

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA QUIMICA Y TEXTIL



**“ESTUDIO DE ALGORITMO DE UN SISTEMA DE DETECCION
DE FUGAS EN UN DUCTO”**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO QUIMICO

POR LA MODALIDAD DE ACTUALIZACION DE CONOCIMIENTOS

PRESENTADO POR:

MELISSA GINA HOYOS PASTOR

LIMA – PERU

2006

RESUMEN

El presente informe consiste en el estudio del desarrollo de un algoritmo que permita al supervisor la detección de fugas de un sistema de transporte por ductos de gas natural, líquidos o productos de petróleo y responder ante una perturbación en la operación, que podría ser indicación de una pérdida de fluido, considerando la importancia del porque se debe controlar una fuga y como disminuir la probabilidad de ocurrencia.

El sistema en estudio será un poliducto, con una estación de salida del ducto y una estación de llegada, donde se considera la ubicación de una estación de medición y una sala de control de operación y detección de fugas.

El estudio toma como base metodologías existentes para la detección de fugas en líneas de transporte de gas y líquidos, basadas en el envío de señales desde el campo hacia una sala de control para permitir la presentación de la data, ejecutar el análisis y definir la acción apropiada. Estos métodos están basados en los parámetros externos, que es de carácter cualitativo y solo refleja un tipo de parámetro por vez como calor, ruido, etc.; y los métodos basados en parámetros internos que consisten en censar la presión, densidad, temperatura, viscosidad, flujo, velocidad sónica del producto, entre otros. Estos parámetros serán datos de entrada para el diseño del algoritmo.

El algoritmo para detección de fugas a implementar en la estación de control del sistema en estudio, permite registrar todos los parámetros operativos del poliducto en tiempo real, donde cualquier cambio en el comportamiento normal del sistema será anunciado con la activación de alarmas visuales y audibles, para que el supervisor de la línea realice una investigación para confirmar una posible fuga e iniciar las acciones respectivas.

INDICE

I- INTRODUCCIÓN	05
II- PETRÓLEO – CONCEPTOS BÁSICOS	06
2.1. Componentes	06
2.2. Propiedades	06
2.3. Transporte	08
III- GENERALIDADES SOBRE LA CIRCULACIÓN DE FLUIDOS	10
IV- TRANSPORTE DEL PETRÓLEO POR DUCTOS	11
4.1. Características	11
4.2. Riesgos	12
V- IMPORTANCIA DE LA DETECCIÓN Y CONTROL DE FUGAS	14
5.1. Protección ambiental	14
5.2. Normativa Peruana	15
5.3. Costos	16
VI- DISMINUIR LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FUGA	18
6.1. Análisis de riesgos	18
6.2. Tarea del supervisor	20
VII- BASES PARA DISEÑAR UN ALGORITMO DE UN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS	22
7.1. Conservación de la masa	22
7.2. Conservación de la energía	23

7.3.	Segunda Ley de Newton de Movimiento	23
7.4.	Propiedades del fluido y tubería	24
VIII-	MÉTODOS DE DETECCIÓN DE FUGAS	25
8.1.	Métodos basados en parámetros externos	25
8.2.	Métodos basados en parámetros internos	27
IX-	DESARROLLO DEL ALGORITMO	35
9.1.	Recolección de información	36
9.2.	Factores ha considerar	37
9.3.	Selección del método para la detección de fugas	41
9.4.	Diseño de un algoritmo	42
9.5.	Control con un sistema SCADA	43
9.6.	Tarea del supervisor	45
9.7.	Frecuencia de evaluación	46
9.8.	Interferencias en la evaluación	48
X-	EJEMPLO DE APLICACIÓN DE UN ALGORITMO DE UN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS.....	50
XI-	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	59
XII-	BIBLIOGRAFÍA	60

I- INTRODUCCION

Cada año, en las operaciones de distribución y transmisión de gas y líquidos por tubería se producen fugas. La mayoría de estos incidentes reportados para estas operaciones están relacionados históricamente a defectos de los materiales, a la corrosión interna, y al daño de las fuerzas externas a la que están expuestas (la naturaleza del medio ambiente). De éstos, la categoría de daño por las fuerzas externas produce un número mayor de fugas.

Dada la importancia que hoy tiene la protección al medio ambiente, las fugas de petróleo o derivados cuando se transportan por ductos, representan una fuente de emisión de efluentes contaminantes que puede tener acceso por su recorrido a fuentes de agua potable, aguas superficiales, comunidades rurales, suelos de cultivo, etc.; provocando una severa contaminación, por lo tanto es necesario que los sistemas de transporte de estos fluidos cuente con un sistema de detección de fugas.

El objetivo del presente informe es entender que método de detección de fugas se adecua más en determinados sistemas y como desarrollar los algoritmos para la detección de una fuga, de tal manera que permitan al supervisor del ducto responder ante una operación anormal, lo cual podría ser indicación de una pérdida de fluido.

II- PETROLEO – CONCEPTOS BASICOS

2.1. Componentes

El petróleo es una mezcla de gran variedad de aceites minerales, llamados "hidrocarburos". Esta variedad de hidrocarburos forma una serie que va desde el asfalto grueso y pesado, o cera sólida a temperaturas ordinarias, hasta los aceites muy volátiles, tal como la gasolina, y técnicamente incluye también hidrocarburos gaseosos; a presiones suficientemente altas, estos gases son también líquidos. Todos estos hidrocarburos se encuentran generalmente presentes al principio en forma de petróleo crudo líquido, en el subsuelo, a alta presión.

La composición elemental del petróleo normalmente está comprendida dentro de los siguientes intervalos:

Elemento	%Peso
Carbón	84 - 87
Hidrógeno	11 - 14
Azufre	0 - 2
Nitrógeno	0.2

Por sus compuestos de hidrógeno y carbono, se le denomina hidrocarburo.

2.2. Propiedades

El petróleo es un líquido oleaginoso, inflamable, cuyo color varía de incoloro a negro, y consiste en una mezcla de hidrocarburos con pequeñas cantidades de otros compuestos; que tienen distintos puntos de ebullición, que van desde -44°F (propano, -42°C) hasta 1.500°F (~820°C) que es el punto de ebullición del asfalto.

Como los hidrocarburos del petróleo son muy numerosos y difíciles de identificar, se agrupan por fracciones o cortes. Cada fracción o corte tiene distintas propiedades (API, azufre, viscosidad, presión de vapor,

etc.), las que se miden mediante equipos de laboratorio durante el ensayo de destilación TBP (Temperatura de ebullición real) o se estiman a partir de algunas propiedades básicas, mediante correlaciones experimentales cuando no se dispone de ellas.

Además el petróleo es insoluble en agua y de menor densidad que ella, algunas variedades son extremadamente viscosas mientras que otras son bastante fluidas.

En gran parte, una densidad referencial a 15°C y 1 atm., ρ_o , se puede utilizar para identificar los productos mostrados en la siguiente Tabla (según ASTM). Note que la densidad de referencia entre petróleos crudos y productos se superpone.

Fluido	Rango de densidad referencial (kg/m ³)
Petróleo crudo	$610.0 \leq \rho_o < 1075.0$
Gasolina	$653.0 \leq \rho_o < 770.5$
Gasolina-Turbo	$770.5 \leq \rho_o < 787.5$
Turbo Combustible	$787.5 \leq \rho_o < 839.0$
Petróleo Combustible	$839.0 \leq \rho_o < 1075.0$

Es habitual clasificar al petróleo dentro de tres grandes tipos considerando sus atributos específicos y los subproductos que suministran:

- **Petróleo Asfáltico** - negros, viscosos y de elevada densidad: 0.95 g/ml. en la destilación primaria producen poca nafta y abundante fuel oíl, quedando asfalto como residuo.
- **Petróleo Parafínico** - de color claro, fluidos y de baja densidad: 0.75-0.85 g/ml. rinden más nafta que los asfálticos. Cuando se refina sus aceites lubricantes se separa parafina.
- **Petróleo Mixto** tienen características y rendimientos comprendidos entre los dos anteriores.

2.3. Transporte

El paso inmediato al descubrimiento y explotación de un yacimiento de petróleo es su traslado hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a exportación.

El papel del transporte en la industria petrolera es importante. Normalmente para los países que se autoabastecen y más aún para los países que exportan, los campos petrolíferos se encuentran en zonas muy alejadas de los lugares o centros de consumo. En el mundo del petróleo los oleoductos y los buques tanques son los medios por excelencia para el transporte del crudo, de modo que la conducción del petróleo hasta las refinerías exige inversiones considerables, tanto si se trata de oleoductos (líneas de tuberías), que van del pozo al puerto de destino más próximo, como de buques cisterna, cuyas dimensiones son cada vez mayores. El inventario necesario para compensar las irregularidades de la navegación están constituidos por depósitos en los puertos de destino.

Oleoductos

La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende del tamaño de la tubería. Es decir, entre más grande sea el diámetro, mayor la capacidad. Existen oleoductos troncales que llegan a medir hasta más de 40 pulgadas de diámetro.

Estas líneas pueden ir sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía. Generalmente van enterradas a 1.50/2.0 metros de profundidad y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales, dependiente esta de la corrosividad del suelo.

En la parte inicial del oleoducto una "estación de bombeo" impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones para que le permitan superar sitios de gran altura, como las cordilleras.

Los oleoductos disponen también de válvulas que permiten controlar el paso del petróleo y atender oportunamente situaciones de emergencia, como son rupturas o picaduras de las tuberías por efectos de la naturaleza y así evitar la fuga del petróleo.

El gas natural se transporta en idénticas circunstancias, pero en este caso la tubería se denomina "gasoducto".

Buques Cisterna

Los buque-cisterna son a su vez enormes barcos dotados de compartimientos y sistemas especialmente diseñados para el transporte de petróleo crudo, gas, gasolina o cualquier otro derivado. Son el medio de transporte más utilizado para el comercio mundial del petróleo.

La capacidad de estas naves varía según el tamaño de las mismas y de acuerdo con el servicio y la ruta que cubran. Algunas pueden transportar cientos de miles de barriles e incluso millones. En Europa se emplean superpetroleros de 300,000 y 500,000 toneladas de carga, actualmente se construyen superpetroleros de hasta 1 millón de toneladas de carga bruta.

III- GENERALIDADES SOBRE LA CIRCULACIÓN DE FLUIDOS

Un fluido en reposo o en movimiento esta siempre sometido a fuerzas de presión, que son, o bien la presión atmosférica, o bien la presión ejercida por un aparato mecánico que sirve para introducir el fluido en el sistema que lo contiene (compresor, bomba, eyector).

Por otra parte, un fluido en reposo o en movimiento esta siempre situado en un campo de fuerzas que llamaremos esfuerzos exteriores, este campo comprende siempre las fuerzas naturales de la gravedad, a las que pueden añadir fuerzas artificiales, tales como las de centrifugación o electrostáticas para partículas cargadas. Si existe equilibrio entre las fuerzas de presión y las fuerzas exteriores, el fluido estará en reposo, de lo contrario estará en movimiento y adquirirá una velocidad.

La viscosidad es una magnitud física que mide la resistencia interna al flujo de un fluido, resistencia debida al rozamiento de las moléculas que se deslizan unas contra otras. La inversa de la viscosidad es la fluidez.

Los accesorios de tubería, se colocan entre los tramos rectos de las tuberías, frecuentemente, codos, tes y reducciones de sección, así como válvulas de diversos tipos, checks, filtros, etc. Todos estos accesorios absorben una cantidad determinada de energía del fluido que es preciso considerar cuando se efectúa un cálculo cuidadoso. Estas pérdidas corresponden, por un lado, al rozamiento con las paredes y por otro a los cizallamientos de la vena fluida y a los remolinos.

IV- TRANSPORTE DEL PETRÓLEO POR DUCTOS

4.1. Características

Las líneas de tuberías de petróleo (oleoducto) son el complemento indispensable y a veces el competidor del navío de alta mar: en efecto, conduce el petróleo del yacimiento (que se encuentra a miles de kilómetros) al puerto de embarque de la costa más cercana; ó del yacimiento directamente a la refinería o finalmente, del puerto de desembarco a la refinería.

En suma, el transporte de petróleo por ductos tiene dos momentos netamente definidos: el primero es el traslado de la materia prima desde los yacimientos hasta la refinería donde finalmente será procesada para obtener los productos derivados; el segundo momento es el de la distribución propiamente dicha, cuando los subproductos llegan hasta los centros de consumo.

Los oleoductos troncales (o principales) son tuberías de acero cuyo diámetro miden hasta más de 40 pulgadas y que se extienden a través de grandes distancias, desde los yacimientos hasta las refinerías o los puertos de embarque. Están generalmente enterrados y protegidos contra la corrosión mediante revestimientos especiales.

El petróleo es impulsado a través de los oleoductos por estaciones de bombeo, controlados por medios electrónicos desde una estación central, que hacen que el petróleo avance continuamente a unos cinco kilómetros por hora.

La instalación de oleoductos y gasoductos requiere gran cantidad de estudios previos, en los cuales se tiene en cuenta todo lo que puede acortar o beneficiar el proceso de transporte. En el caso de la construcción de un oleoducto o gasoducto que tiene que cruzar montañas, ríos o desiertos, constituye una gran tarea de ingeniería

Hoy en día, el sistema de transporte de hidrocarburos por tuberías resulta tan eficiente y económico que existen miles de kilómetros de ellas.

Las tecnologías de estas instalaciones son diversas y permanentemente actualizadas procurando la llegada de los combustibles a sus usuarios en los lugares, momentos y cantidades requeridas, con el mínimo riesgo ambiental.

Los poliductos son sistemas de tuberías destinados al transporte de hidrocarburos o productos terminados. A diferencia de los oleoductos convencionales dedicados exclusivamente al transporte de petróleo crudo, los poliductos transportan una gran variedad de combustibles ya procesados en la refinería. A través de ellos pueden trasladarse principalmente kerosene, combustibles para aviación, naftas, gas oil y gases. El transporte se realiza en estaciones sucesivas. Sucede normalmente que un poliducto de grandes dimensiones contenga cuatro o cinco productos diferentes en distintos puntos de su recorrido, que son entregados en la terminal de recepción o en estaciones intermedias ubicadas a lo largo de la ruta. Para esta operación se programan los envíos: las presiones y la velocidad de desplazamiento de cada producto son controladas por medio de centros de computación.

4.2. Riesgos

El mayor riesgo que presenta el transporte de petróleo por tuberías es la posibilidad de una fuga. Tradicionalmente, los estudios de riesgo en ductos han enfocado sus consecuencias potenciales hacia los incidentes relacionados con derrames de hidrocarburos o a efectos de la explosión e incendio del ducto, sin embargo, se debe tener en cuenta la posible contaminación de suelos, fuentes de agua potable, aguas superficiales y aguas subterráneas, emisiones a la atmósfera, afectaciones a las comunidades aledañas, y/o empresas vecinas.

Los accidentes industriales que se deben prever en todo ducto , y que afectan seriamente al ambiente, las comunidades humanas y las instalaciones, dependen básicamente de las siguientes circunstancias: presión, temperatura y concentración de las diversas sustancias presentes, así como las condiciones de los recipientes, construcción y diseño de los equipos, las características del transporte de dichas sustancias y los factores meteorológicos que influyen directamente en la dispersión de nubes de gases o nieblas

En este sentido, es importante señalar que el riesgo total que presenta una instalación industrial para el transporte por ductos, puede distinguirse en el riesgo intrínseco, que depende de la naturaleza de los materiales que se manejen, de las modalidades energéticas utilizadas y la vulnerabilidad de los diversos equipos que lo integran y el riesgo de instalación, que depende de las características del sitio en que se encuentra ubicada, donde pueden existir factores que magnifican los riesgos que pueden derivar en accidentes (condiciones meteorológicas, vulnerabilidad de la población aledaña, ecosistemas frágiles, infraestructura para responder a accidentes, entre otros).

V- IMPORTANCIA DE LA DETECCIÓN Y CONTROL DE FUGAS

La detección y control de fugas es importante para poder disminuir la probabilidad de ocurrencia de una fuga y el impacto de los eventos negativos que se pueda presentar ante la presencia de una, como son: impactos negativos en el medio ambiente, en el negocio e impacto en la población. Por lo tanto para desarrollar un sistema adecuado para el transporte por ductos es importante tener en cuenta los siguiente aspectos.

5.1. Protección ambiental

La creciente concientización en materia de seguridad y medio ambiente en las actividades de la industria petrolera, por el riesgo potencial y el impacto al ambiente que implican, hacen que el proceso de revisión de los proyectos sea cada vez más importante y sofisticado, en particular lo referente a la protección al ambiente.

El identificar, con anticipación cualquier efecto potencial adverso que pudiera presentarse desde la planeación del proyecto, o en su defecto durante las etapas de construcción, operación y/o desmantelamiento, es un factor de suma importancia en la toma de decisiones de un proyecto, ya que nos permite implementar medidas preventivas de mitigación que reducirán o eliminarán cualquier evento indeseable o perjudicial y cuyo beneficio inmediato será traducido en disminución de costos, protección al entorno y a las vidas de los trabajadores, así como un mejor aprovechamiento de los equipos.

Con el incremento en la normativa ambiental, el análisis de riesgo y el estudio de impacto ambiental tienen que ser reorientados hacia la toma de decisiones y hacia las acciones preventivas, más que correctivas. Es necesario desarrollar y aplicar técnicas de análisis de riesgo ambiental, así como políticas del uso del suelo que eviten la coexistencia de zonas urbanas o ecológicamente sensibles y áreas industriales de alto riesgo, para prevenir daños de consideración en caso de presentarse emergencias

ambientales como son los casos de fugas en los ductos de transporte del petróleo.

5.2. Normativa Peruana

La normativa peruana toma en cuenta los problemas medioambientales que pudiera presentarse si se produjera una fuga en cualquier sector del recorrido de un ducto durante el transporte de Hidrocarburos, por lo que hace referencias en los siguientes puntos:

- En el “Reglamento de Seguridad para el Transporte de Hidrocarburos” Decreto Supremo No 026-94-EM, Título II “Ductos” hace mención que ha sido derogado por el D.S. No 041-99-EM.
- En el “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos” Decreto Supremo No 041-99-EM, en el TITULO IX – Protección Ambiental – en el Artículo 152 dice: La protección del Ambiente en materia de Transporte de Hidrocarburo, se rige por el Reglamento para la Protección Ambiental en las actividades de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo No 046-93-EM, sus normas modificatoria, complementarias y conexas, el Decreto Legislativo No 613 Código del Medio Ambiente y los Recursos Naturales y demás disposiciones pertinentes. El Concesionario podrá aplicar, además de dichas normas y disposiciones nacionales, otras más exigentes aceptadas por la industria internacional de Hidrocarburos para circunstancias similares. Además deberá evitar en lo posible se vean afectadas las comunidades nativas y campesinas, para ello se incluirá en los estudios de Impacto Ambiental respectivo las medidas necesarias para prevenir, minimizar o eliminar los impactos negativos sociales, culturales, económicos y de salud.

Además en el presente reglamento - Anexo I - “Normas de Seguridad para el transporte de Hidrocarburos por Ducto”, en el TITULO II “Diseño” con respecto al control de fugas se hace mención de la

instalación de válvulas de bloqueo en las líneas según lo establecido en las normas ANSI/ASME y según el EIA (Artículo 17); y además el sistema de transporte debe estar equipado con un sistema automático de supervisión, control y lectura de parámetros a distancia (SCADA), donde en el diseño de la instrumentación de campo y el sistema SCADA, debe incluirse los dispositivos y el software necesarios para implementar un sistema automático de detección de fugas en la línea (Artículo 21).

- En el “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos” Decreto Supremo No 046-93-EM, es derogado por el Decreto Supremo 015-2006-EM donde especifica que en los ductos se instalaren estratégicamente válvulas de bloqueo para minimizar los derrames y fugas en caso de roturas u otras fallas de la tubería. (TITULO X – Articula -83e).

5.3. Costos

Los costos en los que se pueden incurrir si se diera el caso de una fuga estarían comprendidos en dos aspectos:

- a. Multas por Contaminación Ambiental;** Sanciones por el incumplimiento al “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos” Decreto Supremo No 015-2006-EM, según lo estipulado en TITULO XIV – “De las Infracciones y Sanciones”, el responsable será pasible de sanciones administrativas por parte de OSINERG, las que deberán aplicarse de acuerdo a su Reglamento de Infracciones y Sanciones, teniendo en cuenta la magnitud y gravedad del daño ambiental así como los antecedentes ambientales del infractor. Con una pena máxima del cese definitivo de sus actividades.
- b. Pérdida de Producto;** que representa pérdidas en inversión de materia prima, producción y transporte. En muchos casos estas

pérdidas pueden resultar menor, que las impuestas por contaminar el medio ambiente (incumplimiento del D.S. No 015-2006-EM).

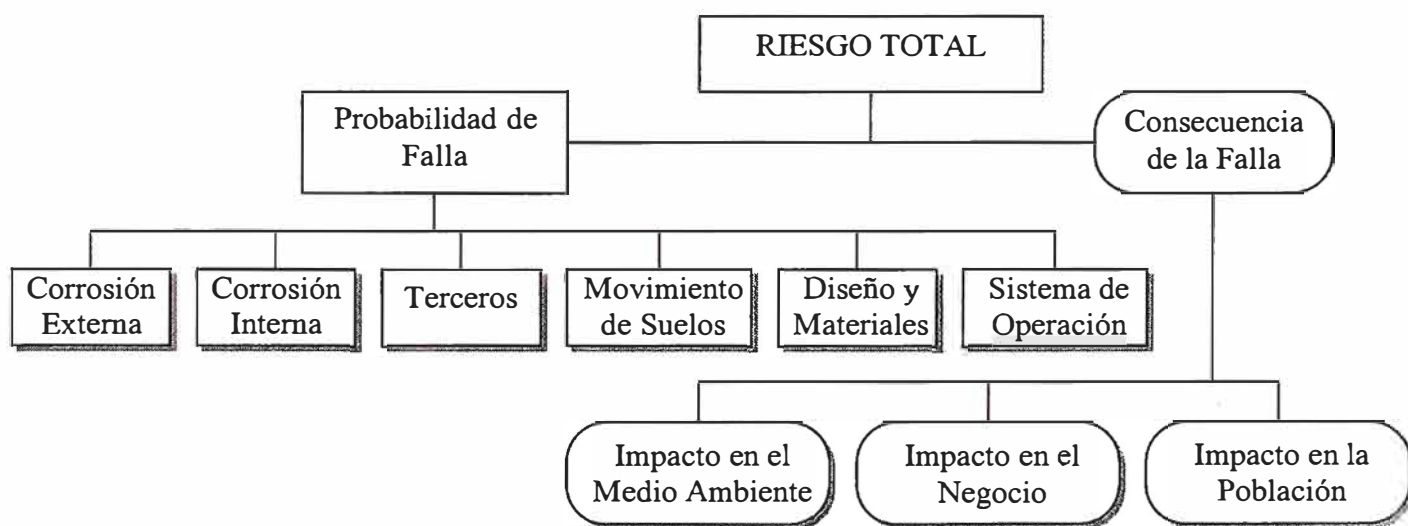
VI- DISMINUIR LA PROBABILIDAD DE OCURRENCIA DE UNA FUGA

Para disminuir la probabilidad de ocurrencia de una fuga es importante realizar un análisis de riesgo al sistema y además tomar en cuenta las funciones que el supervisor del sistema debe cumplir.

6.1. Análisis de riesgos

Los análisis de riesgos enfocan las características críticas (referido a las variables) que cualquier aumento o disminución del riesgo sea identificado. Una vez identificado, se establece una relación entre las variables y atributos. Esta relación llega a ser el conjunto de reglas por que todo el sistema de tuberías son evaluadas. Una configuración típica de esta relación es:

Relación Típica de un Análisis de Riesgo



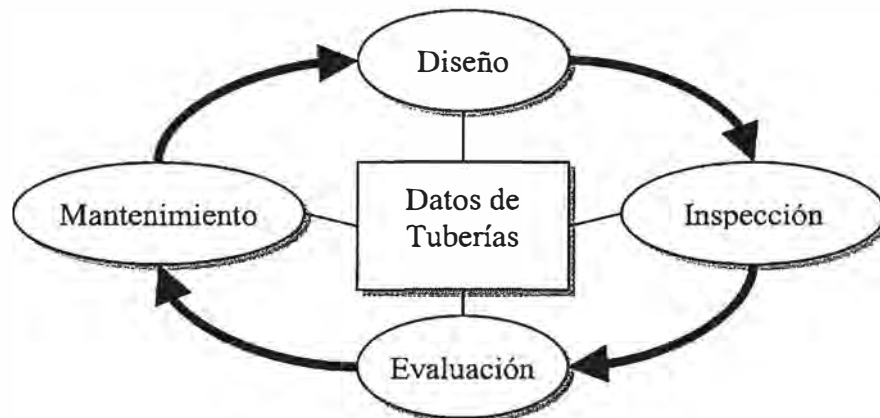
La habilidad de calcular el riesgo cambiante en una tubería como una función de la posición (metro por metro), los cambios del diseño o los factores de la consecuencia de fuga (ambiental o la población) aumenta mucho la sensibilidad del modelo.

Existen programas de manejo del riesgo estructurado y formalizado para la industria de tubería que permiten enfocar alternativas que regulen la probabilidad de ocurrencia de una fuga durante el transporte por tubería de los fluidos, mediante:

- La identificación de tubería - los riesgos específicos.
- Asignar los recursos más efectivos a las actividades de control de riesgos.
- Controlando la seguridad y el desempeño ambiental que dirige a una mayor seguridad y a la protección ambiental.
- Mejorar la eficiencia y la fiabilidad de las operaciones de transmisión por tubería.

Un programa efectivo de manejo de riesgo utiliza los componentes resumidos en la siguiente figura:

Ciclo de Evaluación del riesgo



La evaluación gira alrededor de un conocimiento completo de cada segmento individual de la tubería y que tiene correlación con el conjunto del sistema de tuberías de la compañía. Una evaluación apropiada empieza con una evaluación de los datos actualmente disponibles de sistema (el diseño de la tubería, características de producto, las condiciones del derecho de vía) en conjunto con programas de

inspección que controla el desempeño de la corrosión de la línea (Inspección de la protección catódica, los resultados de la inspección en la línea). Con las características del sistema, y su desempeño bajo esas condiciones, se hace una evaluación basado en una experiencia de la compañía para identificar las ubicaciones de más alto riesgo. Con el conocimiento de las áreas del más alto riesgo, se determina programas de mantenimiento y opciones de diseños que den mayor seguridad de transporte en el futuro al sistema de tuberías.

6.2. Tarea del supervisor

La lista siguiente proporciona una guía para el supervisor del sistema de transporte, que tiene que tomar en cuenta obligatoriamente y así disminuir la probabilidad de ocurrencia de una fuga:

- El terreno que rodea la tubería. El supervisor debe considerar el contorno del perfil de la tierra y si podría permitir al líquido de una fuga entrar en un área de alta consecuencia. El supervisor puede obtener esta información de mapas de topografía.
- Los sistemas de desagüe tales como las corrientes pequeñas y otras vías navegables (ríos, lagunas) que podrían servir como un conducto a un área de alta consecuencia.
- El cruce de campos de cultivo. El supervisor debe considerar la posibilidad de un derrame en los campos que estén en la ruta que sigue la tubería, de igual forma en el cruce dentro de una vía navegable (ríos, lagunas).
- El cruce de la tubería por calzadas con zanjas laterales. Las zanjas podrían llevar un derrame a una vía navegable.
- La naturaleza y características del producto que la tubería transporta (productos de refino, petróleos crudos, líquidos sumamente volátiles, etc.). Los líquidos sumamente volátiles llegan a ser gaseosos cuando

están expuestos a la atmósfera. Un derrame podría crear una nube de vapor que podría asentarse en los niveles más bajos del perfil del suelo.

- El apoyo físico de segmentos de tubería tal como un puente colgante de cable. Un operario debe buscar indicadores de estrés en la tubería (esfuerzos de apoyos, apoyo en soportes inadecuado), la corrosión atmosférica, el vandalismo, y otros signos obvios de un mantenimiento no adecuado.
- Las condiciones de operación de la tubería (la presión, la tasa de flujo, etc). La exposición de la tubería a una presión de operación que excede el máximo establecido.
- El gradiente hidráulico de la tubería
- El diámetro de la tubería, el volumen potencial de la fuga, y de la distancia entre los puntos del aislamiento (válvulas de bloqueo).
- Las sendas físicas potenciales entre la tubería y el área alta de consecuencia.
- La capacidad de respuesta del sistema de control ante una fuga (tiempo de respuesta, la naturaleza de respuesta).
- Las fuerzas naturales potenciales inherentes al área (las zonas de inundación, los terremotos, áreas de subsídiense, etc.)

VII- BASES PARA DISEÑAR UN ALGORITMO DE UN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS

En principio, si la tasa del flujo másico a la salida de una tubería es más pequeña que a la entrada, y además el cambio másico del inventario se ha justificado apropiadamente, entonces deben existir una fuga o fugas. En la práctica, se deben tener en cuenta las incertidumbres causadas por los cambios en el flujo y en la estimación del cambio masivo del inventario. Consecuentemente, una predicción que determina con mayor certeza de ocurrencia de una fuga no es posible. Para tener un mejor entendimiento del comportamiento de un fluido y detectar correctamente una fuga, se debe tener en cuenta los principios de la conservación de masa y energía y la Segunda Ley de Newton de Movimiento que nos permiten describir a la presión y al flujo en un segmento de la tubería como una función del espacio y el tiempo.

7.1. Conservación de la masa

La expresión cuantitativa del principio de la conservación de masa depende del estado del flujo. Para flujo constante donde no hay cambios en el inventario másico en el segmento de tubo, la conservación de masa demanda que el flujo másico de entrada es idéntico al flujo másico de salida.

El flujo inestable o el flujo transitorio es un estado habitual del flujo. En el flujo inestable, los cambios en la presión causan cambios en el inventario másico en la tubería. Este cambio sucede simultáneamente en dos formas principales: compresión del líquido y cambios en la densidad, a través del recorrido de la tubería. La importancia relativa de los dos depende de la compresibilidad del líquido, del diámetro y espesor de la pared de la tubería. Por lo tanto, además del flujo másico de entrada y salida, las características por deformación de esfuerzos

entre el fluido y la tubería son necesarias indicar en el principio de la conservación de la masa.

7.2. Conservación de la energía

La primera ley de los estados de termodinámica dice que el aumento de energía en un cuerpo de masa sobre un período de tiempo es igual a la diferencia entre el calor transferido a la masa y el trabajo hechos por la masa durante el mismo período. Para el flujo en tuberías, la energía se puede separar en una parte mecánica y una parte térmica. Durante el proceso de transporte del flujo, parte de la energía mecánica se convierte a través de la viscosidad en la energía térmica. Consecuentemente, hay una pérdida de energía mecánica. Esta pérdida de energía para una unidad de peso del líquido es llamada pérdida del “Head”.

La pérdida del Head es relacionada con el cuadrado de la velocidad media en el tubo por el factor de la fricción de Darcy-Weisbach ($h_f = f V^2 L/Dg$), que depende del número de Reynolds del flujo y la rugosidad relativa de la pared de tubo (se considera la ecuación de Colebrook - White $\rightarrow 1/\sqrt{f} = -2\log \epsilon/(3.5D) + 2.51/(Re\sqrt{f})$).

7.3. Segunda Ley de Newton de Movimiento

Esta ley indica que la fuerza neta impartida a un cuerpo de masa es igual a la razón de cambio en el momento del cuerpo. Desde que la razón de cambio en el momento es igual al producto de la masa por la aceleración, este principio se puede indicar alternativamente como la fuerza neta impartida es igual a la aceleración másica en el tiempo.

Para flujos transitorios, la presión y el flujo interactúan para mantener un equilibrio dinámico describable por la Segunda Ley de Newton de Movimiento. Para flujos constantes, no hay aceleración y consecuentemente no hay fuerza neta, y este principio no tiene utilidad adicional.

7.4. Propiedades del fluido y de la tubería

Desde el punto de vista de detección de fugas, la densidad másica es uno de las propiedades más importantes de los líquidos. En gran parte, una referencia de densidad en condiciones estándar de 15°C y 1 atm (o grado API a 60°F en unidades inglesas) identificará el tipo del producto. Cada producto (gasolina, turbo combustible y el petróleo industrial) abarca una gama masiva uniforme de la densidad, y tiene una relación única, también visto como ecuaciones del estado, son estandarizados y publicado por la industria del petróleo.

Aunque las unidades utilizadas usuales para la masa son kg o libra, una unidad alternativa de barriles se utiliza en la industria. Estrictamente hablando, el barril es una unidad para el volumen y no de masa. Sin embargo, el barril se puede utilizar como una medida de masa si la siguiente definición se adopta: El barril se refiere a la masa contenida en un barril (42 galones) en la condición estándar de 15°C y una 1 atm. Un barril de un producto más ligero contiene menos masa. El barril, utilizado en conjunto con la densidad másica referencial, es una unidad de interés en la detección de fugas.

Un atributo de la tubería para la detección de fugas es el volumen encerrado como una función de la presión y la temperatura. Para la tubería operada con un flujo, la presión y la temperatura son independientes el uno al otro. Consecuentemente, los cambios en el volumen encerrado debido a la presión y la temperatura se pueden considerar separadamente, y los resultados son por añadidura.

Conocida la presión y la temperatura como una función de la distancia y el tiempo, los cambios en el inventario másico debido a todas las causas en cualquier instante se pueden calcular.

de la fibra, proporcionando un medio de descubrir la presencia local del contaminante.

Los sensores de fibra óptica pueden tener problemas con la estabilidad de su sistema de reactivos. El sistema de fibra óptica en el mercado de hoy puede resultar muy cara su implementación.

8.1.2. Cable de producto sensible

Los cables de productos sensibles son construidos con materiales que se degradan o cambian sus propiedades eléctricas cuando estos están en contacto con ciertos fluidos. Varios cables pueden llegar a ser desarrollados para detectar combustibles, solventes y químicos acuosos. Generalmente, estos cables son compuestos de un alambre conductor de señal, un alambre conductor continuamente monitoreado y un sensor enchaquetado semiconductor envuelta con una trenza de un polímetro de fluor. La capa conductiva de polímero se hincha cuando es expuesto a la mayoría de los hidrocarburos, solvente y combustible. La trenza circundante refrena hinchándose hacia afuera. Cuando el solvente o combustible entran en contacto con el cable, el polímero conductivo interno se hincha y hace el contacto eléctrico con los dos alambres del sensor. El cable debe ser reemplazado en la sección que ha tenido contacto con el solvente o combustible. Los cables deben también ser rugosos y flexibles. La capa conductiva de polímetro debe ser continua y actuar como una barrera contra el agua para prevenir que el sensor provoque una falsa alarma.

8.1.3. Emisiones acústicas

El método acústico de detección de fugas, es aplicado principalmente a tuberías comerciales de gasolineras, se basan en

el fenómeno de una liberación rápida y localizan de energía de discontinuidades de materia en una estructura cuando se colocan en un estado de tensión. Liberación de los componentes, crecimiento de las grietas, fracturas por producto de la corrosión, y frotamiento de superficies emiten energía en forma de sonido de alta frecuencia. Ondas sonoras propagan estas fuentes de energía en todas direcciones de la estructura. Cuando las ondas alcanzan un sensor, el movimiento es convertido a una señal eléctrica. El grado de atenuación (la pérdida de la señal aumenta con la distancia de la fuente) determina la distancia máxima posible entre sensores.

Los sensores acústicos se deben espaciar apropiadamente y poner a la frecuencia correcta. De otro modo, los sensores pueden causar que la computadora señale una fuga que no existe o enmascara un defecto verdadero. Una inversión significativa en computadoras y software se necesita para filtrar interferencia causada por el ruido en las líneas.

El equipo portátil de ultrasonido para discernir escapes en tuberías y tanques se ha utilizado extensamente en la industria.

8.2. Métodos basados en parámetros internos

Consiste en censar los parámetros internos de la línea como son presión, densidad, temperatura, viscosidad, flujo, velocidad sónica del producto, entre otros, los cuales son datos de entrada para el desarrollo del algoritmo.

8.2.1. Balance de línea

Este método se basa en la identificación de la diferencia entre el volumen recibido y el volumen entregado durante las operaciones de transferencia. Esta diferencia es comparada

contra un límite de alarma predeterminada. No hay compensación por cambio en el inventario de la tubería debido a la presión y temperatura.

La diferencia volumétrica se obtiene de los medidores de flujo ubicados en el área de recepción y de entrega. Debido a su simplicidad el balance de línea puede ser realizado manualmente.

8.2.2. Balance volumétrico

Los sistemas de balance de masa o volumen dependen del principio de conservación de masa. Este es un principio aceptable, pero tiene la desventaja de que ignora los efectos transitorios y también al cambio de volumen del producto en la tubería.

Todos estos efectos son suficientes para que los sistemas de balance volumétrico no compensado resulten en falsas alarmas de fuga, cada vez que el inventario de la tubería cambie o cada vez que picos y estados transitorios ocurran durante el transporte del producto por la tubería.

Una manera de compensar esto, consiste en acumular o promediar el balance de masa o volumétrico sobre un determinado periodo de tiempo, o usando tolerancias muy altas para la diferencia. Esto sin embargo, degrada la sensibilidad y por lo tanto el potencial de los sistemas de detección de fugas. En muchas instalaciones los operadores inhiben la operación durante condiciones transitorias (tales como encendido y/o apagado de compresores, estrangulamiento de una válvula, etc.). Esto puede reducir la completa disponibilidad del sistema.

En general los sistemas de balance volumétrico no compensados que operan en estados estables de flujo, no son apropiados para sistemas con un significativo cambio en el inventario de la tubería

o en aquellos donde el sistema de detección de fugas debe operar durante estados transitorios durante largo periodos de operación normal.

8.2.3. Balance volumétrico compensado por temperatura y cambios en el inventario de la tubería

Este método es un balance de volumen mejorado. La corrección del volumen en la tubería se realiza tomando en cuenta los cambios en el inventario de la temperatura, presión, características físicas de la tubería y del producto dentro de la misma.

8.2.4. Sistema basado en modelos transitorios

Estos sistemas emplean modelos matemáticos de simulación, basados en computadoras de una red de tuberías.

Estos métodos son ampliamente usados en redes de tuberías y pueden ser empleados para detectar fugas.

Estos sistemas colectan información de un sistema de adquisición de información o sistema SCADA el cual es usado para manejar un modelo matemático basado en computadoras, llamado Modelo de Tiempo Real (RTM siglas en ingles) de la línea.

Un rango completo de algoritmo comparar las condiciones calculadas con las condiciones medidas actualmente. En términos simples, las desviaciones entre el modelo y los valores medidos permiten identificar una fuga.

Estos sistemas usan modelos dinámicos de la tubería, los cuales calculan en forma precisa los cambios transitorios que ocurren frecuentemente durante operaciones normales diarias (y de emergencia). Ejemplos de tales cambios son los picos que ocurren durante la puesta en marcha, paro o cambio de tanque, o los cambios mas graduales que ocurren en el inventario de la

tubería debido a cambios de flujo o cuando lotes de productos se mueven a lo largo de la tubería. Esta característica del sistema permite que las fugas sean detectadas durante operaciones estacionarias o transitorias y evita que los estados transitorios normales sean interpretados como fugas. Esta habilidad no esta disponible en otros sistemas de detección de fugas y permite que las fugas sean detectadas rápidamente, lo que significa que fugas pequeñas puedan ser detectadas y reduce considerablemente el número de falsas alarmas que podrían ser generadas.

Este método tiene la ventaja de que los algoritmos usados puede combinar dos métodos totalmente diferentes con las cuales se minimiza la generación de falsas alarmas. Estos dos métodos son:

- Desviación de la presión o flujo; los valores de presión y flujo calculados por el RTM son comparados con los valores actuales medidos, mediante el uso de técnicas estadísticas.

Estas técnicas filtran cualquier perturbación tipo ruido que existe y luego calculan la desviación entre los valores medidos y los calculados. Debido a la precisión y repetibilidad inherente del RTM, se pueden establecer límites o niveles de alarma que indiquen con un nivel muy alto de confiabilidad, que una fuga ha ocurrido.

- Balance de masa dinámicamente mejorado (compensado por cambio en el inventario y estado transitorio); se emplean los métodos de balance de masa que comparan la entrada y salida de flujo con el cambio en el inventario en la línea para detectar tanto fugas pequeñas como grandes.

A causa de que el inventario es calculado de un modelo dinámico, estos modelos mejorados incorporan cualquier efecto dinámico que podría estar ocurriendo en la tubería.

8.2.5. Monitoreo de la presión / flujo (o velocidad del fluido)

Este método se basa en el registro o monitoreo de la presión y/o flujo (o velocidad) en la tubería.

La información recolectada de presión y flujo puede utilizarse de tres formas:

- Los valores de flujo y presión los cuales exceden un determinado nivel de alarma son clasificados como alarmas previas.

Inicialmente estos niveles de alarma previas son establecidos por encima del rango de las fluctuaciones operativas del sistema. Después que el sistema ha alcanzado una condición de estado estable, podría ser apropiado establecer límites o niveles cercanos a los valores operativos para el rápido reconocimiento de una anomalía.

- Tendencia de la presión y flujo, que es la representación histórica de la presión o el flujo o de ambos. Estas tendencias podrían ser representadas en un formato tabular o gráfico en el monitor del centro de control para que el supervisor este conciente de las fluctuaciones de estos parámetros. Este método puede usarse para mostrar cambios operativos los cuales pueden inferir fuga de productos.
- Midiendo localmente presión y flujo, calculando la variación de estas variables del proceso con respecto a un intervalo de tiempo indefinido. La velocidad a la cual la presión en la línea, el flujo o ambos cambian con respecto al tiempo

constituyen las dos formas más comunes de esta alternativa llamada a veces método de razón de cambio.

Estos cambios en la presión y el flujo se expanden por todo el sistema y estas técnicas funcionan detectando tanto la razón de cambio o el valor absoluto de dicho cambio, tal como un flujo muy alto o una presión muy baja.

Esta técnica intenta identificar velocidades de cambio en la presión y/o flujo que no corresponden a las condiciones de operación normales, por lo tanto infieren una fuga si las anomalías de operación no pueden ser explicadas.

Tienen el inconveniente de que deben distinguir entre los cambios en flujo y presión que ocurren normalmente y aquellos que pueden ocurrir siguiendo a una fuga.

Esto significa que este método es apropiado para la detección de una fuga masiva (la cual genera cambios que exceden la operación normal), en el caso de fugas pequeñas estos sistemas tienden a emitir falsas alarmas. Adicionalmente estos sistemas no pueden localizar la posición de la fuga, lo cual es un problema cuando se quiere reparar la línea que ha sido afectada. En los casos de falla, dependerá de la sintonización del sistema de tal manera que no se generen tantas falsas alarmas lo cual genere que el supervisor no responda rápidamente.

Este método requiere del criterio del supervisor para reconocer una fuga.

8.2.6. Onda de presión negativa / acústica

Esta técnica se basa en el gradiente negativo de presión que se produce cuando el producto sale por la pared de la tubería. La fuga produce una repentina caída de presión en la tubería en el

punto de la fuga lo cual genera una disminución en la presión que se manifiesta como una onda que viaja corriente arriba y corriente abajo.

Se emplean transmisores de presión de velocidad de respuesta alta y precisión moderada ubicados en puntos apropiadamente seleccionados para medir las fluctuaciones de la presión en la línea. Una caída de presión y recuperación rápida será reportada a la central.

En el cuarto de control la información de todos los puntos de monitoreo es utilizada para determinar si es que se debe o no iniciar una alarma o actuar las seguridades del sistema.

Los sensores deben ser instalados a intervalos regulares (se ha reportado, en algunos casos, que estos intervalos son de varios cientos de metros), por lo que la aplicación de este método en instalaciones que poseen tuberías bajo el mar o de gran distancia son raras.

Este método tiene el inconveniente de que las señales que llegan al centro de control pueden ser afectadas por el ruido causado por otras fuentes (tales como de bombas o válvulas cavitando).

8.2.7. Análisis estadístico

El grado de profundidad en el análisis estadístico varía con los diferentes métodos que se agrupan bajo este título. En una investigación simple, los límites estadísticos pueden aplicarse a un único parámetro para indicar una anomalía operativa. Por otro lado, un método más sofisticado puede correlacionar el promedio de uno o más parámetros para intervalos de tiempo cortos o largos para identificar anomalías.

El método “Control Estadístico de Procesos” (Statistical Process Control – SPC) implica un análisis estadístico de presión, de

flujo o de ambos. Las técnicas del SPC pueden ser aplicadas a información de campo para generar límites de alarmas de fugas para una ventana de tiempo determinada. Una variante particular del método de “Control Estadístico de Procesos” utiliza el balance de línea con data de periodos cortos de operación normal para establecer sus límites máximos y mínimos, si el volumen en análisis, para el periodo de tiempo evaluado, viola la prueba de control estadístico de procesos, el sistema de detección de fugas activará la alarma.

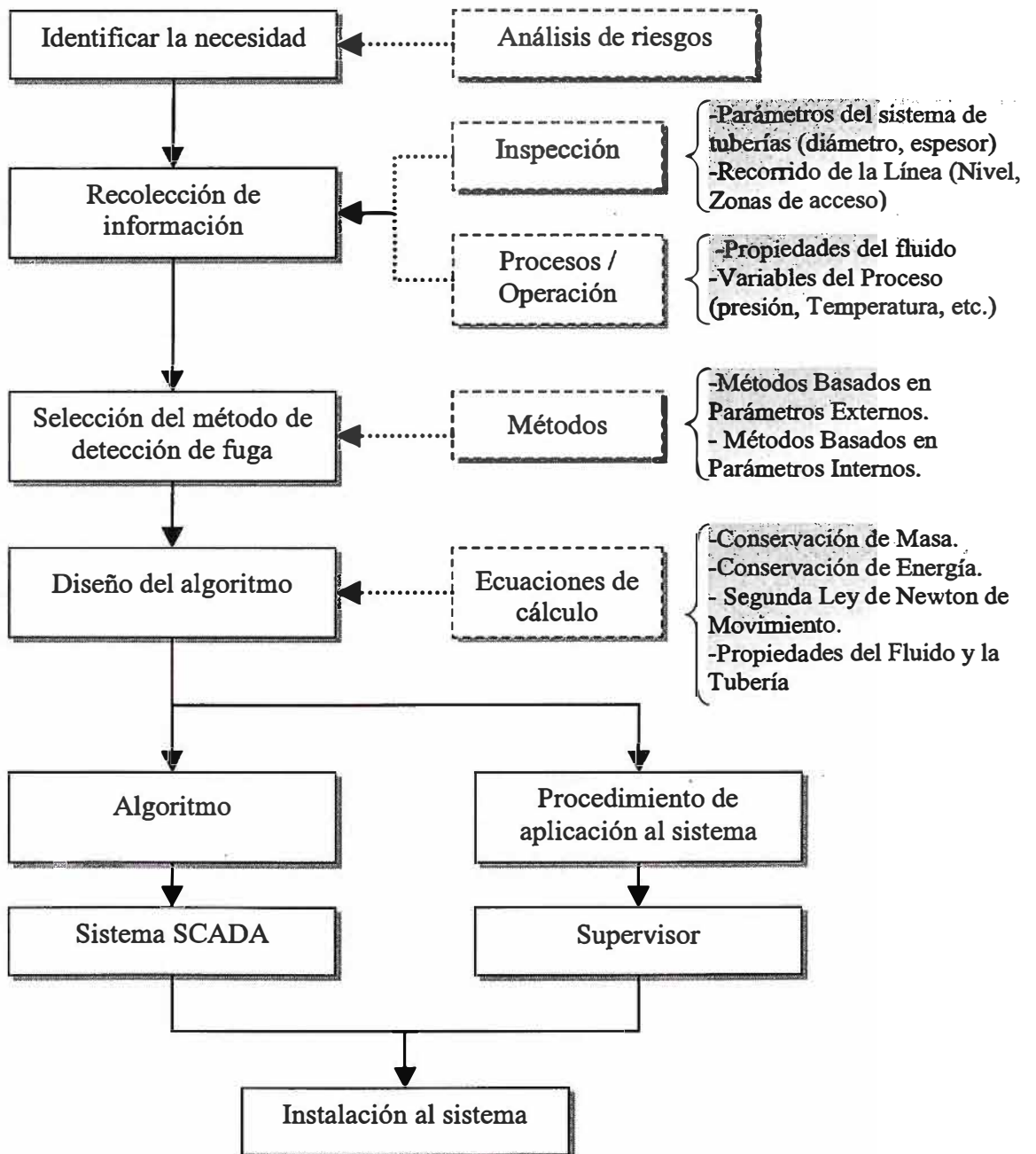
Los métodos estadísticos dan al supervisor la tendencia y variación de un parámetro dentro de los límites establecidos de control que permitirán la detección de fugas del proceso. Los límites de control se establecen en función al grado de confianza necesario.

El sistema deberá presentar la suficiente flexibilidad para adaptarse a las condiciones variantes del proceso.

IX- DESARROLLO DE UN ALGORITMO

Para el desarrollo del algoritmo para la detección de fugas en el sistema de transporte por ductos, se plantea el siguiente diagrama:

Desarrollo de un Algoritmo de Detección de Fugas



Como todo inicio en un proyecto se debe partir por identificar la necesidad de implantar un sistema de detección de fugas a una parte o a todo el sistema completo y esto se puede detectar desarrollando un análisis de riesgo, como se indica en el punto 6.1 del presente informe.

9.1. Recolección de información

La recolección de información se obtiene de las áreas de inspección, procesos y operación, para el caso en que el sistema de transporte este construido; caso contrario, se obtiene la información de los planos de diseño aprobados para construcción.

9.1.1. Inspección-Estado de la tubería

Una de las partes más críticas para el desarrollo de un algoritmo es la recolección de información exacta de la condición actual de la tubería. La información de la condición de las tuberías, superficies internas y externas pueden ser reunidas por varias técnicas de inspección. Un método para reunir los datos exactos ha sido de inspeccionar la tubería vía un “chancho Inteligente” (smart pig) o instrumento de inspección de Línea.

Los instrumentos para la inspección de línea se desarrollaron con el propósito de localizar y controlar la corrosión en ambas superficies internas y externas de la tubería. El instrumento de inspección es un sistema independiente que realiza una inspección circunferencial completa de la corrosión desde el lanzador del “chancho” al receptor del “chancho”.

Hay varios tipos de instrumentos internos de medida disponibles. Existen instrumentos que se puede propulsar por la tubería de larga distancia como un instrumento libre para "nadar" o puede estar en una trailla para corridas cortas, que utiliza un cable de la fibra óptica como trailla.

Hasta que el desarrollo de esta fibra óptica ha existido tubería que se ha considerado imposible de inspeccionar con “chanchos listos” debido a la naturaleza de su construcción. Estas líneas son generalmente cortas en la distancia de largo y construidos con curvas cortas de radio. Estas líneas se asocian generalmente con terminales, con sistemas de distribución, y con la carga cercana a la costa y no se construyeron con capacidades de inspección como parte de su diseño.

La ventaja de estos instrumentos de línea es que ellos ofrecen al operario información íntegra, previamente sólo disponible por pruebas hidrostáticas. Los datos típicos de salida incluyen: la ubicación de anomalía - linealmente por el eje de tubo, como una función de la posición interna o externa y la pérdida de espesor en la pared.

9.1.2. Procesos y Operación-Características del sistema

Otro punto importante para el desarrollo de un algoritmo es conocer como se desarrolla el proceso, que variables se pueden controlar. Para ello se debe conocer las propiedades del fluido a transportar, las condiciones de operación del sistema. Además también es importante el recorrido de la tubería, las zonas expuestas a fenómenos ambientales, cruce de vías, etc. Esta información se puede obtener, para el caso en que el sistema ya existe, mediante la toma de datos en campo e información que puede brindar el supervisor. Si el sistema aun no esta construido, la información necesaria se obtiene de los planos emitidos para su construcción.

9.2. Variables ha considerar

Existen variables en los procesos de transporte de fluidos por tuberías que se deben tener en cuenta, y se pueden dividir por: las propiedades

del fluido, parámetros del sistema de tuberías, variables del proceso y variables SCADA.

Los efectos de variables de la tubería se consideran al inicio. Las incertidumbres de las variables de tubería no cambian con el tiempo. Por ejemplo, la longitud de tubo puede ser demasiado larga o demasiado corta con respecto a su valor verdadero. Cualquiera que sea el caso, la longitud se queda constante.

El efecto de las variables del proceso es más significativo. Se considera la presión y la temperatura primero. Estos son medidos durante cada ciclo de sondeo del SCADA. Es posible que dP (diferencial de presión) y/o dT (diferencial de temperatura) puedan cambiar el signo de una medida a otra.

9.2.1. Propiedades del fluido

La densidad y el módulo de incompresibilidad volumétrica (módulo de bulk, cantidad recíproca de la compresibilidad) del líquido son las propiedades de primera importancia para la detección de fugas. Los procedimientos establecidos en la forma de varios estándares se pueden utilizar para computar estas propiedades y sus variaciones con la presión y la temperatura.

Los petróleos son mezclas de sustancias puras. Las propiedades de mezclas dependen de su composición y el rango de densidad. Según ASTM (1980), los petróleos se clasifican en grupos constantemente diferentes: El petróleo crudo, la gasolina, la transición del turbo gasolina, el turbo combustible, y los petróleos combustibles. Los cuatro últimos son considerados como productos. Como resultado, representaciones separadas de las propiedades para petróleos crudos y los productos son necesarios. El tipo de líquido (los petróleos crudos o los productos refinados) y la densidad de referencia son necesarios para identificar las propiedades del líquido.

El factor de corrección del volumen por efectos de la presión es una función del factor F de compresibilidad del líquido. El módulo del Bulk de los petróleos K es el inverso del factor de la compresibilidad, esa compresibilidad podría disminuir posiblemente por acerca del 0,00073 por ciento por kPa de presión aumentada.

Las variaciones en la densidad y en módulo de bulk con respecto a la presión y la temperatura, son significativas para el caso en que la presión permanece constante y la temperatura varia, ahora si la temperatura es constante y la presión varia las variaciones no son tan significativas.

9.2.2. Parámetros del sistema de tuberías

Esta categoría de parámetros incluye las propiedades geométricas, las propiedades del material y la propiedad fluido-tubería. Las propiedades geométricas son: el diámetro, la longitud, el espesor de pared de tubo, y el perfil de la elevación de tubería. Las propiedades del material son módulos de Young de elasticidad y el coeficiente de expansión térmico del material del tubo. La propiedad fluido-tubería es el factor de fricción de Darcy-Weisbach, que es una función de la rugosidad del tubo dentro de pared, la viscosidad del líquido, y el número de Reynolds del flujo.

El diámetro del tubo y el espesor de la pared y las tolerancias asociadas se pueden encontrar en estándares referenciales de fabricado de la tubería. La longitud y el perfil de elevación de la tubería se pueden obtener de especificaciones de construcción así como de los resultados de la contracción (as-built). Los valores actuales pueden variar, especialmente para las líneas más antiguas que han atravesado por cambios. El módulo de Young y el coeficiente de expansión térmico se encuentran de estándares

referenciales una vez que el tipo de acero de la tubería se conoce. Estos dos parámetros tienen una influencia sólo marginal en el potencial de detección de fugas. El factor de fricción de Darcy-Weisbach se puede determinar desde los datos de la presión, elevación y flujo medio. Este parámetro se considera generalmente un parámetro de "ajuste", como raramente predice el factor de fricción desde la rugosidad de tubo y viscosidad de líquido. Por esta razón, la viscosidad del fluido no se considera explícitamente como una propiedad del fluido para la detección de fugas.

9.2.3. Variables del proceso

Las principales variables del proceso para la detección de fugas son flujo, la presión, la temperatura y la densidad referencial (o el grado API en 60°F). Generalmente el flujo, la presión y la temperatura al final de un segmento de la tubería son muestreadas periódicamente por un sistema de SCADA.

Dos variables adicionales del proceso necesitan ser consideradas. Ellos son la densidad referencial representativa de cada serie del producto, y la posición de interfase de la serie, si presenta. La densidad referencial para una serie del producto se puede deducir del tipo del producto. Un valor más representativo para una serie puede ser obtenido probando el producto en un intervalo fijo de tiempo cuando el producto pasa un punto fijo. Después que la serie sale del segmento de tubo, la densidad referencial del compuesto de todas las muestras se determina y es tomada como la densidad referencial de la serie.

9.2.4. Variables SCADA

Las variables SCADA de importancia en la detección de fugas son el tiempo de sondeo y el tiempo sesgo. Estos tiempos pertenecen a la programación de múltiples lecturas del sensor.

Normalmente, el sistema SCADA lee cada sensor, procesa los datos, pausas, y los lazos de apoyo para el primer sensor para repetir el ciclo. El tiempo de sondeo es el período entre dos ciclos consecutivos. El tiempo sesgo es la diferencia de tiempo entre dos lecturas dentro de un ciclo de sondeo. El tiempo sesgo, existe a menos que el sistema de SCADA se diseñe para obtener simultáneas fotografías de todos sensores pertinentes.

Cuándo el flujo está en estado estable, el tiempo de sondeo y el tiempo sesgo es indiferente, como que nada cambia con el tiempo. Sin embargo, estos llegan a ser significativos para flujos transitorios.

9.3. Selección del método para la detección de fugas

Muchas variables se deben considerar para determinar el método de detección de fugas adecuado a un sistema de transporte, en el que se quiere aplicar el algoritmo. Así se debe tener en cuenta las características del sistema de transporte (zonas de recorrido, diámetro de tubería, etc.), las características del fluido ha transportar (liquido o gas, ligero o pesado), las variables de operación (presión, temperatura, etc) y tomando en cuenta los requerimientos del cliente (costos, lugar de aplicación), por ejemplo si se trata de un sistema con flujo en estado estable (no presenta efectos transitorios), que transporta líquidos se puede usar el método de “Balance Volumétrico”, para el caso en que el flujo no es estable se puede usar el método de “Sistema Basado en Modelos Transitorios”.

El método seleccionado también dependerá de que tan importante sea la detección la fuga, es decir el nivel de certeza con el que se desea detectar una fuga. Por lo que se decide si se usa los métodos basados en parámetros externos (a nivel cualitativo) o los métodos basados en parámetro internos (a nivel cuantitativo) o ambos.

Pero en la realidad un sistema común puede tener en algún momento flujos en estado estable, pero puede darse el caso de que cambie las condiciones de operación o tipo de flujo a transporta. En la actualidad no hay disponible Métodos de detección de fugas que reúnan todas las necesidades de un sistema común, esto se puede resolver juntando metodologías diferentes.

9.4. Diseño de un algoritmo

Una vez seleccionado el método o los métodos para la detección de fugas, se procede en base a estos ha diseñar el algoritmo. El algoritmo para la detección de fugas que se desea implementar en una estación de control debe permitir registrar todos los parámetros operativos del ducto (Ejemplo: presión, temperatura, flujo, etc.) en tiempo real. La aplicación debe ser supervisada por un diagrama general esquemático donde se muestren las estaciones de salida y recepción y el ducto de transferencia, con la capacidad de mostrar cada estación individualmente con sus respectivas variables, graficas del comportamiento de las variables, así como también mostrar el histórico de las variables en forma gráfica.

Cualquier cambio en el estado estable de las variables en la planta debe ser de inmediato anunciado en la pantalla del supervisor, permaneciendo bajo este estado hasta que el supervisor haga el reconocimiento respectivo. Todo esto se desarrollará en base al método seleccionado.

El algoritmo debe ser capaz de hacer cálculos para presentar información estadística respecto a los parámetros operativos. Además el sistema debe tener capacidad de continuar grabando todas las variaciones en los parámetros monitoreados por varios días. Porque los registros históricos permitirán guardar información las cuales podrán ser revisadas a través de graficas para analizar las tendencias y comportamiento el sistema de transporte.

Cada vez que una condición de fuga tenga lugar, se debe activar automáticamente alarmas visuales y audibles en la planta. El supervisor de la línea realizará una investigación, confirmara la razón de la alarma para poder iniciar una acción cuando se confirme la fuga.

Las variables principales del ducto (presión, flujo y temperatura) si es posible deben visualizarse en una pantalla proporcionando información necesaria para ayudar a que el supervisor de la línea tome una decisión.

9.5. Control con un sistema SCADA.

Como se establece en el “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos” (Anexo I, Título II, Artículo 21), el sistema de transporte debe estar equipado con un sistema automático de supervisión, control y lectura de parámetros a distancia (SCADA), donde se debe incluir el algoritmo necesario diseñado para implementar el sistema automático de detección de fugas.

Un SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) es un sistema basado en computadores que permite supervisar y controlar a distancia una instalación de cualquier tipo. A diferencia de los Sistemas de Control Distribuido, el lazo de control es generalmente cerrado por el supervisor. Los Sistemas de Control Distribuido se caracterizan por realizar las acciones de control en forma automática.

9.5.1 Flujo de información en los sistemas SCADA

El cambio físico lo constituye la variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza de cambio es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, pH, densidad, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica. Para ello, se utilizan los sensores o transductores.

Los sensores o transductores convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia.

Sin embargo, esta variedad de tipos de señales eléctricas debe ser procesada para ser entendida por el computador digital. Para ello se utilizan acondicionadores de señal, cuya función es la de referenciar estos cambios eléctricos a una misma escala de corriente o voltaje. Además, provee aislamiento eléctrico y filtraje de la señal con el objeto de proteger el sistema de ruidos originados en el campo.

Una vez acondicionada la señal, la misma se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de conversión de datos. Generalmente, esta función es llevada a cabo por un circuito de conversión analógico/digital. El computador almacena esta información, la cual es utilizada para su análisis y para la toma de decisiones. Simultáneamente, se muestra la información al usuario del sistema, en tiempo real.

Basado en la información, el supervisor puede tomar la decisión de realizar una acción de control sobre el proceso. El supervisor comanda al computador a realizarla, y de nuevo debe convertirse la información digital a una señal eléctrica. Esta señal eléctrica es procesada por una salida de control, el cual funciona como un acondicionador de señal, la cual la escala para manejar un dispositivo dado: bobina de un relé, setpoint de un controlador, etc

9.5.2 Funciones del sistema SCADA

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

- Recabar, almacenar y mostrar información, en forma continua y confiable, correspondiente a la señalización de campo: estados de dispositivos, mediciones, alarmas, etc.
- Ejecutar acciones de control iniciadas por el supervisor, tales como: abrir o cerrar válvulas, arrancar o parar bombas, etc.
- Alertar al supervisor de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.
- Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, etc.

9.6. Tarea del supervisor

El supervisor del sistema de transporte, debe tener una guía que contenga información para reconocer las zonas potenciales de fuga, además de información del funcionamiento del algoritmo, como ayuda para poder tener un mejor entendimiento de la información que llega a la sala de operación y control. La guía debe contener:

- Información que el supervisor puede utilizar para identificar un área alta de consecuencia y factores que se puede utilizar para considerar los impactos potenciales de una fuga en un área determinada.
- Factores de riesgo que el supervisor puede utilizar para determinar un horario de evaluación completa.
- Tablas de seguridad de indicadores de riesgo para: historial de fugas, tamaño de línea, la edad de tubería y el producto transportado, donde

el supervisor puede utilizarlas para determinar si un segmento de tubería cae en una categoría alta, media o baja del riesgo.

- Los tipos de equipos de inspección interna existentes en el sistema, que el supervisor podría utilizar para encontrar anomalías en el recorrido de toda la tubería.
- Medidas que podría utilizar el supervisor que le permitan entender el manejo completo del desempeño del algoritmo de detección de fugas.
- Los tipos de registros que el supervisor tendrá que mantener.
- Los tipos de condiciones de una evaluación, que permita al supervisor identificar la necesidad de incluir en su rutina de trabajo la evaluación y remediación del área evaluada.

9.7. Frecuencia de evaluación

Existen factores de riesgos a los que se le asigna pesos o valores, y utilizando tablas de indicadores de riesgo, un supervisor puede determinar la prioridad para evaluar segmentos de tubería, empezando con segmentos que son de riesgo más alto, y no han sido evaluadas previamente. La siguiente lista proporciona una guía con algunos de los factores de riesgos ha considerar para determinar la frecuencia de evaluación de cada segmento de tubería del sistema:

- Las áreas pobladas, áreas ambientales excepcionalmente sensibles, aguas comercialmente navegables, las áreas donde las personas se congregan (playas, ríos, laguna, etc.).
- Los resultados previos de prueba e inspección
- Historial de fugas
- Conocimiento de la corrosión o condición de la tubería
- Historial de la protección catódica del sistema.

- Tipo y calidad de capa de la tubería (resultados de disposición de las capas de corrosión)
- Tiempo de la tubería (tuberías antiguas muestra mayor corrosión - pueden estar sin esmalte o tener un esmalte inefectivo) y tipo de costura de la soldadura.
- Características del producto que se transporta: alta volatilidad, alta inflamabilidad y toxicidad (los líquidos tóxicos presentan una amenaza más grande para la gente y para el ambiente)
- Espesor de la pared de la tubería (paredes más gruesas dan un mejor margen de seguridad por efectos de la corrosión y sobre presión)
- El tamaño del tubo (mayor liberación del volumen si el tubo revienta)
- La ubicación del sistema de tuberías, relacionado al movimiento potencial del suelo (los defectos sísmicos, canteras de piedra, y las minas de carbón), efectos climáticos (mayor corrosión) y geológicos (deslizamientos).
- Seguridad de rendimiento (los efectos en clientes si hay fallas que requieren el cierre del proceso de transporte).
- El tiempo desde la última evaluación de inspección interna.
- Con respecto a defectos o anomalías previamente descubiertos, el tipo, la tasa de crecimiento, y tamaño.
- Niveles de tensión de operación en la tubería
- Localización de segmentos de tubería, si están habilitadas para que el supervisor detecte y responda ante una fuga (ejemplo: tubería enterrada).

9.8. Interferencias en la evaluación

9.8.1. Por efectos del ruido

El término “ruido” se refiere a una parte de una señal que no represente la cantidad que es medida. Las fluctuaciones alrededor de un medio fijo o móvil se consideran ruido, el ruido siempre existe típicamente en los datos medidos.

El ruido, cuando es equivocado como parte de los datos medidos, consigue amplificar el valor real. Por ejemplo suponga que una perturbación ocurre en la medida de presión en la entrada de una tubería, el algoritmo del programa de detección ve estas perturbaciones como comprobación y procede a computar la presión. Los problemas se presentan cuando la perturbación es debido al ruido. La situación es peor cuando el ruido existe en la presión y los datos del flujo. El ruido hace que la presión y los datos del flujo se contradigan el uno al otro.

El efecto perjudicial del ruido de los datos depende del nivel del ruido en sí mismo y del grado de atenuación en la tubería.

9.8.2. Por efectos del estado del flujo

Algunas veces se puede asumir que el flujo está en estado estable. En la puesta en marcha y en la parada del sistema de transporte por tuberías, ocurren cambios significativos en la línea llena. Si estos cambios no han sido considerados al establecer la detectabilidad de fugas, entonces el sistema de detección de fugas tiene la necesidad de ser suspendidas para evitar falsas alarmas. A menudo, sin embargo, los cambios relativamente pequeños e inesperados en la presión y el fluido no pueden ser evitables y el flujo no puede estar estrictamente en un estado estable. Entonces es importante para que se pueda utilizar el sistema de detección de fugas elaborado, incluir en el algoritmo

las incertidumbres del fluido y presión causadas por la inestabilidad del flujo.

X- EJEMPLO DE APLICACIÓN DE UN ALGORITMO DE UN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS

10.1. Alcance y objetivo del cliente

El objetivo es contar con un algoritmo de detección de fugas basado en computadora, de tal manera que permita al supervisor del gasoducto responder ante una operación anormal, lo cual podría ser indicación de una pérdida de fluido y así mismo cumplir con la normativa peruana vigente.

El algoritmo ha instalar debe entenderse como otra herramienta a ser usada en la operación del gasoducto y que complementa pero no reemplaza otros procedimientos existentes en la planta para el monitoreo de la integridad del gasoducto. Los supervisores del gasoducto deberán estar familiarizados con la operación y aplicación del sistema y además requerirá del análisis e intervención del supervisor.

10.2. Descripción del sistema

El sistema transportará gas natural seco para la reinyección de pozos de gas, desde una Planta Criogénica hasta una Estación de Compresión y estará constituida por tres módulos (ver Diagrama N° 1):

- Una Estación de inicio del ducto ubicada en la Planta Criogénica, constituida por una unidad de medición y un raspatabo de lanzamiento.
- El Gasoducto de 20"Ø y 27 Km de longitud.
- Una Estación de llegada del ducto ubicada en la Nueva Estación de Compresión, constituida por el raspatabo de recepción, una unidad de medición, y una Sala de Control de Operación SCADA y detección de fugas.

10.3. Datos recolectados

Línea de transporte (Ducto)		
Diámetro	pulgadas	20
Longitud	Kilómetros	27

El gasoducto será diseñado para transportar hasta 55 MMSCFD para las condiciones de operación siguientes:

Condiciones de operación		
Presión de Salida	P1 psig	130
Presión de Llegada	P2 psig	111.2
Temperatura de Salida	T1, °F	130
Temperatura de Llegada	T2, °F	90
Velocidad Inicial	V1, ft/seg	25.68
Velocidad Final	V2 ft/seg	27.9
Composición		% Vol.
Metano		92.588
Etano		6.315
Propano		0.116
Nitrógeno		0.180
Dióxido de Carbono		0.801

10.4. Métodos seleccionados para la detección de fugas

Teniendo en cuenta los requerimientos del Cliente, el algoritmo de detección de fugas que se propone para el sistema estará basado en el método de balance de masa o volumétrico (ver punto 8.2.2), no compensado por cambio de inventario en la tubería, es decir en estado estacionario; y el método de Monitoreo de la presión / flujo (o velocidad del fluido) (ver punto 8.2.5), que tomará en cuenta las fluctuaciones operativas del sistema.

10.5. Diseño del algoritmo

10.5.1. Características

El sistema de detección de fugas a implementar en la estación de control debe:

- permitir registrar todos los parámetros operativos del gasoducto (presión, temperatura, flujo, diferencia de caudales acumulados, etc.) en tiempo real.
- Ser supervisada por un diagrama general esquemático donde se muestre las estaciones de salida y recepción y el ducto de transferencia, con la capacidad de mostrar cada estación individualmente con sus respectivas variables, graficas del comportamiento de las variables, así como también mostrar graficas del histórico de las variables.
- Anunciar en la pantalla del supervisor cualquier cambio en el estado de los compresores, set point de los controladores de presión, permaneciendo bajo este estado hasta que el supervisor haga el reconocimiento respectivo.
- La aplicación provista será capaz de hacer cálculos basados en los métodos propuestos para presentar información estadística respecto a los parámetros operativos.
- Capacidad de continuar grabando todas las variaciones en los parámetros monitoreados por varios días. Los registros históricos permitirán guardar información las cuales podrán ser revisadas a través de graficas para analizar sus tendencias y comportamiento.
- Activar alarmas visuales y audibles en la planta cada vez que una condición de fuga tenga lugar.

10.5.2. Algoritmo de balance volumétrico

Este algoritmo calculará la diferencia entre volumen de gas a condiciones estándar de presión y temperatura que ingresa y que sale del ducto en un intervalo de tiempo determinado. Para tal efecto se contará con acumuladores, los cuales calcularán esta diferencia para intervalos de tiempo ajustables a partir de los transmisores de flujo ubicados en los extremos de la tubería. Cada vez que estas diferencias superen un valor predeterminado una alarma indicando la probabilidad de fuga será anunciada para que el supervisor realice el respectivo análisis y la toma de acciones. El supervisor podrá reconocer la alarma mediante una botonera creada por software, sin embargo si la condición de desviación de la variable continua la alarma permanecerá iluminada hasta que la desviación desaparezca.

El valor límite de estas diferencias será determinado durante el comisionamiento del sistema de detección. En principio, en estado estable y sin fugas esta diferencia será igual o menor a la suma de las incertidumbres en la medición del flujo.

Este método es afectado por eventos transitorios en el ducto como por ejemplo una reducción o aumento del caudal de procesamiento en la planta, el encendido o apagado de un compresor, un cambio en el set point de control de presión en la succión de los compresores, cambios en la temperatura del gas, composición del gas, entre otros.

En tal sentido eventos como estos podría originar el disparo de una alarma de fuga. Es por ello que el supervisor contará con información sobre la tendencia de las variables de proceso, y de los estados de otros parámetros de operación del sistema como por ejemplo estado de compresores, set points, etc.

10.5.3. Algoritmo de monitoreo de la presión/flujo (o velocidad del fluido)

Para complementar el método anterior y evitar la emisión de falsas alarmas este algoritmo utilizará las señales de los dos transmisores de flujo ubicados en los extremos de la tubería, y adicionalmente la señal de los transmisores de presión ubicados a la entrada y salida del ducto. De esta manera, un aumento de velocidad del gas asociado con una disminución de la presión en el extremo de entrada de gas al ducto, y una disminución de la velocidad del gas en el extremo de salida de gas del ducto, indicará la presencia de una fuga en la tubería. El intervalo de tiempo para calcular las variaciones en la velocidad y la presión deberá ser ajustable para determinar el valor apropiado durante la etapa de comisionamiento y pruebas.

Con la finalidad de detectar cualquier condición que este fuera de las condiciones normales de operación se deben realizar cálculos hidráulicos para determinar la caída de presión en el ducto para diferentes caudales de transferencia en estado estable a través del ducto.

La información se deberá utilizar para proporcionar señales de alarma cuando la caída de presión calculada mediante las señales provenientes de los transmisores de presión esté por encima y/o por debajo de un valor predeterminado.

10.5.4. Sistema de alarmas

Se contará con un sistema de alarma audible y visual, instalado en la salas de control de la planta; que indicará la presencia de una alarma por falla de información, alarma por condiciones de operación transitorias y alarma por fuga de producto.

Tanto la calidad de la información recolectada, los valores calculados así como el análisis de esta información determinan la credibilidad de una alarma.

Alarma por falla de información en el SCADA.- Esta alarma deberá ser anunciada cuando la data que ingresa a sistema se pierde o cuando se determina que es incorrecta. Una falla de comunicación en un punto de recolección de información corresponde al caso de pérdida de información de entrada al sistema. Un ejemplo de información incorrecta podría ser el caso en que un transmisor de presión que consistentemente reporta valores que no tienen ninguna relación hidráulica con otra información de presión o flujo en la tubería.

Estas alarmas deberán ser automáticamente generadas por el sistema SCADA en la pantalla del supervisor. Una característica importante de este tipo de alarma consiste en la falla de uno o una serie de datos medidos y/o calculados no deberían ser motivo para declarar la ocurrencia de una fuga en el gasoducto.

Alarma por condición de operación transitoria en la tubería.- Esta alarma deberá ser usada cuando las variables del proceso estén fuera de los rangos de operación normal. Si el algoritmo de detección de fugas no puede determinar dentro de un nivel de seguridad que una condición de fuga de producto esta ocurriendo, entonces el sistema deberá emitir una condición anormal de operación. El propósito de esta clase de alarma es minimizar falsas alarmas. Esta alarma de operación anormal notificara al supervisor del ducto de la existencia de un problema que requiere una inmediata investigación, por lo que el supervisor deberá revisar toda la información de operación y decidir sobre la acción a ejecutar.

Estos procedimientos a seguir por el supervisor del ducto deberán ser definidos por la empresa como parte del manual de operación del ducto.

Alarma de posible ocurrencia de fuga en el ducto.-En el caso en donde una alarma del sistema de detección no corresponda al caso de falla de información y tampoco corresponda a una condición de operación transitoria, entonces el sistema deberá declarar la posibilidad de ocurrencia de una fuga en el ducto. Esta declaración de alarma de fuga de producto deberá ser ratificada por el supervisor del ducto para ser declarada definitivamente.

Para tal efecto el supervisor de la línea, encargado de la operación de transferencia, deberá analizar las causas de la alarma y tomar una acción la cual puede considerar el cierre de válvulas de salida de productos o parada de los compresores según sea el caso.

en forma de reportes de alarmas.

10.5.5. Puntos de accionamiento

El operador del ducto tendrá la capacidad de controlar la apertura y cierre de las válvulas de bloqueo en las ductos de salida y/o entrada de producto.

Para tal efecto contará para cada una de las válvulas de corte con botoneras configuradas por software que le permitan controlar sus acciones.

10.5.6. Almacenamiento de información histórica

La Estación del supervisor estará complementada con un medio de almacenamiento de la información histórica de procesos. Se requiere en principio almacenamiento de la información de

procesos de la planta en promedios horarios, promedios cada cuatro horas, por turno de ocho horas, promedio diario o de tres turnos, promedio semanal y mensual.

XI- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Para poder determinar el comienzo que permite activar las alarmas de una fuga, es importante conocer a fondo el comportamiento del sistema y tomar en cuenta la lógica y experiencia de los supervisores del sistema. Estos comienzos se deben poner tan cercanos como sea posible para evitar provocar falsas alarmas en la detección de una fuga.
- Por otro lado, detectar una fuga dependerá de la selección de un método de detección que se adecue mejor al sistema, por lo que es importante hacer pruebas de simulación que señalen la existencia de una fuga, estableciendo además los puntos de toma de datos de las variables. Con esto se puede hacer una indicación que la metodología y el lugar de la toma de datos establecidos en este sistema son válidos.
- El supervisor del sistema debe tomar las medidas para prevenir y mitigar las consecuencias de una fuga de tubería que podría afectar un área alta de consecuencia. Estas medidas incluyen realizando un análisis del riesgo de la tubería para determinar si la seguridad o la protección ambiental establecida deben ser mejoradas por acciones adicionales de control de riesgo. Tales acciones deben ser, pero no son limitadas a, controlar mejor la protección catódica donde la corrosión es mas propensa, estableciendo intervalos más cortos de inspección, haciendo reparaciones donde es requerido, establecer o modificar los sistemas que controlan la variables que hacen referencia a una fuga (presión, flujo), y proporcionar instrucción adicional al personal en procedimientos de respuesta ante una fuga.

XII- BIBLIOGRAFIA

- Pipeline Variable Uncertainties and Their Effects on Leak Detectability, API Publication 1149, 1993.
- S.F. (Steve) Biagiotti, 1999, Software and Inspection Advances in Pipeline Integrity Assessment, Corpro Companies
- Naval Facilities Engineering Service Center, 1998, User Guide – Underground Pipeline Leak Detection and Location Technology Application Guide.
- Evaluation of Pipeline Failures During Flooding and of Spill Response Actions, San Jacinto River Near Houston, Texas, 1994, Pipeline Special Investigation Report, National Transportation Safety Board.
- Picksley J.W. and Kavanagh K., 2002 , Managing the Integrity of Flexible Pipe Field Systems: Industry Guidelines and their Application, Offshore Technology Conference.
- “Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos” Decreto Supremo No 041-99-EM, TITULO IX – Protección Ambiental.
- En el “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos” Decreto Supremo No 046-93-EM, derogado por el Decreto Supremo 015-2006-EM, TITULO X – Del Transporte de Hidrocarburos, Titulo XIV – De las Infracciones y Sanciones.