más aún, en caso de que la presión caiga en el tiempo, también se infiere la existencia de una fuga.

A continuación se resumen las ventajas del sistema de detección propuesto:

- Detección de Flujo multifásico variable en el tiempo.
- Instrumentación de bajo costo y compatible con Sistemas SCADA. Sencillez de instalación, operación y mantenimiento.
- Tiempos de detección considerablemente menores a las actuales, que son del orden de una hora.
- Capacidad de detección de pérdidas mayores del 10% del caudal nominal.
- Baja tasa de falsas alarmas.
- Flexibilidad para ser adaptado a las particularidades de cada emplazamiento y de incorporar mejoras.
- Bajo costo.

En el diagrama de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** puede observarse la

implementación experimental del Método de Análisis de Presión, Complementado con Pruebas de Estanqueidad.

5 ENSAYOS EXPERIMENTALES

Se realizó una primera etapa de ensayos experimentales del método en el que se verificó la metodología propia de PPA. Se instalaron dos sensores de presión, uno en boca de pozo y otro en colectora. Para determinar la existencia de fugas se tomaron registros de las presiones, y se realizaron simulaciones de pérdidas mediante la apertura y cierre de válvulas instaladas a lo largo de la línea de conducción, como se muestra en Figura 2.

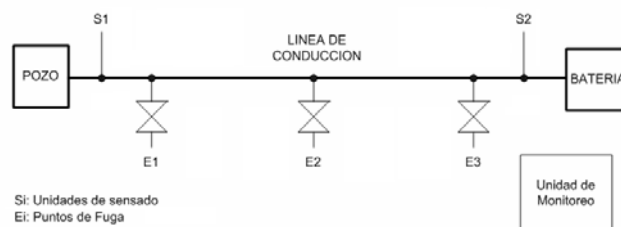


Figura 2. Esquema experimental para ensayos de pérdidas.

Para monitorear la línea de conducción se instalaron dos RTUs, una de Procesamiento y otra de Adquisición. La RTU de Adquisición registró periódicamente la presión de boca de pozo y la transmitió a la RTU de Procesamiento. Esta última adquirió periódicamente la presión de colectora, ejecutó los algoritmos estadísticos necesarios para determinar la existencia de una fuga en la línea y reportó los resultados a SCADA.

Para caracterizar el comportamiento de las presiones durante una fuga, se produjeron fugas mediante la apertura de válvulas instaladas a lo largo de la línea de conducción, en 25%, 50% y 75% de la longitud de la línea. Teniendo en cuenta un diámetro de la línea de 4" y válvulas a instalar de 2" las pérdidas simuladas fueron como máximo de un 50%.

Las fugas fueron ensayadas en pozo CG-611 del yacimiento de Las Heras de YPF. Los resultados se observan en la Tabla y en la Figura 2.

Hora	Ubicación	Apertura	Presión [psi]	Alarma
14/03/2007 10:28:43	25%	10%	51.810.916	SI
14/03/2007 10:29:00	25%	10%	50.971.020	SI
14/03/2007 10:44:22	50%	10%	47.042.284	SI
14/03/2007 10:45:00	50%	10%	46.344.268	SI
14/03/2007 11:00:00	75%	100%	47.990.706	NO
14/03/2007 11:28:00	75%	100%	47.850.481	NO

Tabla 2. Registro de presiones y detección de fugas.

Se observó que el algoritmo en tiempo real se comportó de la manera esperada, detectando rápidamente pérdidas en el 25% y 50% de la longitud de la línea de conducción. Como la

dinámica de las fugas es similar a la condición de apertura de la válvula de retención en las proximidades de la colectora, no fue posible discernir entre ambas situaciones sin más información que la presión de pozo, teniendo en cuenta que la presión en colectora no reporta información útil para la detección.

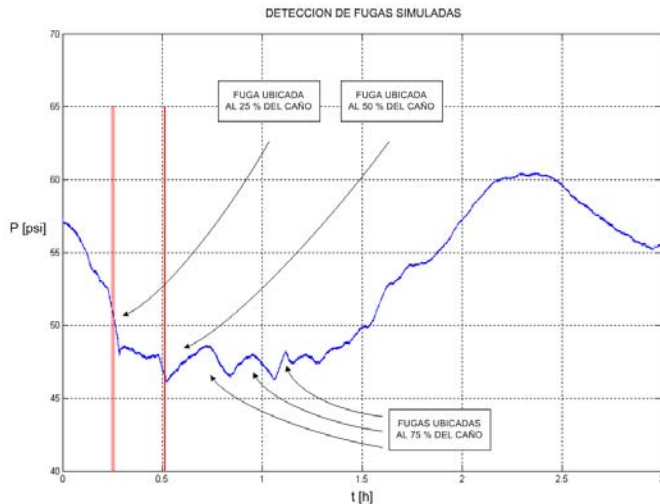


Figura 2. Verificación de algoritmo en campo.

Se determinó que, aceptando el monitoreo de la línea hasta un 50% de la longitud de la misma, el algoritmo funcionó correctamente. Esta situación, si bien es evidentemente restrictiva, contempla la boca de pozo que es la parte de la línea donde se producen con mayor frecuencia las fugas.

Adicionalmente, se concluyó a partir de los estudios y de los resultados experimentales que se requiere la instalación de sólo un sensor de presión para poder detectar el 50% de la línea y éste debe estar ubicado cercano a boca de pozo. Esto reduce aún más los costos del sistema de detección.

6 CONCLUSIONES

Se realizó un relevamiento de las tecnologías y métodos de detección de fugas en cañerías existentes. En el mismo se reseñaron las principales tecnologías empleadas, resaltándose sus ventajas y desventajas, y su aplicabilidad a las características del sistema de cañerías de producción. Del análisis técnico se concluyó que las únicas aplicables son las tecnologías basadas en sensores externos (Cables de Sensado y Sensado de Vapor) y la tecnología interna basada en el Análisis de Puntos de Presión (PPA). Las dos primeras fueron luego descartadas debido al excesivo costo económico. Se desarrolló una variante de la técnica PPA que denominamos Método de Análisis de Presión Complementado con Pruebas de Estanqueidad que complementa el método conocido de PPA con un método alternativo consistente en el uso de las dos válvulas de retención para permitir la realización de pruebas de estanqueidad periódicas o como verificación de una alarma de fuga generada por el sistema de evaluación de presiones. De esta

manera se logró la integración de diferentes métodos de detección y se logró cierta redundancia.

Se realizó una primera etapa de ensayos experimentales que permitieron concluir que la tecnología desarrollada de PPA función correctamente para fugas realizadas sobre el 50% de la línea más cercano a boca de pozo. Se concluyó además que el sistema puede funcionar monitoreando el 50% de la línea con sólo un sensor de presión lo cual permite abaratar aún más los costos de esta tecnología, resultando que los costos de instalación de esta tecnología por línea de conducción fueron sustancialmente menores que las tecnologías comerciales existentes.

7 REFERENCIAS

1. "API 1130: Computacional Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines", 2da. Edición. American Petroleum Institute, Noviembre 2002.
2. "Hazardous liquid leak detection techniques and processes". Jim C. P. Liou; Robert J. Hall; Mona C. McMahon. General Physics Corporation, April 2003.
3. "Worldwide Assessment of Industry Leak Detection Capabilities for Single and Multiphase Pipelines". Stuart L. Scott; Maria A. Barrufet. Department of Petroleum Engineering Texas A&M University, August 2006.
4. "Best available technology – Final Report". Alaska Department Environmental Conservation, April 2005.
5. "Leak Detection and Locating – A Survey" (PSIG 0301). Gerhard Geiger. University of Applied Sciences, Faculty of Electrical Engineering, Gelsenkirchen, Germany.
6. "Technical Review of Leak Detection Technologies - Crude Oil Transmission Pipelines". Alaska Department Environmental Conservation
7. "PAL-AT Installation Manual". PermaPipe, Inc., 2006
8. "PAL-AT Leak Detection/Location System Guide Specification". PermaPipe, Inc.
9. "PAL-AT Sensor Cables". PermaPipe, Inc., 2005.
10. "PAL-AT PALCOM Software". PermaPipe, Inc., 2005.
11. "PAL-AT Microprocessor Based Leak Detection / Location Monitoring Unit". PermaPipe, Inc., 2005.
12. "TraceTek Leak Detection Master Module TTDM-128". Tyco Thermal Controls.
13. "TraceTek Sensor Interface Module TTSIM-1". Tyco Thermal Controls.
14. "TraceTek Alarm Module TTA-SIM". Tyco Thermal Controls.
15. "TraceTek Fuel-Sensing Cable TT5000". Tyco Thermal Controls.
16. "WaveAlert Technology and Qualifications". Acoustic System Incorporated, Diciembre 2001.
17. "LEOS – Leak Detection and Location System". Siemens, 1998
18. US Patent 4,796,466 (1989): System for Monitoring Pipelines.