

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

INGENIERÍA DE DETALLE Y SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS EN UNA LÍNEA DE FLUJO MULTIFÁSICO (LDS)

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
ELECTRÓNICA Y CONTROL**

MARCO PATRICIO MALDONADO PALOMEQUE

marco.maldonado@epn.edu.ec

DIRECTOR: ING. ANA RODAS

ana.rodas@epn.edu.ec

Quito, Abril de 2018

DECLARACIÓN

Yo, Marco Patricio Maldonado Palomeque, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.



Marco Patricio Maldonado Palomeque

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Marco Patricio Maldonado Palomeque, bajo mi supervisión.



Ing/ Ana Rodas

DIRECTORA DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios sobre todas las cosas, pero de manera muy especial a mis padres Mónica Palomeque y Marco Maldonado por todo el apoyo, empuje y tenacidad para conmigo, ya que sus consejos fueron trascendentales para la culminación de mi carrera superior.

Agradezco a mis hijas Domenica y Luana por ser la energía que me alimenta cada día para seguir luchando por un futuro mejor.

Agradezco a mi esposa Stephanie porque ha sabido darme ánimos en tiempos de flaqueza y apoyarme a culminar con mi carrera.

Agradezco a toda la familia Palomeque por su preocupación, apoyo y ánimos brindados, la unidad que nos tenemos permite alcanzar las metas.

Agradezco a la Ing. Ana Rodas, directora del presente proyecto de titulación por todo el trabajo y tiempo dedicado para el desarrollo del mismo, sin su templanza y acompañamiento no hubiésemos logrado esta meta.

Agradezco a mis amigos politécnicos por el tiempo compartido, por las experiencias vividas, por las largas noches de estudio, por la amistad brindada, ya que sin estas la vida universitaria no sería la misma.

Agradezco a mis profesores por los conocimientos compartidos.

DEDICATORIA

Este proyecto de titulación lo dedico a mis padres, a quienes amo y admiro, por su esfuerzo durante los años de estudio, por darnos a mí hermana y a mí la posibilidad de estudiar y ser personas de bien.

A mis hijas por haber llenado mi vida con alegría e inyectarme con su energía para seguir adelante y cumplir mis sueños.

A mi familia en general por los buenos momentos, los buenos consejos pero de manera especial a mis abuelos que ahora me dan apoyo desde el cielo.

CONTENIDO

DECLARACIÓN.....	i
CERTIFICACIÓ.....	ii
AGRADECIMIENTO.....	iii
DEDICATORIA.....	iv
CONTENIDO.....	v
RESUMEN.....	ix
PRESENTACIÓN.....	x
CAPITULO 1.....	1
1 MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 ESTANDARES INTERNACIONALES EN REFERENCIA	
AL LDS.....	3
1.1.1 MONITOREO COMPUTACIONAL PARA TUBERIAS.....	4
1.1.2 METODOLOGÍAS.....	6
1.1.2.1 SISTEMAS DE DETECCIÓN DE FUGAS DE BASE	
EXTERNA.....	7
1.1.2.2 SISTEMAS DE CPM BASADOS INTERNAMENTE.....	7
1.1.3 CRITERIO DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE	
DETECCIÓN DE FUGAS.....	9
1.1.4 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO.....	12
1.1.4.1 SELECCIÓN DE INSTRUMENTACIÓN.....	12
1.1.4.1.1 TIPOS DE INSTRUMENTOS.....	13
1.1.4.2 INSTALACIÓN DE LA INSTRUMENTACIÓN.....	17
1.1.4.3 AGENTES EXTERNOS QUE AFECTAN A LA MEDICIÓN..	17
1.1.4.4 CALIBRACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LA	
INSTRUMENTACIÓN DEL CPM.....	18

1.2 ANALISIS DE LA NORMATIVA LOCAL – ARCH.....	18
CAPITULO 2.....	21
INGENIERIA DE DETALLE DE LOS INSTRUMENTOS PARA	
EL SISTEMA LDS.....	21
2.1 DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE DISEÑO.....	21
2.2 DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES MECÁNICAS PARA UNA PLATAFORMA CON PRESENCIA DE FLUIDO MULTIFÁSICO.....	22
2.3 CARACTERISTICAS DEL DUCTO DE REFERENCIA.....	23
2.4 ESPECIFICACION DE LOS INSTRUMENTOS.....	25
2.4.1 CÓDIGOS Y ESTÁNDARES:.....	25
2.4.2 CONDICIONES DE SITIO.....	26
2.4.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS.....	30
2.4.3.1 DEFINICIÓN DEL PRINCIPIO FÍSICO PARA CADA INSTRUMENTO.....	31
2.4.3.2 CLASIFICACIÓN DEL ÁREA.....	32
2.4.3.3 DEFINICIÓN DE LAS FACILIDADES DE CONEXIÓN DE LOS INSTRUMENTOS.....	34
2.4.3.4 REALIZACIÓN DE LAS HOJAS TÉCNICAS EN BASE A LA NORMATIVA INTERNACIONAL Y LOCAL.....	35
2.4.4 REALIZACION DE LOS DIBUJOS DE ACOPLE MECÁNICO.....	36
2.4.5 DESARROLLO DE LOS PI&D DE LA INSTRUMENTACION.....	38
2.4.6 REALIZACION DE LOS DIAGRAMAS DE CONEXIONADO.....	39
2.4.7 PRUEBAS EN EL COMISIONADO PARA LA INSTRUMENTACIÓN Y EL SISTEMA LDS.....	45
CAPITULO 3.....	47
3. SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS.....	47
3.1 ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES COMPUTACIONALES EXISTENTES.....	47
3.1.1 ATMOS.....	48
3.1.2 ENERGY SOLUTION.....	49

3.1.3 HIMA.....	50
3.2 DEFINICIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN.....	52
3.3 PARAMETRIZACIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	52
3.3.1 PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	52
3.3.2 DESARROLLO DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN.....	53
3.3.2.1 SIMULACIÓN VARIABLES DE PRESIÓN Y FLUJO.....	54
3.3.2.2 SIMULACIÓN PROPIEDADES INTRÍNSECAS DE LA INSTRUMENTACIÓN.....	56
3.3.2.2.1 EXACTITUD DE LOS INSTRUMENTOS.....	57
3.3.2.2.2 REPETIBILIDAD DE LOS INSTRUMENTOS.....	58
3.3.2.2.3 PRECISIÓN DE LOS INSTRUMENTOS.....	60
3.3.2.3 SIMULACIÓN DE LA VISUALIZACIÓN DE LA FUGA.....	62
3.3.4 PANTALLA HMI.....	68
3.3.4.1 TRANSPORTE DE CRUDO.....	68
3.3.4.2 PARÁMETROS DE INICIALIZACIÓN.....	69
3.3.4.3 MEDICIÓN.....	69
3.3.4.4 VISUALIZACIÓN DE VARIABLES.....	71
3.4 PROGRAMACIÓN PARA LA SIMULACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS Y CONDICIONES.....	75
3.5 OPERACIÓN DEL SOFTWARE.....	77
CAPITULO 4.....	80
4 PRUEBAS Y RESULTADOS.....	80
4.1 VALOR REAL DE FLUJO Y PRESIÓN.....	80
4.2 VALOR LEIDO DE FLUJO Y PRESIÓN.....	83
4.3 DETECCIÓN DE FUGA.....	89
4.4 ESCENARIOS.....	103
CAPITULO 5.....	104
5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
5.1 CONCLUSIONES.....	104

5.2 RECOMENDACIONES.....	105
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	107
ANEXOS.....	
ANEXO A: HOJA DE DATOS INSTRUMENTO DE FLUJO.....	A-1
ANEXO B: HOJA DE DATOS INSTRUMENTO DE PRESIÓN.....	B-1
ANEXO C: MANUAL TRANSMISOR DE PRESION SIEMENS.....	C-1
ANEXO D: MANUAL TRANSMISOR DE FLUJO SIEMENS.....	D-1
ANEXO E: MANUAL TRANSMISOR DE PRESION ENDRESS+HAUSER.....	E-1
ANEXO F: MANUAL TRANSMISOR DE FLUJO ENDRESS+HAUSER.....	F-1
ANEXO G: MANUAL TRANSMISOR DE PRESION ROSEMOUNT.....	G-1
ANEXO H: MANUAL TRANSMISOR DE FLUJO ROSEMOUNT.....	H-1

RESUMEN

La normativa ecuatoriana e internacional sobre el manejo del medioambiente y cuidado de hidrocarburos requiere que durante el proceso de transporte de líquidos y gases se monitoree el comportamiento del ducto y se detecten a tiempo derrames que podrían ser catastróficos para la naturaleza y el ser humano.

El presente proyecto presenta la realización de un software de simulación para la detección de fugas en un ducto de características similares a los instalados en el sector petrolero ecuatoriano para transporte de crudo, dicho sistema cuenta con una etapa de simulación de la instrumentación de campo, una etapa de visualización y una etapa de detección de fuga.

Para el desarrollo del sistema instrumentado de detección de fugas, se tomó en cuenta las recomendaciones emitidas por la American Petroleum Institute (API) y la normativa local emitida por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburifera (ARCH).

Se realiza un diseño a detalle para la selección de los instrumentos de presión y flujo, ya que son los encargados de sensar las variables de campo y transmitir estas al sistema de detección de fugas para su pronta determinación por parte del operador.

El software de simulación cuenta con los parámetros necesarios para establecer un escenario típico de transporte, este toma el valor de flujo másico y presión relativa simulados, los valores de precisión, exactitud y repetitibilidad asignados por el usuario para los instrumentos y como resultado muestra en tiempo real el comportamiento de las variables tanto en la entrada como en la salida del ducto o tramo de transporte.

Este software podrá ir cambiando de escenario para realizar un análisis diferente considerando nuevos parámetros de operación.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación está compuesto por cinco capítulos, que se describen a continuación:

En el capítulo 1 se presenta lo referente a las recomendaciones emitidas por la American Petroleum Institute (API) a través de su documento API 1130 - "Computational Pipeline Monitoring" para sistemas de detección de fugas y las regulaciones establecidas en el Ecuador a través de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) con la finalidad de establecer directrices para la ingeniería de detalle de los instrumentos y el desarrollo del software de simulación.

En el capítulo 2 se realiza la ingeniería de detalle para la selección de los instrumentos de presión y flujo, considerando lo indicado en la API 1130, las facilidades mecánicas, cumplimiento de normativa internacional, ubicación geográfica de los equipos, criterios de selección y clasificación de área. Obteniéndose como resultado una hoja de datos de los instrumentos mencionados más su detalle de conexionado al campo y presupuesto requerido para la implementación del sistema.

En el capítulo 3 se desarrolla el software de simulación considerando los parámetros necesarios para el análisis, las características intrínsecas de los instrumentos, la información que será mostrada y la etapa de detección de fugas. La herramienta en la que se desarrolló el software es LabView por lo que se cuenta con una HMI amigable al usuario y totalmente gráfica.

En el capítulo 4 se muestran los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones estableciendo diferentes parámetros del sistema instrumentado y las facilidades de campo, además del comportamiento de la detección de la fuga.

En el capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones obtenidas luego del desarrollo del presente proyecto de titulación.

CAPITULO 1

MARCO TEÓRICO

El hombre, a lo largo de la historia, ha desarrollado distintas maneras para transportar fluido con la finalidad de abastecerse de la materia prima para su sobrevivencia; estos fluidos pueden ser el agua que es un líquido vital para los seres humanos y animales como también el petróleo y sus derivados que son usados por ejemplo para mantener el calor en épocas de frío o como combustible para el funcionamiento de vehículos, entre otros.

Desde las formas más primitivas hasta los diseños de ingeniería de alto desempeño pensados para el transporte de fluidos no están libres de fallas, fisuras o atentados, situaciones que en operación puede acarrear grandes daños a la naturaleza y a su entorno si no son bien tratados y controlados.

A nivel mundial existe ya una preocupación importante sobre el cuidado del medio ambiente; por ejemplo los desastres ambientales por contaminación de petróleo son uno de los sucesos con mayor impacto para la naturaleza y sus especies, esto debido a que por la ubicación y la distancia que se encuentran instaladas las tuberías de transporte, se hace difícil el acceso en caso de fugas y por consiguiente grandes volúmenes contaminan grandes extensiones de terreno.

El proceso de manejo de petróleo y sus derivados debe ser operado y manejado de una manera adecuada, con la finalidad de obtener mayor producción, mayor rédito económico y sobre todo el cuidado al medio ambiente.

La industria petrolera actualmente es una de las más exigentes en cuanto a calidad de diseño, seguridad hacia las personas y los equipos, cuidado del medio ambiente y cumplimiento de la normativa regional y acuerdos internacionales.

Se han creado en cada uno de los territorios normas que regulan el funcionamiento y operación del transporte de petróleo con la intención de precautelar el entorno y sus habitantes.

Es importante considerar que en la industria petrolera ha establecido ya una cadena típica de obtención de petróleo, como la que se muestra en la figura 1.1:

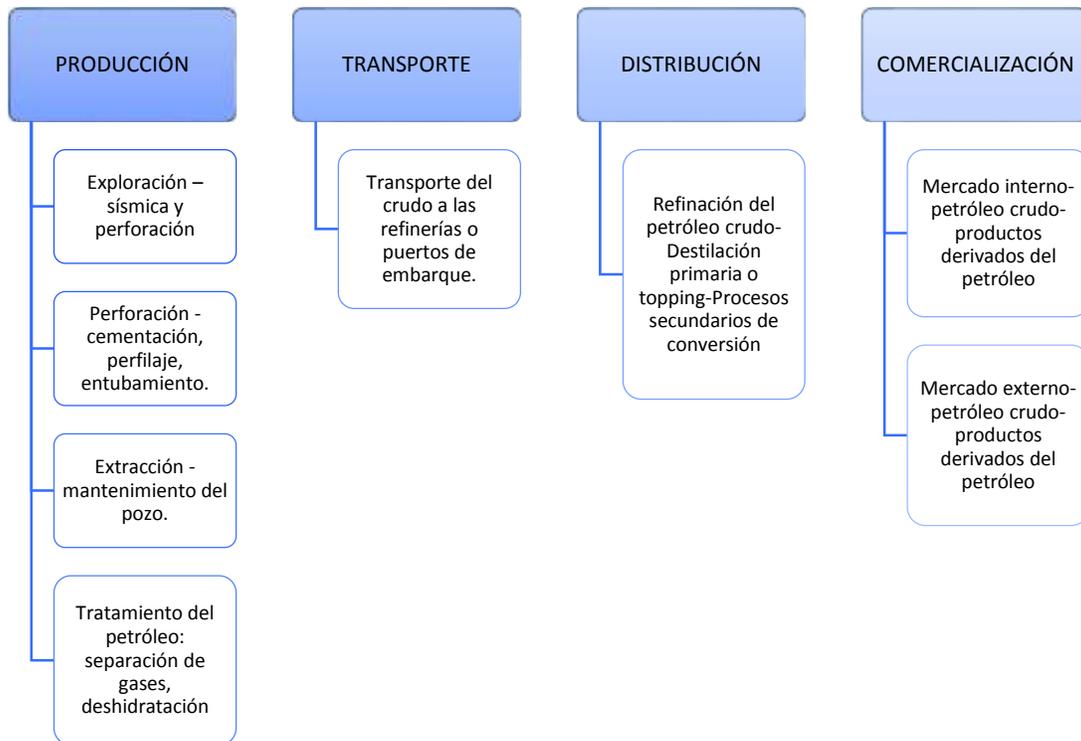


Figura 1.1 Cadena de producción de petróleo

Para la etapa de transporte se considera una red de ductos o tuberías que son las encargadas de llevar todo el petróleo resultado del proceso de producción hacia la distribución, esta red se encuentra bien sea bajo el suelo o sobre estructuras civiles al aire libre. Esta exposición a condiciones climáticas adversas es la encargada de producir el desgaste de los ductos y provocar posibles fugas en el proceso de transporte.

Pero no solo las condiciones climáticas son las que provocan fugas en estos ductos; el mismo ser humano, por el valor económico que posee el crudo y sus derivados, conecta pequeños sistemas de purga o fisura los ductos para la distribución no permitida de estos fluidos.

Es evidente que el petróleo y sus derivados pueden causar un daño irreversible a la naturaleza. Las empresas responsables de explotación deben evitar estos derrames para no ser sancionadas, operando bajo las buenas prácticas emitidas

por los organismos de control pertinentes en el Ecuador y los acuerdos multinacionales.

Por lo antes expuesto, las entidades como la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero con sus siglas ARCH, los organismos de control gubernamental y los tratados internacionales para el cuidado del medio ambiente exigen a las empresas que producen petróleo y sus derivados que garanticen la operación a través de sistemas seguros y que precautelen el medio ambiente. Por ello, un sistema de detección de fugas es una alternativa para el sensado y monitoreo del estado del ducto de transporte.

Este proyecto de titulación plantea desarrollar la ingeniería de detalle para la selección de los instrumentos relacionados a la detección de fugas (LDS) y una simulación en la que se pueda observar el comportamiento de estos instrumentos, alterando los valores de diseño y contrastando con los requerimientos de un sistema LDS

1.1. ESTANDARES INTERNACIONALES EN REFERENCIA AL LDS.

En el ámbito petrolero se tiene dos problemas, por un lado, garantizar que la operación de transporte sea segura y, por otro lado, detectar en la medida de lo posible los atentados a la red de tuberías que se estén produciendo.

La tecnología y el avance en lo que a algoritmos matemáticos se refiere, sumado al desarrollo de las computadoras han permitido establecer herramientas computacionales que interactúan con equipos de campo y que permiten a los operadores monitorear o controlar el funcionamiento de una línea de flujo o tubería.

A esta tecnología se la conoce hoy en día como: Sistema de Detección de Fugas por sus siglas en inglés LDS (Leak Detection System), que no es otra cosa que una herramienta computacional capaz de monitorear el compartimiento de un fluido en la tubería y a través de un algoritmo matemático itinerante determinar si existe o no una fuga en el tramo de estudio.

El Sistema de Detección de Fugas (LDS) y las tecnologías aplicadas a la detección han venido evolucionando con el pasar de los años; cada vez los datos que son suministrados por los instrumentos de campo exigen mayor precisión y repetitividad, lo que le da en definitiva al operador las herramientas suficientes para tomar decisiones sobre la apertura y cierre de componente como válvulas y el encendido o apagado de bombas, con el fin de precautelar el medio ambiente y el dinero invertido, en caso de fuga.

Es importante considerar que el desarrollo de un LDS no ha sido una propuesta aislada, más bien se fundamenta en normativa establecida por la American Petroleum Institute (API) que en el año 1995 lanza la primera edición de lo que se conoce como “Computational Pipeline Monitoring for Liquid Pipelines - API 1130”.

En los capítulos siguientes se indicarán los fundamentos de la API 1130 y los requerimientos que debe cumplir un Sistema de Detección de Fugas para transporte de petróleo, establecidos por normativas ecuatorianas

1.1.1 MONITOREO COMPUTACIONAL PARA TUBERIAS

Para el presente proyecto de titulación no es de interés analizar las razones o los factores del porque se produjeron las fallas, la razón de este análisis es monitorear el compartimiento de la línea de flujo y el desarrollo de la ingeniería para la selección de la instrumentación adecuada, con la finalidad de que el hardware seleccionado sea capaz de emitir las alertas necesarias al sistema de control instalado en la planta.

Los sistemas de detección de fugas tradicionales se realizaban considerando diferentes procedimientos como:

- Patrullaje aéreo y/o terrestre,
- Información de terceros,
- Inspecciones rutinarias realizadas por el personal de la empresa,
- Sensores de detección de hidrocarburos,
- Información de los controladores de tuberías relacionados a los parámetros del SCADA de operación.

Con el mejoramiento de la calidad de los materiales, el diseño de las facilidades de campo y el mejoramiento de los equipos de superficie se desarrolla la supervisión basada en software con algoritmos robustos.

En noviembre de 2002 la API establece la segunda edición de la norma API 1130 establece un concepto denominado “Monitoreo Computacional de Tuberías” con sus siglas en ingles CPM (Computational Pipeline Monitoring) para la detección de fugas el cual trata de aportar herramientas a los operadores de las líneas de flujo para reconocer anomalías de carácter hidráulico utilizando algoritmos matemáticos.

En la figura 1.2 se puede observar el esquema de detección y ruptura para el CPM, la cual es una herramienta dinámica que debe adaptarse a las condiciones en tiempo real, ya que el discriminar entre una fuga y una ruptura puede marcar una diferencia en la sensibilidad del sistema.

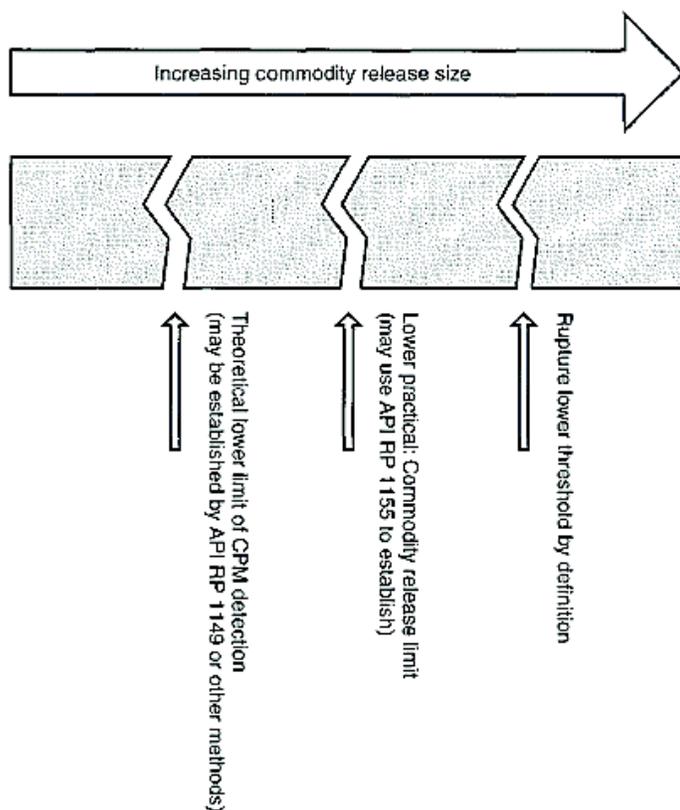


Figura 1.2 Definición de Detección/Ruptura [1]

El reconocimiento de una fuga depende de una serie de consideraciones como las que se describen a continuación:

- Cambio en el flujo del ducto.
- Cambio de presión del ducto.
- Si nos encontramos en estado estacionario (transportando) o en estado transitorio (iniciando el bombeo) y que tiempo de duración tiene cada uno de estos estados.
- El tipo de CPM utilizado, no todos reaccionan igual ante un mismo suceso.
- El tiempo de muestreo que tiene el SCADA.
- El gradiente de temperatura del ducto en ese intervalo de tiempo.
- La sensibilidad del sistema que es afectada por el tramo en verificación.

Habitualmente el transporte de petróleo se lo realiza a través de ductos de acero, mismos que podrían variar en diámetro, longitud, grosor de la pared, coeficiente de rugosidad interna, composición de tubería entre otros, factores que son muy importantes para alimentar al CPM.

1.1.2 METODOLOGÍAS

La información generada por la instrumentación de campo alimenta una base de datos instalada en un servidor, misma que sirve para que luego del análisis matemático el CPM muestre la información en tiempo real de la condición del fluido o del batch que se encuentra transportando.

La complejidad en el análisis de estos valores puede resumirse a la “simple” comparación reiterada de un parámetro en particular con un set point establecido o un análisis más “complejo” en el que se consideren múltiples parámetros con límites entrelazados y/o dinámicos.

Los algoritmos del CPM están conceptualizados para:

- Compensar las incertidumbres operacionales y/o de configuración.
- Alcanzar una respuesta del sistema concordante entre la exactitud y la velocidad del LDS.

A continuación, se explicará los diferentes métodos para la detección de fugas; por un lado se tiene los de base externa que son básicamente los que utilizan medios

físicos diferentes al proceso y de base interna que se basan en el sensado de las características propias del fluido y su comportamiento

1.1.2.1 Sistemas de detección de fugas de base externa

En este método de detección de fugas no se considera análisis matemático por lo que no se puede hablar de un sistema CPM propiamente dicho. La información que llega al operador es normalmente una alarma al cuarto de control que proviene generalmente de sistemas o dispositivos externos como:

- Cables de detección de hidrocarburos de fibra óptica.
- Conductos dieléctricos de detección de hidrocarburos.
- Detectores de emisiones acústicas.
- Sensores de vapor de hidrocarburos.

1.1.2.2 Sistemas de CPM basados internamente

En sistemas basados internamente se considera los parámetros de: presión, temperatura, viscosidad, densidad, velocidad de flujo, velocidad sonora del producto y ubicación de la interfaz del producto, información que es tomada con instrumentación de campo colocada a lo largo de la línea de flujo.

La instrumentación envía una cantidad de datos en tiempo real de las condiciones del tramo en estudio y a su vez alimenta al CPM de información sustancial para el análisis matemático pertinente. A pesar de tener una misma instrumentación existen distintas maneras de tratar los datos y establecer métodos diferentes como los que se detalla a continuación:

- *Balance de línea (LB)*: Se basa en la comparación entre el volumen que ingresa al ducto y el volumen que sale del ducto, la diferencia que se obtiene es comparada con un set point; lo que esté fuera de este parámetro se considera como fuga, no existe compensación por temperatura o presión y su ajuste es muy sencillo.

- *Balance de volumen (VB)*: Se considera a este método como una ampliación al balance de línea en el que ya se considera compensación en temperatura y/o presión, compensación que se realiza en base al algoritmo matemático.
- *Balance de volumen modificado (MVB)*: la compensación se realiza de manera dinámica, es decir se contabiliza volúmenes específicos “inventariados” y se actúa sobre cada uno de ellos.
- *Balanza de masa compensada (CMB)*: además de lo establecido en el MVB, este método considera las condiciones del ducto en los puntos de medición, es decir, donde haya instrumentación se podría establecer la presión y temperatura (segmento) que alimentan al CPM con datos parciales que aumentan la precisión del LDS. Este desequilibrio de temperatura y presión se monitorea de manera continua en intervalos de tiempo programados.
- *Modelo transitorio en tiempo real (RTTM)*: Para este método se prepara un modelo matemático del ducto con todas sus características físicas y de operación (flujo, presión, temperatura, entre otras) y los datos obtenidos de la instrumentación de campo son comparados en tiempo real con los de diseño, la ventana que se genera es la que determina la fuga en relación a la calibración del software.
- *Monitoreo del flujo y presión*: se basa únicamente en el establecer un set point en base a la operación tanto para el flujo de la línea como la presión, una desviación al parámetro de operación no indicaría una fuga, normalmente la tolerancia es una ventana de valores para evitar falsas alarmas.
- *Onda acústica/negativa de presión*: se basa en ondas de rarefacción producidas cuando se produce una ruptura en el ducto, ya que al generarse una ruptura existe una caída de presión que produce una onda de presión negativa, la que viaja por el tubo aguas arriba y aguas abajo.
- *Análisis estadístico (SPC)*: este método se basa en análisis estadístico el cual genera una probabilidad de falla en función de los datos obtenidos, no requiere alimentarse de muchos valores y puede utilizar el LB por ejemplo como media para todo el análisis estadístico.

Cabe señalar que cada uno de los métodos tiene sus fortalezas y debilidades, no se puede optar por uno y entender que éste será suficiente; de hecho, cada ducto es único y se debe analizar el mejor método a implementar.

A continuación en la figura 1.3, se describe un diagrama de bloques general del CPM.

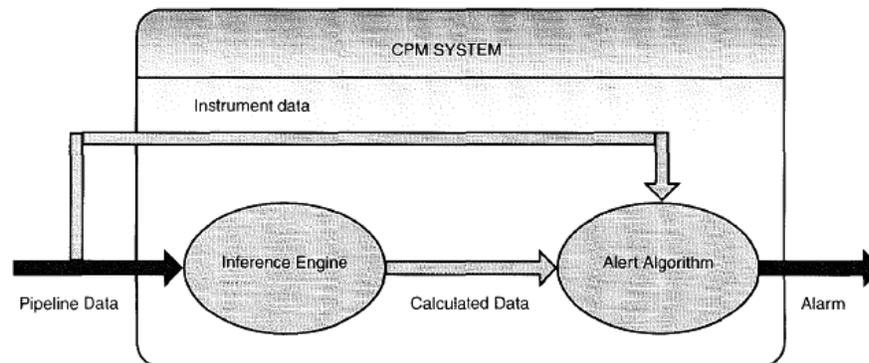


Figura 1.3 Sistema CPM considerando una base interna [1]

1.1.3 CRITERIO DE SELECCIÓN DEL MÉTODO DE DETECCIÓN DE FUGAS

Para escoger un método de detección de fugas se debe considerar esencialmente la mejor metodología para la implementación de un CPM y esto normalmente depende de algunos elementos y sus interrelaciones como son:

- Las capacidades de medición, relacionado a la instrumentación
- La confiabilidad de las comunicaciones
- Las condiciones de operación de la tubería, y
- El tipo de producto

A continuación, una lista de características y funcionalidades que un CPM podría tener y que garantizan su operatividad. Debido a su importancia han sido consideradas tal cual se encuentran en la norma API 1130:

1. Poseer una alarma que indique la fuga del producto.
2. Poseer alta sensibilidad a la liberación de los productos básicos.
3. Permitir la detección oportuna de la liberación de productos básicos.
4. Requerir configuración y ajuste de software mínimos.

5. Realizar sus funciones CPM con sensores e instrumentos existentes.
6. Ser inmune a fallas de comunicación o por fallos de datos.
7. Ser flexible ante condiciones de operación compleja.
8. Estar disponible durante los transitorios.
9. Ser configurable a redes complejas de oleoductos.
10. Realizar un cálculo de desequilibrio en metros en un instante en el tiempo.
11. Poseer umbrales de alarma dinámica.
12. Poseer una constante de líquido dinámico.
13. Acomodar mezcla de productos básicos.
14. Contar con transferencia de calor.
15. Proporcionar el perfil de presión en tiempo real del sistema de tuberías.
16. Ser flexible ante condiciones de línea floja intermitentes o permanentes (evitar alarmas y no deshabilitar totalmente todos los segmentos de la tubería durante el evento).
17. Ser flexible ante todo tipo de líquidos.
18. Identificar la localización de la fuga con los lugares apropiados del poste de la milla o la estación más cercana.
19. Tener la capacidad de mostrar el historial de presión en función del tiempo para cada ubicación de presión de línea a lo largo de una tubería.
20. Proporcionar la sustitución automática y manual de datos durante períodos de indisponibilidad de datos, por ejemplo, Interrupción de la comunicación, etc.).
21. Proporcionar una indicación compuesta de los atributos de datos asociados con las entradas de control de apoyo y los datos calculados.
22. Minimizar el número de alarmas requiriendo confirmación de liberación de productos de soporte, y preferiblemente de manera independiente.
23. Identificar la tasa de fugas.
24. Ser flexible ante la medición de los productos básicos y la compensación del inventario para diversos factores de corrección (temperatura, presión, densidad, factor del medidor).
25. Proporcionar el seguimiento de lotes con la ubicación de la interfaz, ser capaz de calcular el módulo de volumen, y realizar la compensación de inventario.

26. Realizar cálculos rápidamente usando los datos cuando estén disponibles.
27. Validar las alarmas de liberación de productos mediante el análisis redundante dentro del mismo método, así como el análisis redundante entre métodos.
28. Ser flexible ante arranques/paradas de bombas, apertura/cierre de válvulas y otras funciones operativas normales sin generar alarmas.
29. Tener en cuenta los efectos del aditivo reductor de arrastre.
30. Tener soporte del Centro de Control.
31. Tener un analizador de probabilidad de fugas para pesar todos los componentes de una fuga (pérdida de empaque, desviación de presión, desviación de medidor) para ayudar a un controlador de tubería a realizar una declaración de fuga.
32. Poseer capacidad para permitir que las alarmas sean integradas en el procesamiento de alarmas del controlador de tuberías.
33. Poseer históricos de auditoría de las acciones de CPM tomadas por los controladores de pipeline y permitir el ahorro de datos históricos.
34. Tener la capacidad de volver a los límites normales de detectabilidad rápidamente después de restaurar los datos o el servicio informático o después de una interrupción no programada.
35. Tener la capacidad de proporcionar varios tipos de advertencias y alarmas, por ejemplo, advertencias o alarmas sobre fallos de datos o condiciones de operación inusuales que indican que la causa no es una liberación de productos.
36. Proporcionar una alarma en todas las condiciones de funcionamiento del sistema, pero no se deshabilitará la solución de monitoreo por ninguna circunstancia.
37. Tener la capacidad de auto prueba sin afectar el rendimiento mientras la prueba está en marcha.

Luego de haber determinado los conceptos, directrices y principios de lo que corresponde a un sistema de detección de fugas, en los siguientes subcapítulos se enunciarán las consideraciones que se deben mantener con relación a la instrumentación de campo y lo que la norma API 1130 sugiere en este sentido.

1.1.4 INSTRUMENTACIÓN DE CAMPO

La instrumentación de campo juega un papel fundamental en la precisión y sensibilidad del sistema de detección de fugas y por ende del CPM instalado. Determinar las mejores características y especificar instrumentos acordes al método a implementarse, así como a las características del fluido le darán al LDS un grado de confiabilidad y seguridad en la operación.

La API 1130 plantea algunas recomendaciones que garantizan el buen funcionamiento del CPM, pero no solo está en especificar lo “mejor” sino en seleccionar de todo el abanico de instrumentos y sus tipos de medición el más adecuado por funcionalidad, costo y mantenimiento.

Es recomendable que para cada método se considere una instrumentación de campo propia.

1.1.4.1 Selección de instrumentación

Como se había mencionado anteriormente cada uno de los ductos tiene una característica constructiva en relación al fluido que por allí se transportará, es decir, el diseño mecánico plantea ciertas condiciones de operación que servirán como punto de partida para la selección del instrumento. En otras palabras, la presión, el caudal, la temperatura, la densidad, son las variables a considerar dentro del diseño y especificación de los instrumentos.

Si bien a través de los parámetros de operación se obtienen las variables a ser consideradas, es muy importante mantener una precisión y repetitividad significativa, ya que estos parámetros serán los que determinen la exactitud del LDS, una caída pequeña de presión puede significar en caso de ruptura o fuga un volumen considerable de producto que se derrama al entorno.

A nivel de SCADA, la velocidad de transporte de datos, la confiabilidad del sistema y la capacidad del sistema de conversión analógica/digital de la instrumentación aportan considerablemente en la respuesta ante una fuga en la tubería, y mejoran el punto de certeza del sistema. En la tabla 1 se puede apreciar que mientras más

bits tenga el conversor análogo digital se mejorará considerablemente la resolución del instrumento.

Tabla 1. A/D Bits vs % Resolución [1]

A/D Bits	% Resolución
8	0.4
10	0.1
12	0.025
16	0.015

Para algunos fabricantes de soluciones LDS, los valores a considerar dentro de la instrumentación son:

Tabla 2. Valores de precisión y repetitividad típicos para el LDS [1]

Instrumento	Precisión	Repetitividad
Flujo	0,2% del rango	0.1% del rango
Presión	0,2% del rango	0.1% del rango
Temperatura	0,2% del rango	0.1% del rango

1.1.4.1.1 Tipos de instrumentos

Para un sistema de detección de fugas “CPM basado internamente” únicamente se considera variables de presión, caudal y temperatura, siendo esta última “opcional” si se considera medición de volumen tipo másico.

Antes de describir cada tipo de instrumento, es importante que se consideren ciertos conceptos que luego serán aplicados como criterios de diseño para la selección de la instrumentación, y estos son:

Error: es la desviación entre las medidas tomadas de manera práctica y las calculadas o teóricas, como resultado de las fallas de los instrumentos y de las perturbaciones del sistema.

$$\text{Error} = \text{Valor_leido_del_instrumento} - \text{Valor_ideal_de_la_variable_medida} \quad (1.1)$$

a) Error Absoluto:

$$\text{Error_Absoluto} = \text{Valor_leido} - \text{Valor_verdadero} \quad (1.2)$$

b) Error Relativo:

$$\text{Error_Relativo} = \frac{\text{Error_Absoluto}}{\text{Valor_verdadero}} \quad (1.3)$$

Exactitud: está relacionada a la capacidad de un instrumento de obtener valores cercanos al parámetro o patrón establecido como base para una variable específica.

Precisión: es la capacidad de un instrumento, para un valor de medida, en condiciones normales de operación y en varias lecturas no variar el valor entre cada una de ellas de manera significativa, es decir, ser muy similares entre sí.

Repetibilidad: Se considera como la capacidad de un instrumento de reproducir un valor de medida en todo el rango en las mismas condiciones del proceso y para un estado normal de operación.

La repetibilidad está dada por la ecuación:

$$\text{Repetibilidad} = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{N}} \quad (1.4)$$

Donde:

x_i = valor medido

\bar{x} = valor verdadero

N = número de medidas realizadas

Medición de temperatura:

El valor de temperatura es una de las variables a ser consideradas comúnmente en un proceso debido a su importancia. Mantenerla dentro de un rango aceptable o “controlado” es una de las funciones del sistema de automatización.

Para este caso en particular, en un sistema de detección de fugas se considera como una entrada de información la temperatura del fluido multifásico que está siendo transportado a través del ducto, esta variable es sensada a través de instrumentos de campo colocados a lo largo de la tubería.

Para medición de temperatura se aprovecha los distintos fenómenos que permiten determinar su valor, dentro de los cuales están:

- Variaciones en el volumen o en su estado físico
- Variación de la resistencia de un conductor
- Variación de la resistencia de un semiconductor
- Fuerza contra electro motriz generada en la unión de dos metales
- Intensidad de la radiación, entre otros.

En el sector petrolero con el pasar del tiempo se ha ido estableciendo especificaciones, diseños y estándares en la selección de instrumentación de campo, por lo que, la medición de temperatura se basa en fenómenos como la variación de la resistencia y la f.e.m generada en la unión de dos metales.

El platino, el níquel y el cobre cumplen con estas especificaciones y son los más utilizados, a su vez, el platino permite tener una exactitud superior y a pesar de ser costosos el sector petrolero lo utiliza debido a sus bondades.

El acondicionamiento para un sensor de temperatura tipo variación de resistencia se realiza generalmente a través de un puente de Wheatstone equilibrado, estos pueden ser de 2, 3 y 4 hilos.

Medición de presión:

La presión es una fuerza por unidad de superficie, que puede ser expresada en unidades: pascal, bar, atmosferas, kilogramos por centímetro cuadrado y libras por pulgada cuadrada (psi).

$$P = \frac{F}{A} \quad (1.5)$$

Donde:

F = fuerza

A = área

Para nuestro sistema se considera la medición de presión relativa, que es la diferencia entre la presión absoluta y la atmosférica, ésta cumple con los requerimientos de medición de la variable del ducto ya que necesitamos conocer la presión en un punto determinado.

Podemos encontrar instrumentos de presión relativa compuestos por membranas tipo diafragma que transfieren el fleje a un sistema electrónico, transmitiendo así el valor de presión al sistema.

Estos equipos pueden estar acoplados a transmisores que en la actualidad pueden enviar la información a través de protocolos conocidos, siendo el más utilizado el tipo Hart de 4-20 mA.

El conexionado a las facilidades de campo es muy sencilla, al ser un elemento intrusivo se requiere un punto de conexión físico, normalmente se lo hace a través de un threadle de tipo NPT 1/2".

Medición de caudal:

Para nuestro sistema de detección de fugas el caudal es una de las variables que juega un papel fundamental en los datos obtenidos del campo, la selección y el principio de medida determinarán la exactitud y repetitibilidad requeridos por la API 1130, por lo que hablar de todos los principios no es análisis del presente proyecto de titulación.

Podemos encontrar medidores de tipo volumétrico y másico, el medidor volumétrico es afectado por la temperatura del proceso debido a que la densidad varía según la variación de temperatura, es decir, en condiciones normales de operación y a presión constante se podría dar que a las 00:00 podemos tener una temperatura de 8 – 10 grados centígrados y obtendríamos un valor de caudal, mientras que a las 12:00 posiblemente tengamos una temperatura de 20 – 26 grados centígrados y el valor de caudal sería distinto, este método requiere compensación.

Con la finalidad de dar al CPM una información de campo, con los parámetros prestablecidos por la API 1130 se seleccionarán elementos medidores de caudal másicos, ya que estos no son sensibles al efecto del cambio de temperatura, uno de estos y el más utilizado es un medidor de tipo coriolis.

Medidor de Coriolis: su principio de funcionamiento *“se basa en el teorema de coriolis, matemático francés (1795-1843) que observó que un objeto de masa (m) que se desplaza con una velocidad lineal (v) a través de una superficie giratoria que gira con velocidad angular constante (w), experimenta una velocidad tangencial (velocidad angular \times radio de giro) tanto mayor cuanto mayor es su alejamiento del centro.....”* [2]

1.1.4.2 Instalación de la instrumentación

En referencia a la instalación de instrumentos para oleoductos se sugiere trabajar con la API RP 550, la recomendación del sistema de detección de fugas y la normativa vigente. De manera general la API 1130 dice que:

- Para medición de presión se considere la instalación de los instrumentos de manera que estén fuera de segmentos de tubería turbulentos, como en los tramos de descarga de las bombas.
- Para medición de flujo se considere en puntos donde el flujo se mantenga lo más estable con la finalidad de garantizar la precisión.
- Para medición de temperatura se considere en un punto donde el producto entregue la información más leal del gradiente de temperatura durante la operación.

1.1.4.3 Agentes externos que afectan a la medición

Debido a la cercanía de equipos mecánicos o eléctricos a los instrumentos de medición, se generan fuentes de ruido que podrían alterar la lectura y por ende registrar un error de medida, este efecto cambia el funcionamiento del sistema de detección de fugas, es importante considerar métodos físicos o artificios de control como filtros pasa bajos para atenuar estos efectos.

1.1.4.4 Calibración y mantenimiento de la instrumentación del CPM

Cuando se habla de calibración y mantenimiento se refiere a establecer procedimientos de mantenimiento continuo, preventivo y predictivo que apunten a mantener el instrumento en las mejores condiciones de operación.

Lo que se busca es garantizar que la información o dato que llegan del instrumento sean lo más fiel posible y lo más apegado a la curva de fábrica (patrón), cualquier desviación de estos parámetros podría generar un mal funcionamiento del LDS y a su vez generar falsas alarmas hacia el operador.

La calibración es un trabajo de campo coordinado con la operación que consiste en comparar la medida que da el instrumento con un patrón establecido, con esto se verifica la precisión y repetitividad del equipo garantizando de esta manera que la información es la adecuada para el procesamiento del CPM. No se debe olvidar que este trabajo debe quedar debidamente documentado con la finalidad de realizar un seguimiento en el tiempo.

1.2. ANALISIS DE LA NORMATIVA LOCAL – ARCH

Según el proyecto de Ley Reformatoria a la Ley de Hidrocarburos y a la Ley de Régimen Tributario Interno, publicado en el Registro Oficial # 244 el martes 27 de julio de 2010 en el Art. 11 indica:

“Art. 11.- Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH).- Créase la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, ARCH, como organismo técnico-administrativo, encargado de regular, controlar y fiscalizar las actividades técnicas y operacionales en las diferentes fases de la industria hidrocarburífera, que realicen las empresas públicas o privadas, nacionales, extranjeras, empresas mixtas, consorcios, asociaciones, u otras formas contractuales y demás personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras que ejecuten actividades hidrocarburíferas en el Ecuador.

Atribuciones. - Son atribuciones de la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, las siguientes:

- a. Regular, controlar y fiscalizar las operaciones de exploración, explotación, industrialización, refinación, transporte, y comercialización de hidrocarburos;*
- b. Controlar la correcta aplicación de la presente Ley, sus reglamentos y demás normativa aplicable en materia hidrocarburífera;*
- c. Ejercer el control técnico de las actividades hidrocarburíferas;*

Ahora bien, en lo referente a detección de fugas en tuberías, la Secretaria de Hidrocarburos del Ecuador en el suplemento “NORMATIVA HIDROCARBURIFERA”, indica:

“Art. 78.- Normas de seguridad.- En la comercialización de derivados de petróleo y afines se observarán, además de lo establecido en los artículos 26 y 27, las siguientes disposiciones de seguridad:

d) Todas las tuberías de despacho y ventilación estarán instaladas de manera que queden protegidas contra desperdicios y accidentes.

Donde estén enterradas, las tuberías irán a una profundidad mínima de 40 centímetros bajo el pavimento a superficie del terreno y deberán ser debidamente protegidas exteriormente contra la corrosión a fin de evitar fugas o derrames que pudieran causar daños al ambiente;

e) Junto a las bocas de descarga se instalará una toma a tierra, a la cual será conectado el autotanque previo al trasvase del combustible, para eliminar la transmisión de la energía estática;

La normativa local y los estándares internacionales establecidos indican los parámetros mínimos a cumplirse para garantizar una operación adecuada en el transporte de hidrocarburos, es decir, se debe garantizar la correcta operación sin derrame alguno en el proceso de transporte.

La detección de fugas por lo tanto es un requerimiento en el diseño de facilidades de transporte y uno de los sistemas a ser considerados para el cumplimiento de la normativa local, habiendo un sinnúmero de soluciones más o menos costosas bajo un mismo principio de funcionalidad.

En el mercado local se comercializan marcas como Atmos o Energy Solutions que son sistemas computacionales de alto desarrollo resultado de análisis matemáticos complejos que monitorean en tiempo real las variables del proceso y suministran datos de campo a través de la instrumentación instalada.

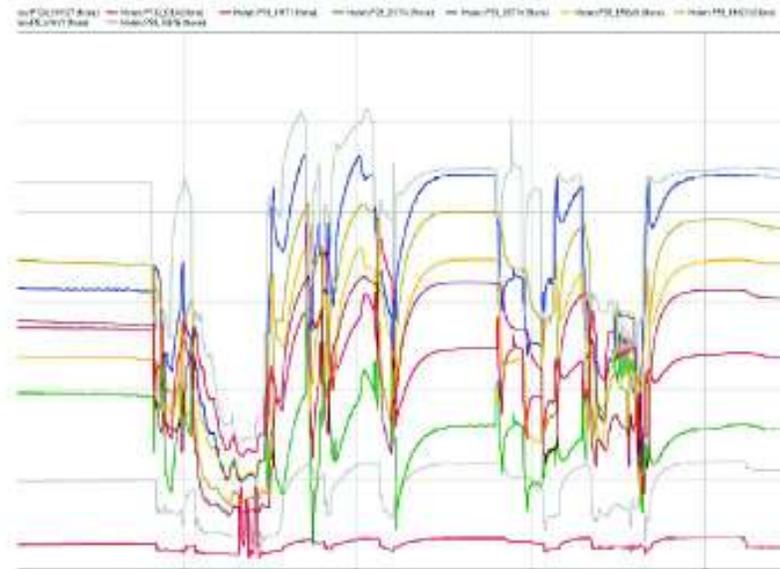


Figura 1.4 Pantalla de Detección de Fugas – Atmos Pipe [3]

En el siguiente capítulo se enuncian los componentes mecánicos para obtener crudo a partir de un fluido multifásico compuesto por agua, gas y crudo que es el fluido característico del fluido que encontramos en nuestro país.

De igual manera se analiza y diseña la instrumentación; y los requerimientos mínimos para un sistema de detección de fugas, su influencia dentro de este sistema complejo, las facilidades para conexión al proceso y la forma de obtener los datos del proceso.

CAPITULO 2

INGENIERIA DE DETALLE DE LOS INSTRUMENTOS PARA EL SISTEMA LDS

2.1. DESCRIPCIÓN DEL FLUIDO DE DISEÑO

Normalmente el fluido que es extraído en los campos petroleros contiene principalmente agua-gas-crudo, por lo que el equipamiento mecánico de plataforma es diseñado para “separar” las fases y obtener crudo para su transporte.

La fase de agua que es separada es utilizada normalmente en re-inyección de agua a presión para los mismos pozos, mientras que la fase de gas en algunos casos, muy pocos, es utilizada para generación eléctrica, y la gran mayoría es quemada.

La densidad del crudo es determinada a través de un parámetro establecido internacionalmente en el sector, los grados API, que no es otra cosa que la medida de densidad en comparación con el agua a temperaturas iguales.

Tabla 2.1 – Grados API [4]

TIPO DE PETROLEO	DENSIDAD (g/ml)	GRADO API
Extra pesado	> 1.0	< 10.0
Pesado	0.92 a 1.0	10.0 a 22.3
Mediano	0.87 a 0.92	22.3 a 31.1
Ligero	0.83 a 0.87	31.1 a 39.0
Súper ligero	< 0.83	> 39.0

A continuación, la ecuación que permite determinar el grado API del crudo:

$$API = \frac{141.5}{GE} - 131.5 \quad (2.1)$$

Donde:

G.E.: es la gravedad específica

En nuestro país se encuentra normalmente un petróleo de tipo mediano, por lo que el desarrollo de la ingeniería estará basado en este tipo de crudo.

2.2. DESCRIPCIÓN DE LAS FACILIDADES MECÁNICAS PARA UNA PLATAFORMA CON PRESENCIA DE FLUIDO MULTIFÁSICO

Una vez realizada la perforación se instala una serie de ductos, bombas, separadores, compresores, sistemas de venteo, etc. que son los componentes fundamentales para la producción de crudo, etapa inmediatamente anterior a la de transporte.

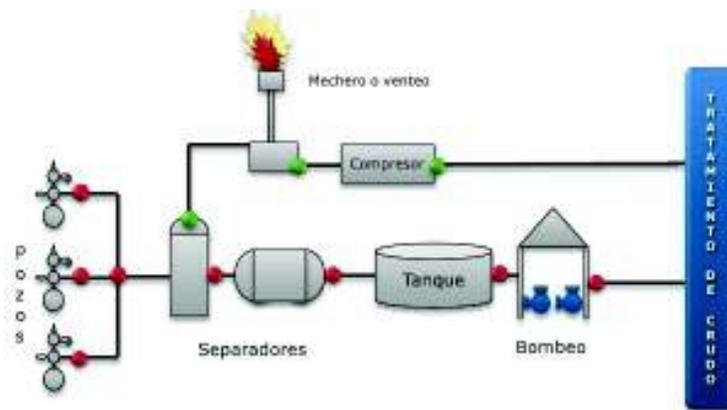


Figura 2.1 Esquema mecánico típico - etapa de producción [5]

En la figura 2.1 se puede observar los componentes anteriormente indicados y a continuación se describe su funcionalidad.

Bomba de pozo: Es la encargada de bombear el flujo multifásico gas-agua-crudo hacia la etapa de separación.

Ductos: Son las tuberías encargadas de transportar el fluido hacia el lugar de almacenaje o despacho.

Separador: Tal vez uno de los componentes más importantes, éste es el encargado de separar el agua y el gas del crudo.



Figura 2.2 Separador multifásico [6]

El separador es de manera general un gran tanque compuesto de elementos mecánicos que almacena temporalmente un volumen específico de fluido multifásico; dentro de éste, por propiedades físicas se produce una separación, es decir, el gas se ubica en la parte superior, el agua va hacia la parte inferior y el crudo rebosa sobre el baffle interno.

El crudo y agua son desviados a través de válvulas y ductos hacia otros tanques de almacenamiento mientras que el gas separado es desviado hacia el mechero.

Mechero: es un componente que toma el gas que sale del separador y lo quema.

Tanque: es el encargado de almacenar el agua o el crudo de producción.

Es importante hacer este detalle y entender como es el proceso de producción de crudo a grosso modo, porque así se puede establecer el cómo teniendo un fluido multifásico se llega a obtener únicamente crudo para este análisis.

2.3. CARACTERÍSTICAS DEL DUCTO DE REFERENCIA

Como se había mencionado la selección de un sistema de detección de fugas está vinculado directamente con el cuidado del medio ambiente ya que se convierte en un elemento preventivo para fugas que ocurran en el ducto de transporte de crudo.

El ducto posee características que van en función del producto a ser transportado y para el presente proyecto de titulación se considerará un ducto que se lo definirá en función de los siguientes parámetros:

- Fluido
- Temperatura
- Presión
- Materiales constructivos

Fluido:

El fluido que circula por el ducto es crudo mediano cuyo régimen se considera laminar, adicionalmente, es importante indicar que se escoge este régimen debido a las condiciones de estabilidad que están presentando en el mismo.

Temperatura:

Una temperatura promedio de operación en transporte está alrededor de 80 grados centígrados a 120 grados centígrados para crudo mediano, este rango será el base para la selección del ducto.

Presión:

Se considerará un valor de presión típica de 100 a 500 psi sobre la línea de flujo debido a que estos valores son los utilizados en el sector petrolero para la fase de transporte.

Materiales constructivos:

Los ductos usados con mayor frecuencia para el transporte de crudo son construidos por algunos fabricantes bajo la norma ISO 3183:2012, que es la que determina las características del acero según la aplicación. Para este análisis se considera una tubería de acero al carbono de 6 Km de longitud.

2.4. ESPECIFICACION DE LOS INSTRUMENTOS

Para determinar las especificaciones de los instrumentos que forman parte del sistema de detección de fugas se analizarán algunos aspectos que apuntan a proporcionar los datos de campo con los parámetros requeridos por la norma API.

2.4.1 CÓDIGOS Y ESTÁNDARES:

En el sector petrolero ecuatoriano se manejan normas y estándares internacionales establecidos para producción de petróleo, cabe señalar que son de los más exigentes en cumplimiento de seguridad, construcción y servicio. Se tiene una influencia de normativa americana debido a que las empresas de este origen fueron las primeras en tener operaciones en el sector petrolero local.

A continuación los códigos y estándares que regirán el presente análisis:

- API 1130 – “Computational Pipeline Monitoring for Liquids”
- ISA S5.1 – “instrumentation Symbol and Identification”
- ISA-TR20.00.01-2007 – “Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments”
- ASTM – “American Society for Testing Materials”
- ANSI – “American National Standard Institute”
- ANSI B1.1 – “Nuts and stud bolts for process equipment”
- ANSI/ASME B1.20.1 – “Connection Threads (NPT)”
- ANSI/ASME B16.5 – “Flange Connection”
- IEC 801 – “Electromagnetic Compatibility for industrial Process Measurement and Control Equipment”
- IEC 61000 – “Electromagnetic Compatibility (EMC)”
- API – “American Petroleum Institute”
- API 551 – “Process Measurement Instrumentation”
- API 550 – “Manual on Installation of Refinery Instruments and Control Systems”

- API 500 – “Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Division 1 and Division 2”
- API 505 – “Recommended Practice for Classification of Locations for Electrical Installations at Petroleum Facilities Classified as Class I, Zone 0, Zone 1, and Zone 2”
- NFPA 497 – “Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas”

2.4.2 CONDICIONES DE SITIO

Para este análisis se considera como ubicación la región amazónica. Los datos abajo detallados fueron obtenidos desde el INAMHI el: 21/06/2017 (<http://186.42.174.236/InamhiEmas/#>) en la estación PUYO

Presión:



Figura 2.3 Presión atmosférica [11]

Temperatura:

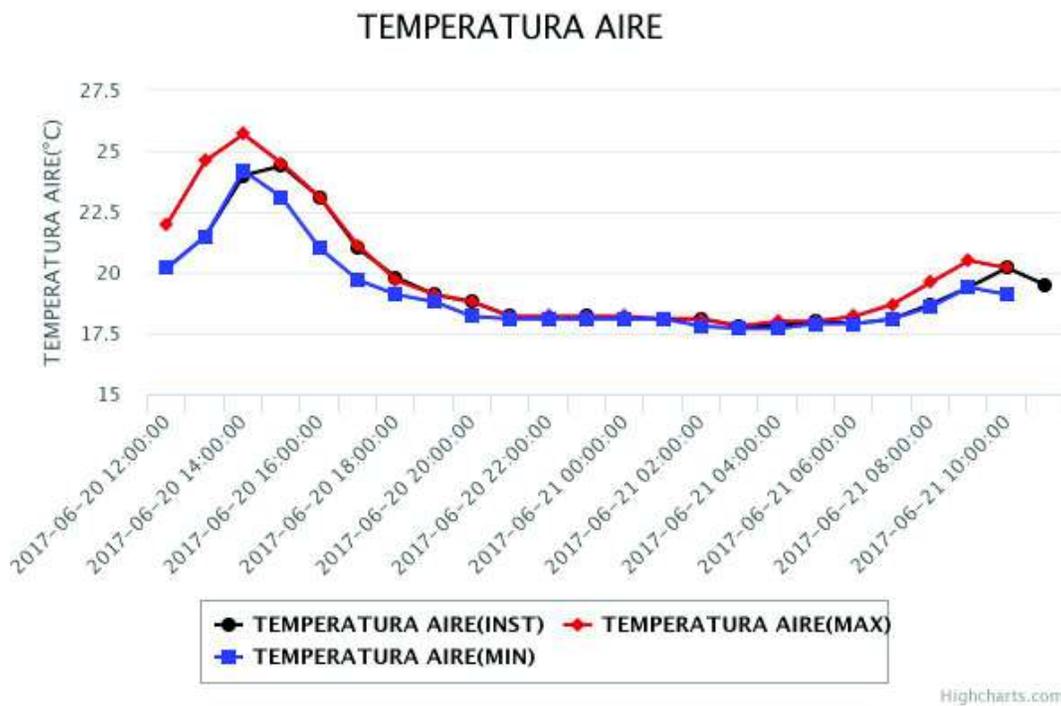


Figura 2.4 Temperatura del Aire [11]

Humedad:

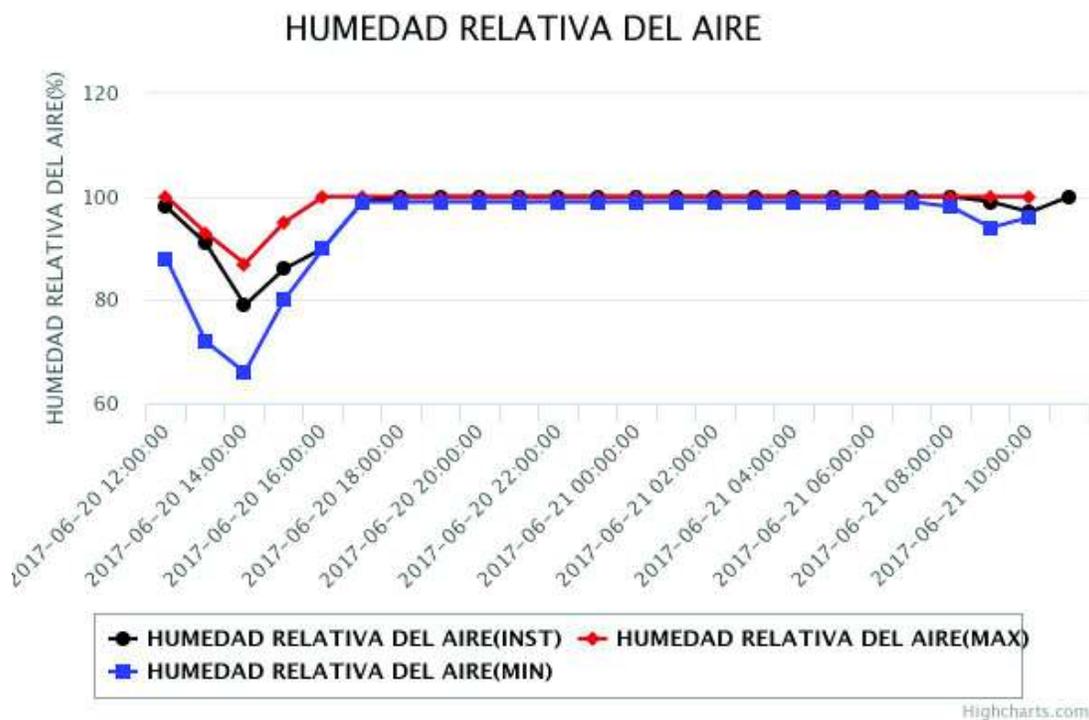


Figura 2.5 Humedad Relativa del Aire [11]

Precipitación:

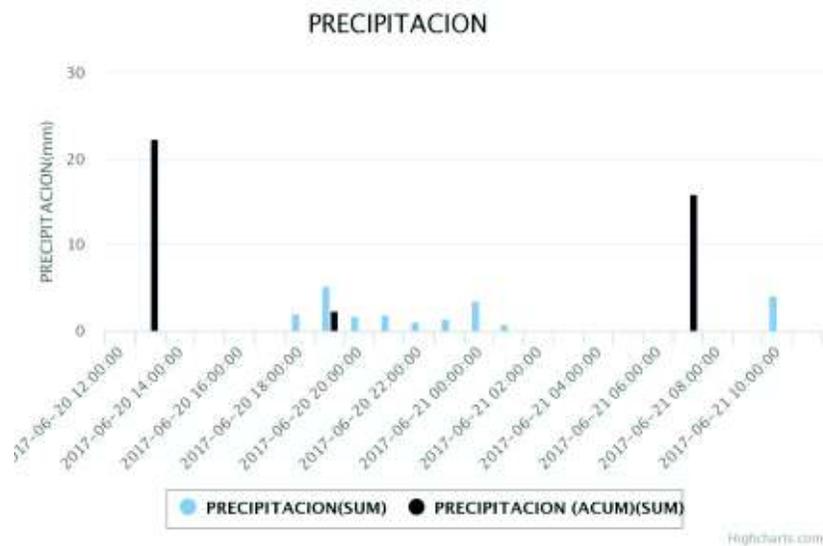


Figura 2.6 Precipitaciones [11]

Ahora bien, el Ecuador se encuentra en el conocido cinturón de fuego, por esta razón posee una alta actividad sísmica, los equipos instalados en plataformas deben soportar vibraciones producidas por estos sismos y la norma ecuatoriana de la construcción - NEC-SE-DS establece en un mapa de riesgo una tabla de especificación de este parámetro. A continuación en la figura 2.3 las gráficas respectivas.

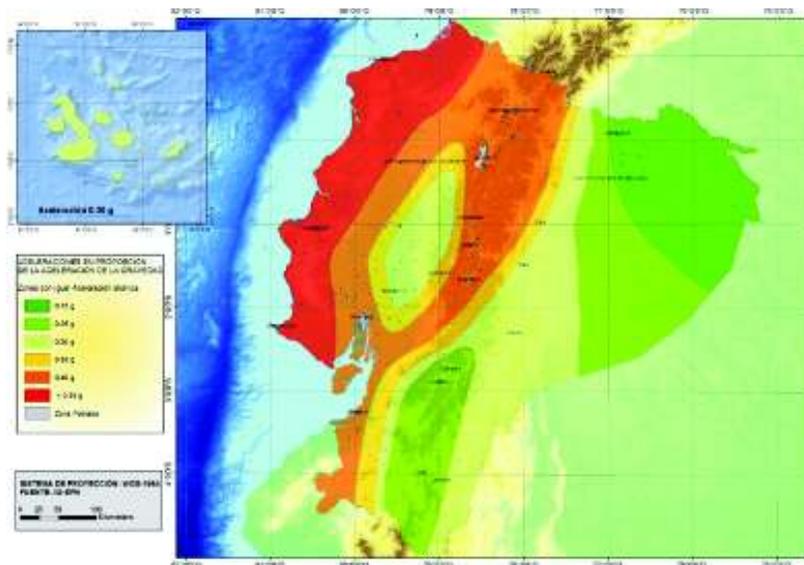


Figura 2.7 zonas sísmicas para propósito de diseño y valor del factor de zona Z

Tabla 2.2 – Valores del factor Z en función de la zona sísmica adoptada

Zona sísmica	I	II	III	IV	V	VI
Valor Factor Z	0,15	0,25	0,30	0,35	0,40	≥ 0,50
Caracterización del peligro sísmico	Intermedia	Alta	Alta	Alta	Alta	Muy Alta

Como se puede observar para el oriente ecuatoriano se tiene un registro de 0,35g que corresponde a una zona sísmica IV.

Luego del análisis de toda la información proporcionada por el INAMHI y lo que recomienda la NEC, los equipos que se instalen en la región amazónica deberán cumplir con la siguiente tabla de Condiciones de Sitio:

Tabla 2.3 – Tabla de condiciones de sitio.

PARAMETRO	VALOR	UNIDAD
Presión Atmosférica Máxima	13,23	PSI
Presión Atmosférica Mínima	13,14	PSI
Presión Atmosférica Promedio	13,19	PSI
Temperatura Promedio	21,7	C
Temperatura Máxima Registrada	39,0	C
Temperatura Mínima Registrada	15,5	C
Humedad Relativa Promedio	90,4	%
Humedad Relativa Máxima Registrada	99,0	%
Precipitación Máxima en 24 Horas	22,4	mm
Promedio de Días Lluvia por Año	219	-
Velocidad del Viento (diseño)	75	Km/h
Altura Sobre el Nivel del Mar (variable)	300-900	msnm
Zona Sísmica	Zona IV	

Lo antes expuesto da información del lugar y condiciones del entorno en el que van a ser instalados los instrumentos de medida, por lo que dichos instrumentos deberán cumplir con características constructivas diseñadas para soportar las inclemencias del clima y las características de humedad y sismicidad.

2.4.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS

Los criterios de selección están basados significativamente en las recomendaciones de la API 1130, API 551, ISA TR20, NEC y las buenas prácticas de ingeniería, sin que esto deje por fuera a las normas listadas en el subcapítulo 2.4.1 códigos y estándares ya que son complementarias a las ya indicadas.

Otros aspectos a considerar son el garantizar condiciones de operación adecuada, protección al entorno, facilidades de instalación, cumplimiento de normativas para áreas explosivas si es que se requiera, entre otras. Por lo antes expuesto a continuación se detallan los criterios que se van a considerar para la especificación de los instrumentos:

- Los instrumentos deberán ser adecuados para servicio continuo bajo las condiciones de operación y climáticas, sin afectar la precisión y exactitud establecidos en la API 1130.
- Los instrumentos deberán ser seleccionados para operar en el rango y alcance de la variable medida en relación a la etapa de transporte, es decir, en el caso de presión si el punto de referencia es 300 PSI, el rango de medida podría estar entre 100 y 500 PSI, y así con las demás variables.
- Los instrumentos deben de estar provistos de transmisores con indicación local y remota, en el caso que aplique los transmisores tendrán la capacidad de mostrar la variable medida, indicar diagnósticos, alarmas internas, status, configuración y calibración.
- El instrumento deberá ser dimensionado con todos los accesorios de montaje.
- Los instrumentos y transmisores deberán ser considerados para uso en exteriores y de alta corrosión.
- Los instrumentos serán especificados de acuerdo a la clasificación de área.

- Los instrumentos serán especificados con pruebas de fábrica y deberán tener certificados de calibración.
- Los instrumentos deberán cumplir con los valores de precisión, exactitud y repetitividad recomendados por la API 1130.
- Los instrumentos deberán garantizar un ahorro económico sin dejar de cumplir con los parámetros mínimos recomendados.
- Los instrumentos deberán tener la capacidad de enviar la información en un protocolo conocido y medio conocido.

El sector petrolero ecuatoriano a través de su estatal ha establecido un documento base de marcas aprobadas para ser suministradas en los diseños de ingeniería, en el tema de instrumentación se encuentran validadas marcas como Rosemount, Endress and Hausen y Siemens. En este caso se procederá a realizar el detalle con equipamiento de la marca Siemens considerando que el resto de fabricantes si pueden ofertar el equipo.

Otra consideración es que este trabajo de titulación se basará en el principio de *Monitoreo del flujo y presión* que consiste en establecer un set point en base a la operación tanto para el flujo de la línea como la presión, una desviación de lo medido por el instrumento versus el set point establecido durante un tiempo determinado podría entenderse como fuga si sobrepasa una ventana de tolerancia.

2.4.3.1 Definición del principio físico para cada instrumento

Presión:

Cuando se desarrolla soluciones para medición de presión se debe considerar si el fluido que se está midiendo se encuentra estático o en movimiento. Para este análisis se trata de un fluido de transporte, éste estará en movimiento a lo largo de la línea de flujo debidamente empaquetado y a una presión constante en el tubo.

Medidor de Presión escogido:

Se considerará el instrumento instalado en un manifold de montaje colocado a la interperie y en un área altamente corrosiva, estará instalado para la medición de

presión de la salida como en la llegada del ducto, medirá presión relativa y contará con un transmisor tipo Hart de 4-20 mA con visualización local.

Flujo:

En el análisis de medición de flujo se había establecido que el principio másico es una ventaja significativa para obtener datos más estables, consecuentes y que no dependan de otras variables.

Medidor de Flujo escogido:

Se considera el instrumento de medición de flujo instalado con bridas de anclaje, colocado a la intemperie y en un área altamente corrosiva. Estará instalado únicamente para la medición de flujo por principios másicos en la salida y en la llegada del ducto, este será de tipo coriolis y contará con un transmisor tipo Hart de 4-20 mA con visualización local.

2.4.3.2 Clasificación del área

En base a la normativa NFPA 497 se puede establecer ciertos parámetros básicos para la clasificación de área, esta clasificación va a servir más adelante en la especificación de los instrumentos con la finalidad de determinar su hoja de datos.

La clasificación de áreas se refiere básicamente a la naturaleza de los materiales que se encuentran en la misma composición del ducto, instrumentos, accesorios, tableros, cables, etc. y los que podrían estar presentes, que en este caso es el fluido de diseño.

Los instrumentos deben contar con una clasificación de área debido a que poseen en este caso transmisores, por ende señales eléctricas que podrían producir una chispa y dado que estamos en un ambiente de vapores explosivos se podría provocar un incendio afectando a la plataforma.

Para clasificar las áreas, la normativa define clases y divisiones que se exponen a continuación:

- Clase I — Líquidos, Gases y Vapores Inflamables
 - Grupos: A (acetileno), B(Hidrogeno), C(Éter Etílico), D(Gasolina)

- Clase II — Polvos Combustibles
- Clase III — Fibras de Fácil Combustión o Pelusas
 - División I
 - En que pueden existir concentraciones ignífugas de gases o vapores inflamables en condiciones normales de funcionamiento, o
 - En los casos en que las concentraciones ignífugas de tales gases o vapores puedan existir frecuentemente debido a operaciones de reparación o mantenimiento o a causa de fugas, o
 - En los cuales el funcionamiento defectuoso de equipos o procesos puede liberar concentraciones ignífugas de gases o vapores inflamables y también puede causar fallas simultáneas del equipo eléctrico de tal manera que el equipo eléctrico se convierta directamente en una fuente de ignición.
 - División II
 - En los que se manipulen, procesen o utilicen líquidos inflamables volátiles o gases inflamables, pero en los que los líquidos, vapores o gases quedarán normalmente encerrados dentro de recipientes cerrados o sistemas cerrados de los que sólo pueden escapar en caso de rotura o descomposición accidental de tales contenedores o sistemas o en caso de funcionamiento anormal del equipo, o
 - En los que las concentraciones ignífugas de gases o vapores se previenen normalmente mediante ventilación mecánica positiva y que podrían resultar peligrosas por fallo o funcionamiento anormal del equipo de ventilación, o
 - Esto es adyacente a una ubicación de Clase I, División I a la cual pueden comunicarse ocasionalmente concentraciones ignífugas de gases o vapores, a menos que se prevenga dicha comunicación mediante una ventilación de presión positiva adecuada de una fuente de aire limpio y se proporcionen protecciones efectivas contra fallas de ventilación.

Considerando los conceptos antes explicados se define que los instrumentos deben ser Clase I, División II, ya que se tiene un fluido que es un líquido, que puede

presentar vapores inflamables derivados del crudo, y que este fluido está en un recipiente o componente cerrado como es la tubería, misma que podría presentar roturas poniendo en riesgo el entorno.

Todos los instrumentos, accesorios y elementos de montaje deberán ser especificados bajo esta misma clasificación.

2.4.3.3 Definición de las facilidades de conexión de los instrumentos

En la sección “descripción de las facilidades mecánicas para una plataforma con presencia de fluido multifásico” se describió los componentes de las facilidades de campo para el transporte de crudo desde el punto de vista de la mecánica, siendo estos componentes los que facilitan la cadena de transporte.

El arranque y apagado de bombas, la apertura y cierre de válvulas generan en el sistema ruido que es transmitido por la línea de flujo hacia todos sus componentes, por lo que, la decisión de instalación antes o después de estos componentes determinan el impacto del ruido y cómo se puede ir mitigando su efecto.

Se partirá para este análisis de un fluido ya monofásico (crudo) y se colocarán los instrumentos antes de la trampa lanzadora y luego de la trampa receptora, que no son otra cosa que arreglos de bombas, válvulas y reductores de velocidad para el transporte del crudo en el ducto de transporte.

Desde el punto de vista de los instrumentos se puede conectar sus sensores a través de medios intrusivos y no intrusivos, los métodos no intrusivos suelen ser más costosos y no tan precisos, dependen del fluido, características constructivas del ducto y las condiciones ambientales. Por ello se hace el diseño con medios intrusivos al proceso anclado en bridas para la medición de flujo y conexión NPT para presión.

Es importante que se considere el efecto de la EMI ya que se tiene comunicación y envío de los datos de campo a través de hilos de cobre, a estos hilos se los debe apantallar para protegerlos de la interferencia magnética y evitar así posibles distorsiones en la calidad de las señales.

2.4.3.4 Realización de las hojas técnicas en base a la normativa internacional y local

Se ha descrito en el presente capítulo las normativas y estándares internacionales, las condiciones ambientales de la zona típica de extracción petrolera del país, la clasificación de áreas y la ubicación de la instrumentación en el ducto.

La norma API 1130 recomienda los parámetros de precisión, exactitud y repetitividad mínimos a ser considerados para que un instrumento pueda ser considerado en un sistema de detección de fugas.

Para establecer el instrumento se determinará un escenario común en una plataforma de extracción petrolera, con datos tomados de manera experimental.

Los datos de selección son:

Fluido: Crudo Mediano

Presión de Operación: 300 psi

Presión Mínima: 100 psi

Presión Máxima: 500 psi

Flujo: 6000 Barriles por día

Ducto: Tubería de acero aislada para intemperie – 4” de diámetro

Con los datos descritos del tubo y bajo los criterios de diseño se verifica la disponibilidad del equipo en el catálogo de los fabricantes, estos contienen algunas de las características requeridas para el desarrollo de las hojas de datos.

La norma ISA-TR20.00.01-2007 ha desarrollado los formatos referentes a las hojas de datos para la especificación a detalle de los instrumentos. En el caso del transmisor de presión se usará la forma 20F2211 que corresponde a un transmisor de presión con diafragma, mientras que para el transmisor de flujo utilizaremos la forma 20F2521 que corresponde a un transmisor de flujo másico tipo coriolis.

Las hojas de datos correspondientes a los instrumentos se encontrarán en los anexos A para flujo y B para presión.

En la figura 2.10 se muestra el instrumento de flujo con su acople bridado en 3 dimensiones y en la figura 2.11 en 2 dimensiones las medidas del mismo.



Figura 2.10 Acople 3D FLANGE – FIT [8]

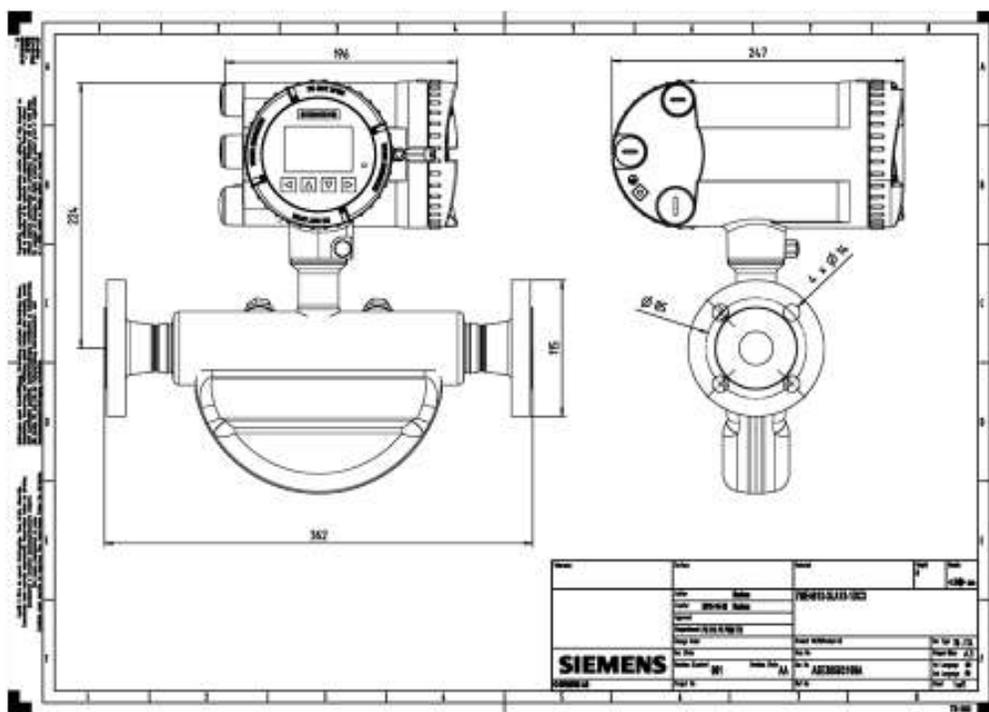


Figura 2.11 Acople 2D Flange – FIT [8]

2.4.5 DESARROLLO DE LOS PI&D DE LA INSTRUMENTACION

En la figura 2.12 se muestra el diagrama PI&D del proceso de transporte.

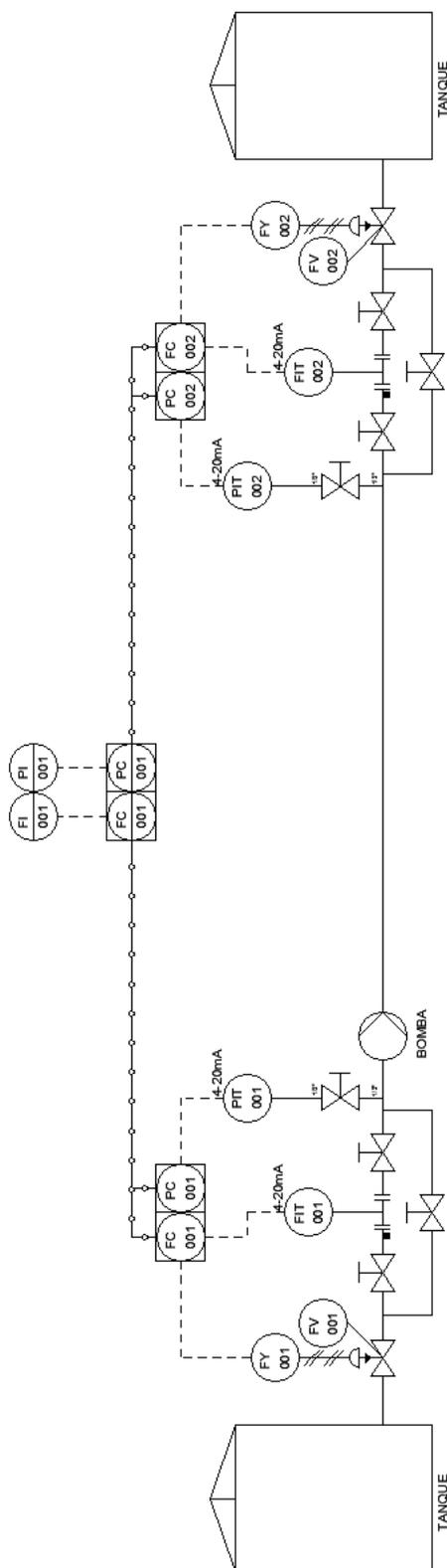


Figura 2.12 PI&D

2.4.6 REALIZACION DE LOS DIAGRAMAS DE CONEXIONADO

Al definir los detalles de la selección de los instrumentos se tomó como base en los instrumentos la marca Siemens, por lo que los diagramas de conexionado son recomendados por el fabricante.

A continuación se cita lo establecido por la marca para el conexionado.

Presión:

Conexionado del instrumento

1. Introduzca el cable de conexión a través del prensaestopas ③.
2. Conecte el aparato a la instalación mediante la conexión del conductor de protección disponible ⑦.
3. Conecte los hilos a los bornes de conexión "+" y "-". ④ Al hacerlo, observe la polaridad. Si es necesario, ponga el aparato a tierra a través del borne "-", para ello conecte este borne con el borne de puesta a tierra ⑨.
4. Dado el caso, coloque la pantalla sobre el tornillo del borne de puesta a tierra ⑨. El borne de puesta a tierra está conectado eléctricamente con la conexión externa del conductor de protección.

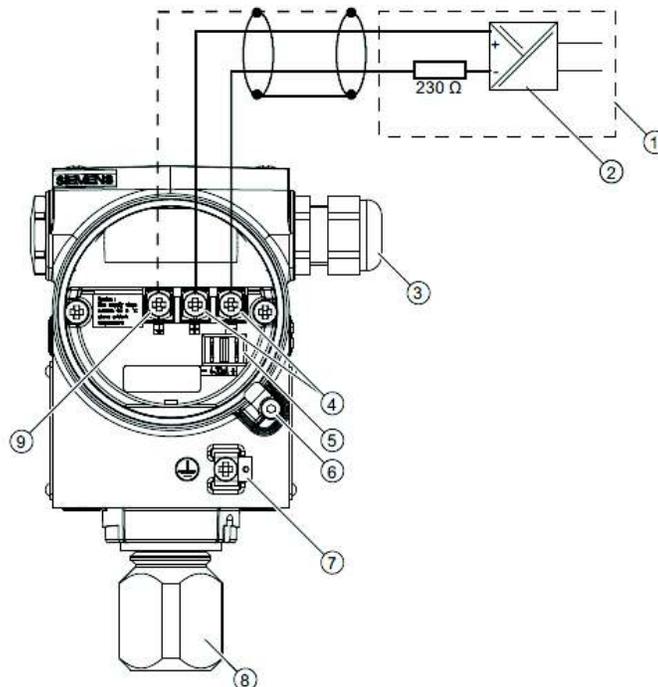


Figura 2.13 Conexión eléctrica, suministro de corriente [9]

Cierre del aparato

1. Atornille las cubiertas ④⑦ hasta el tope.
2. Asegure ambas cubiertas con el seguro previsto ③⑥.
3. Cierre la cubierta de las teclas ①.
4. Apriete los tornillos de la cubierta de las teclas.
5. Compruebe la estanqueidad de los tapones ciegos ⑤ y el prensaestopas ② conforme al grado de protección.

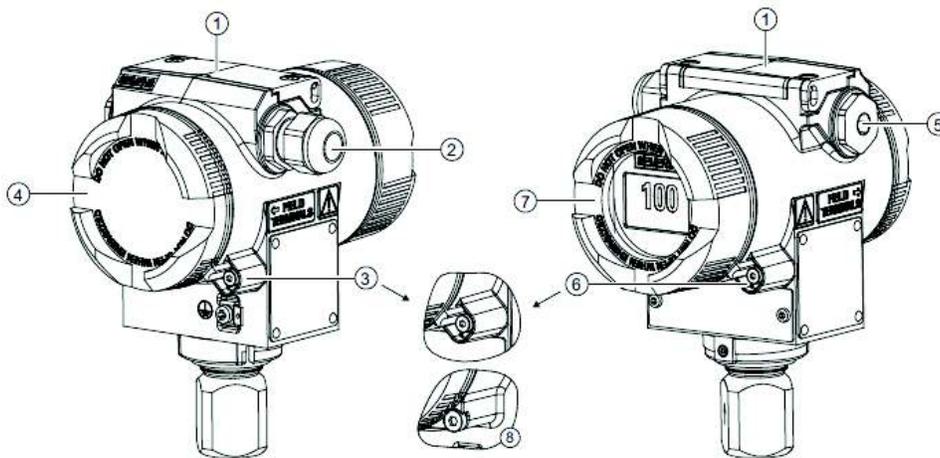
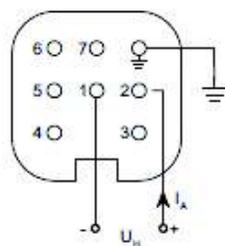


Figura 2.14 Cierre del aparato [9]

Conexión del conector HAN

1. Deslice el manguito de enchufe y el pasacables por el cable.
2. Pele aprox. 8 mm de los extremos del cable.
3. Engaste las piezas de contacto en los extremos del cable.
4. Ensamble la caja de acoplamiento.



I_A Corriente de salida
 U_H Energía auxiliar

Asignación de conexiones con el conector
 Han 7D o Han 8D

Figura 2.15 Conexión Han [9]

Conexión del conector M12

1. Ensarte las piezas del terminal según las especificaciones del fabricante del conector.
2. Pele 18 mm ① del cable de bus.
3. Trence la pantalla en espiral.
4. Enhebre la pantalla con la manguera aislante.
5. Tire 8 mm de la manguera retráctil por el cable, los hilos y el apantallado hasta el borde de referencia ②.
6. Atornille los extremos del cable y la pantalla en el inserto de los pines.
7. Fije las piezas del terminal según las especificaciones del fabricante del conector.

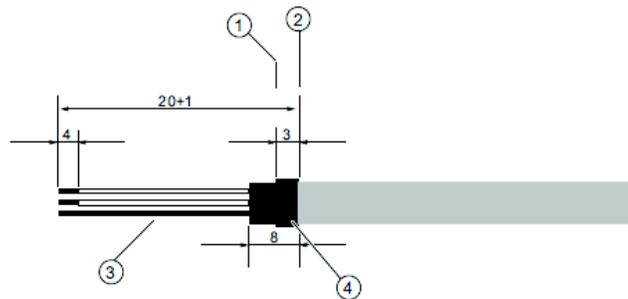


Figura 2.16 Conexión M12 [9]

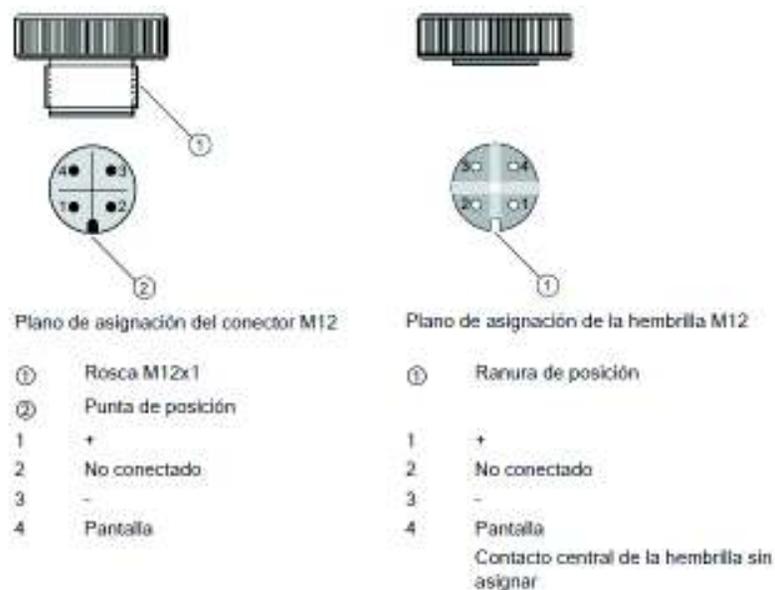


Figura 2.17 Asignación [9]

Flujo:

Conexión del instrumento:

1. Conecte DSL utilizando el cable de 4 hilos suministrado con conectores M12.

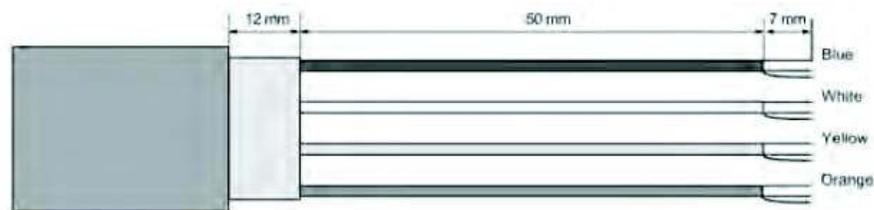


Figura 2.18 Terminación del cable [10]

2. Quite el tornillo de seguridad y quite la tapa.
3. Retire uno de los tapones ciegos y ajuste el prensaestopas.
4. Retire la tapa y la férula del prensaestopas y deslícela sobre el cable.
5. Empuje el cable a través de la glándula abierta; cable de anclaje con barra de sujeción. Asegúrese de que la abrazadera no conecte a tierra la pantalla. Aplique un manguito termorretráctil para asegurarse de que la pantalla solo esté conectada a tierra en el extremo del sensor.
6. Conecte los cables a los terminales según la figura 2.13

Terminal number	Description	Wire color (Siemens)
1	+15 VDC	Orange
2	0 VDC	Yellow
3	B	White
4	A	Blue

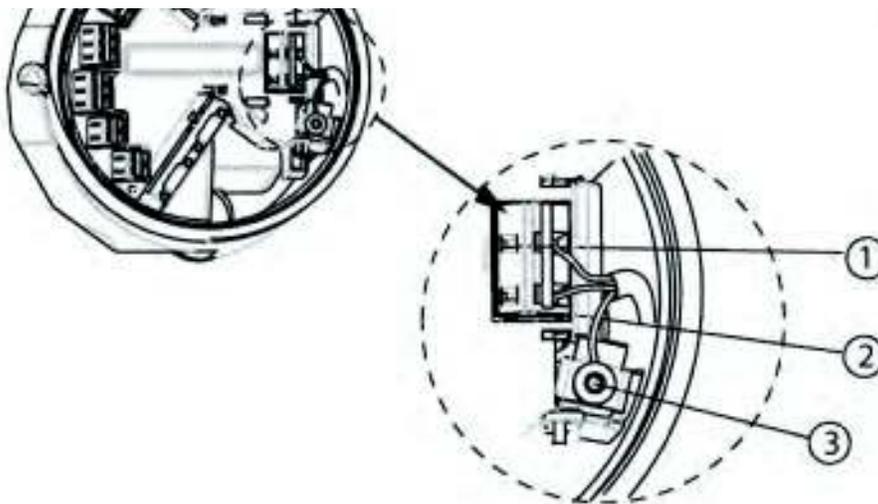


Figura 2.19 Terminales del Transmisor [10]

7. Montar y apretar el prensaestopas
8. Retire la junta de la tapa.
9. Vuelva a colocar la tapa y atornille. Enrolle la tapa hacia atrás una vuelta.
10. Monte la junta tirando de ella sobre la tapa y apriete la tapa hasta que sienta fricción de la junta en ambos lados. Enrolle la tapa del viento un cuarto de vuelta para sellar la junta.
11. Reinstale y apriete el tornillo de bloqueo de la tapa

Conexión de la fuente de alimentación

1. Abra la tapa de protección del terminal de la fuente de alimentación.
2. Retire la tapa y la férula del prensaestopas y deslícela sobre el cable.
3. Empuje el cable a través del casquillo abierto del cable.
4. Vuelva a colocar la férula y apriete la tapa para sostener ligeramente el cable en su lugar.
5. Conecte a tierra al terminal de tierra y alimente los terminales L / + y N / - utilizando la herramienta de cableado de la manera que se muestra a continuación a la derecha.



①	L/+
②	N/-
③	⊕

Figura 2.20 Terminales de alimentación [10]

Conexión de la salida actual HART (canal 1)

1. Retire la tapa y la férula del prensaestopas y deslícela sobre el cable.
2. Empuje el cable a través del casquillo abierto y recorra el cable.
3. Vuelva a colocar la férula y apriete la tapa para sujetar ligeramente el cable en su lugar.
4. La pantalla del cable de señal está doblada hacia atrás sobre la cubierta exterior y puesta a tierra debajo de la abrazadera del cable.
5. Conecte los cables a los terminales usando la herramienta de cableado.

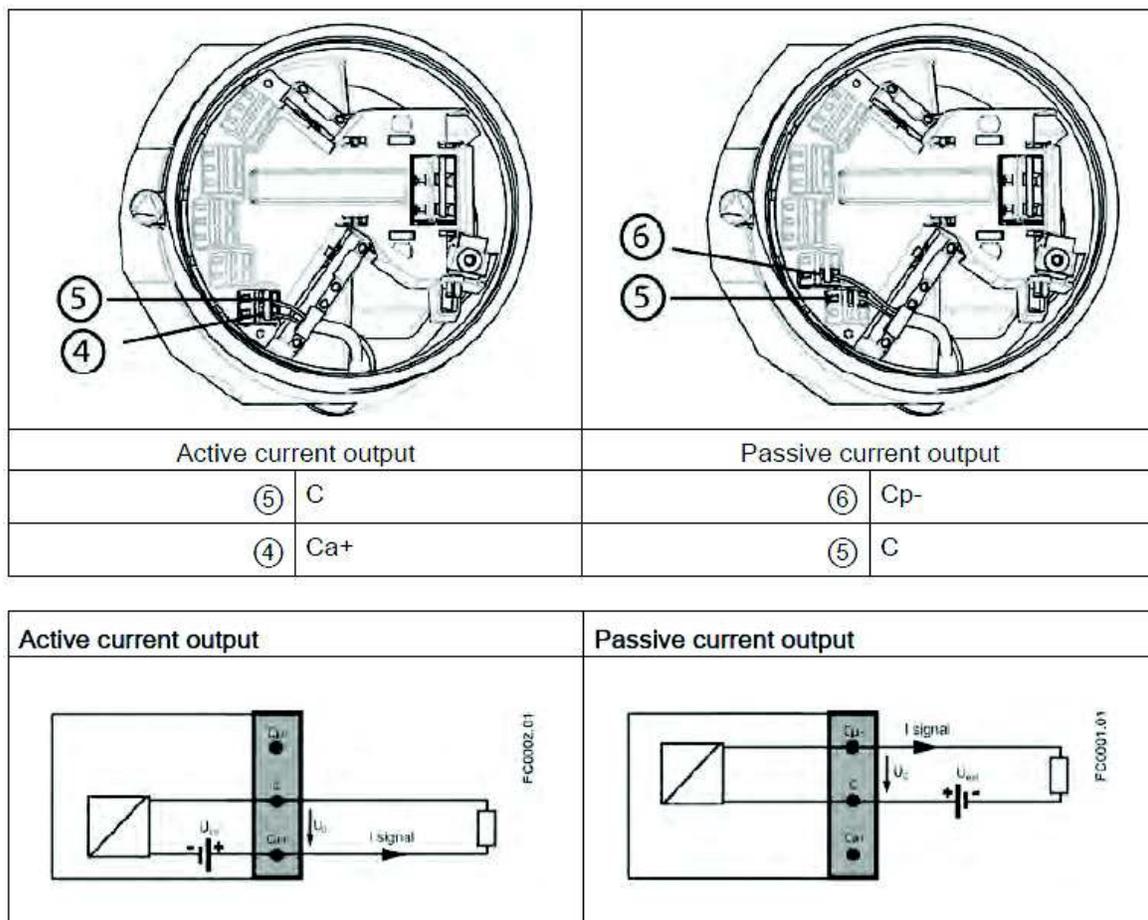


Figura 2.21 Terminales Hart [10]

6. Apretar el prensaestopas.

2.4.7 PRUEBAS EN EL COMISIONADO PARA LA INSTRUMENTACIÓN Y EL SISTEMA LDS

Las pruebas Factory Acceptance Test (FAT) para los instrumentos deberán considerar:

- Certificados de procedencia de los materiales con su respectivo documento Compliance
- Los reportes de fábrica de las pruebas realizadas al equipo.
- Las pruebas específicas si fuese necesario.
- Certificado de inspección y calibración
- Certificados validados por un laboratorio externo.
- Los equipos pueden proveerse con un certificado FAT validado por un tercero bajo la norma EN 10 204 2.2 o DIN 50 049 2.2.

Las pruebas de comisionado para el sistema instrumentado son:

- Antes de realizar cualquier trabajo se debe tener los permisos respectivos para el comisionado y el equipo debe estar disponible, es decir, el cliente o propietario el sistema debe garantizar facilidad de operación mientras se realizan trabajo de montaje o pruebas de los instrumentos, no debe haber operación.
- Realizar una inspección visual del estado del equipo, verificar que los instrumentos y conexiones manifold están en perfecto estado y de acuerdo a los requerimientos de los instrumentos.
- Verificar los certificados de calibración y procedencia del equipo, es decir, que el equipo tenga un certificado emitido por un tercero en el que se indique que los valores de selección estén vigente y debidamente comprobados.
- Energizar el transmisor y comprobar el buen funcionamiento; para energizar se debe contar con una fuente de suministro continuo y las conexiones son de acuerdo a lo indicado en el subcapítulo 2.4.6 Realización de los diagramas de conexionado.
- Realizar la prueba de lazo, no es otra cosa que verificar punto a punto que todos los conductores mantengan continuidad de servicio y que los puntos

de anclaje como borneras se encuentren debidamente conexionadas, además se verifica la respuesta del equipo.

- Aceptación de pruebas y start up.

Las pruebas de comisionado del sistema de detección de fugas son:

- Realizar las pruebas de lazo, que no es otra cosa que comprobar que las señales obtenidas de campo estén siendo recibidas con la estampa de tiempo adecuada y en el valor correcto.
- Sintonizar el sistema LDS, es decir, tomar una serie de muestras de datos de campo e ir validando el comportamiento del ducto de transporte.
- Provocar una fuga controlada y verificar la respuesta del software.
- Verificar las alarmas al operador.

CAPITULO 3

SIMULACIÓN DEL SISTEMA DE DETECCIÓN DE FUGAS

En el presente proyecto se consideró para la simulación del sistema de detección de fugas el uso de una herramienta computacional disponible y de uso frecuente en el proceso de aprendizaje de pregrado en la Escuela Politécnica Nacional. Esta simulación LDS apunta a describir el comportamiento de las variables de entrada y salida del sistema instrumentado para presión y flujo, ya que modificando las características intrínsecas de precisión, exactitud y repetitibilidad de los instrumentos se plantea observar las variaciones a la respuesta en el tiempo bajo diferentes escenarios.

El análisis de carácter mecánico no se considerará en el desarrollo de este proyecto, se tomarán únicamente los datos correspondientes a los componentes, características y estándares de construcción, condiciones estables de operación en el transporte de crudo, diámetros de tubos, caídas estocásticas de presión en función de la distancia y lo pre-establecido en facilidades de campo.

La funcionalidad que se mostrará en la simulación facilitará la selección de los instrumentos y evidenciará las ventajas que se obtienen al verificar una falla en el menor tiempo posible con el fin de obtener el menor impacto al medio ambiente. Queda entonces denotado nuevamente que el fin y propósito de un sistema de detección de fugas es mejorar la seguridad en el proceso de transporte de crudo para de esa manera causar el menor impacto al medio ambiente en el caso de una fuga.

3.1. ANÁLISIS DE LAS SOLUCIONES COMPUTACIONALES EXISTENTES

Un sistema de detección de fugas como tal, refiriéndose únicamente al software, ha sido el resultado de un desarrollo matemático avanzado, ya que no solo

considera el comportamiento y la dinámica de los fluidos, sino también las condiciones de geografía, ambiente y lugar de instalación.

Estas soluciones computacionales han sido el resultado de un equipo corporativo que se dedica únicamente al desarrollo de la solución de detección de fugas y han creado distintos programas con fines de lucro para satisfacer las necesidades de supervisión del ducto de transporte para productos contaminantes. Estos programas por si solos no tienen la capacidad de realizar el análisis sin los datos obtenidos desde campo.

Ahora bien, comercialmente, en el mercado ecuatoriano se tienen tres proveedores con soluciones de detección de fugas, las más conocidas son Atmos, Energy Solution y recientemente Hima. Las tres soluciones presentan un paquete dedicado a la detección de fugas pero como se explicó antes ninguna es fabricante de instrumentos, por lo que la selección de estos es importante para su correcto funcionamiento.

Algo importante que se debe decir es que por la dinámica del fluido y las condiciones de las instalaciones no existe un sistema LDS perfecto, únicamente perfectible, ya que todos presentarán falsas alarmas en algún momento de la operación, es allí, donde la experiencia de los operadores de campo les permite discriminar si existiera una falla.

3.1.1 **ATMOS**

Atmos International es una marca registrada que presenta una solución para detección de fugas y posee otras aplicaciones para monitoreo de transporte de fluidos. Este desarrollador ofrece a sus clientes una amplia gama de soluciones como se puede ver a continuación:

- **Ingeniering Service:** está orientado a compañías que requieren establecer una solución a la medida
- **Pipeline Guardian:** es un paquete de software basado en una tecnología wave desarrollada por Atmos, se fundamenta en principios de balance de volumen máxicos.

- Rupture Detection: es un paquete que fue desarrollado para determinar el punto de ruptura en caso de fuga, este software puede determinar el punto estimado dependiendo de la instrumentación de campo de entre 7 a 12 metros.
- Leak Detection: es el paquete dedicado a la detección de fugas, esta es una herramienta que permite cuantificar e indicar al operador la fuga como tal y el volumen derramado si lo quisiese.
- Theft Detection: es el paquete que se encarga de analizar las falsas alarmas con la intención de ir sintonizando adecuadamente el monitoreo.
- Simulación: es una suite de software que contiene Atmos SIM Online, Atmos Sim Offline, Atmos SIM Leak Detection, Atmos Surge Analysis y Atmos Trainer.
- Operation Manager: es una suite de software Atmos que da información adicional al operador, por ejemplo para seguimiento de pig's limpiadores, ubicación del batch y perfil del fluido en tiempo real, esta suite contiene: Atmos Pig for Liquids or Gas, Atmos Batch, Atmos GMS, Atmos Optimizer y Atmos Hydraulic Profiler.
- Tools: se refiere a los complementarios que son bases de datos de análisis de fugas y demás software de monitoreo, estas herramientas pueden ser bases de datos robustas, HMI, Históricas.
- Maintenance: este es un servicio que ofrece el desarrollo a sus clientes para garantizar el buen funcionamiento de la herramienta, considera principalmente monitoreo 24/7 vía enlace web y asistencia en sitio para mantenimiento correctivo.

Atmos es la solución más utilizada en el Ecuador con sus productos Atmos Pipe y Atmos Wave, el costo promedio de uno de los paquetes para la solución propuesta es de \$40000,00.

3.1.2 ENERGY SOLUTION

Actualmente es un producto del portafolio del fabricante de productos EMERSON, el software provee de información al operador con la finalidad de detectar algún

inconveniente en la línea de flujo y responder lo más pronto posible. Las herramientas con que cuenta esta solución son:

- Pipeline Optimizer: es una herramienta que cuenta con un módulo de diseño e ingeniería, permite dimensionar las facilidades de campo para la posterior selección de la solución y con la suite de detección de fugas.
- Pipeline Scheduler: está enfocada a la planeación y visualización de los envíos, es decir, la programación de los batch de transporte en el ducto.
- Synthesis: muestra un análisis del proceso, sugiere las mejoras de operación y envío del líquido con la final de obtener beneficios comerciales.
- Terminal Scheduler: está orientado al manejo programado de los elementos críticos de la planta.
- Transport Planner: está orientado a la planeación del transporte de líquidos, permite visualizar la ubicación de los batch y el tiempo de entrega del mismo.

El software de Energy Solution posee las herramientas: Leak detection, Theft detection, Predictive and proactive modeling, Pipeline trainer/simulator, Pipeline and distribution network (or LDC) optimization, Pipeline design, Flow assurance survival time studies, Capacity studies, y Operation analysis que son componentes de la suite de detección de fugas, monitoreo y visualización HMI.

El sistema se encuentra instalado en nuestro país y ya cuenta con casos de éxito, el coste promedio para esta solución podría llegar a \$45000,00.

3.1.3 HIMA

HIMA es una compañía dedicada a la provision de solución de seguridad, en su portafolio de oil&gas tiene una herramienta conocida como FlexSILon PMC que es un software que incluye:

- Control and Operation: se refiere a las capacidades del software para administrar las soluciones de FlexSILon y su optimización.
- Leak Detection: es la suite de detección donde se incluye la visualización de HMI, pig's de limpieza y batch de envío.

- Hybrid Solution: es una herramienta de conexión entre LDS ubicados en distintos puntos que a través de una plataforma de infraestructura de telecomunicaciones pueden tener accesibilidad.
- Cyber Security: es una herramienta que protege el sistema ante algún tipo de ataque cibernauta.

La solución de detección de fugas de la empresa HIMA se encuentra instalada únicamente en el proyecto “Acueducto La Esperanza” por lo que los casos de éxitos registrados son muy pocos.

Tabla 3.1 – Tabla de comparación – Sistemas LDS comerciales.

PARAMETRO	ATMOS	ENERGY SOLUTION	HIMA
Detección de la Fuga	X	X	X
Visualización HMI	X	X	X
Seguimiento Pig's	X	X	X
Visualización Batch	X	X	X
Cuantificación de la Fuga	X	X	X
Determinación de la Fisura	X	X	X
Soporte Técnico	X	X	X
Sintonización del software	X	X	X
Casos de Éxito (ECU)	>5	<5	1

Como se puede observar en la tabla 3.1 todos los productos desarrollados brindan las mismas soluciones para operación de transporte, sin embargo, al momento de decidir por alguna de estas, más que nada la cantidad de casos de éxito será un punto a considerar porque ello quiere decir que ya conocen el lugar de instalación, su entorno y el manejo del líquido a transportar.

Si no se selecciona adecuadamente la herramienta, la operación de transporte de líquidos podría convertirse en un problema para el operador lo que ocasionaría que esté desconecte el mismo por falsas alarmas.

Por lo antes expuesto el aporte más significativo de este proyecto se evidenciará en la simulación de escenarios donde la instrumentación, que es la data de campo,

permitirá ver cuál es la característica óptima o de mejor selección para que el sistema de detección de fugas dé mejores resultados y evite tener falsas alarmas.

3.2. DEFINICIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN

El software que permitirá desarrollar la simulación debe tener la capacidad de resolución matemática, manejo de interfaces HMI, disponibilidad de licencias y robustez en desarrollo de software. La Escuela Politécnica Nacional cuenta con licencias para el aprendizaje en software como Matlab, Labview, Visual Basic, entre otros, programas que facilitarían la realización de la simulación.

Debido a la flexibilidad, capacidades para visualización HMI y facilidad de programación se escoge como plataforma de diseño a la herramienta Labview, en ésta se desarrolla una sola pantalla que visualiza el comportamiento en tiempo real de las variables presión y flujo como si fueran obtenidas por la instrumentación de campo, la instrumentación se encontrará instalada tanto en la entrada como en la salida de un ducto de transporte de seis kilómetros.

3.3. PARAMETRIZACIÓN DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

En este subcapítulo se desarrollará todo el análisis de diseño para la simulación propuesta. El detalle de programación se verá reflejado en una herramienta funcional que permitirá al usuario interactuar con este software y hacer uso de todos sus componentes en una lógica de pasos a seguir.

3.3.1 PREMISAS PARA EL DESARROLLO DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Las capacidades de visualización, gestión y manejo de la instrumentación de campo, así como como la detección de la fuga para el software de simulación responderán a las siguientes premisas:

- Tendrá una sola pantalla de visualización con los componentes requeridos para el entendimiento general de un proceso de transporte de crudo.

- Contará con controles que el usuario podrá mover o ajustar para visualizar el impacto de los cambios de precisión, exactitud y repetitibilidad en la señal de la instrumentación simulada a la entrada del ducto como a la salida.
- Tendrá la capacidad de manipular la estampa de tiempo para visualizar de mejor manera el comportamiento de la falla y la lectura de la simulación de la instrumentación.
- Permitirá visualizar en tiempo real las variables de presión y flujo tanto en set point como en simulación aleatoria de la variable que se esté midiendo.
- Considerará únicamente el comportamiento de las variables de proceso; presión y flujo sin considerar la parte mecánica del proceso de transporte.
- Basará la medición de flujo usando el principio másico, en el cual se cuantifican cantidad de barriles entregados por día, por lo que la misma cantidad que entra en el ducto se debe contabilizar a la llegada.
- Basará la medición de presión en el principio de presión relativa y medirá esta presión en libras por pulgada cuadrada (PSI).
- Tendrá la capacidad de mostrar en un curva referida al tiempo tanto la señal de flujo y presión de la entrada al ducto, la salida, la fuga y la detección como tal.
- Contará con un parámetro de detección de fugas que estará supeditado a un set point establecido por el usuario; este tomará en cuenta únicamente la diferencia de presión y flujo en el punto de la fuga y mediante una ventana de detección disparará una alarma visual cuando llegue al set point establecido como si fuese la visualización en un cuarto de control.
- Tendrá la capacidad de simular una falla en cualquier instante de tiempo por cada escenario, uno a la vez.
- El software no presentará reportes impresos. Todo lo que se visualizará será mostrado por la herramienta desarrollada en tiempo real.

3.3.2 DESARROLLO DEL SOFTWARE DE SIMULACIÓN

El software de simulación está estructurado de tal manera que cuenta con diferentes etapas, éstas van entrelazadas para ir interactuando con la visualización

de las variables y la afectación de las características intrínsecas de los instrumentos simulados al proceso de obtención de datos.

Debido al método de programación de la herramienta LabView se ha considerado un lazo de tipo WHILE LOOP en el que se ejecuta todas las sentencias de programación y se da un retardo de 1 segundo para el desarrollo de la visualización.

Para la explicación se ira segmentando cada uno de los componentes macros que son:

- Simulación variables de presión y flujo.
- Simulación propiedades intrínsecas de la instrumentación.
- Simulación de la visualización de la fuga.

En la figura 3.1 se puede observar el diagrama de flujo del software desarrollado.

3.3.2.1 Simulación variables de presión y flujo

Para iniciar el análisis de las variables de entrada del proceso de transporte de crudo se debe considerar que, al ser una simulación, estas variables no serán tomadas del campo, ni a través de una tarjeta de adquisición de datos, ni de otra fuente. El mismo programa generará estas variables a través de un arreglo de generación de números aleatorios que van en concordancia con el set point establecido por el usuario.

En lo que refiere a la variable presión, se genera inicialmente una serie de números aleatorios, uno por segundo y de manera alternada se van colocando “arriba” o “abajo” del set point entregado por el usuario.

Para la variable de flujo se genera una serie de números aleatorios, uno por segundo, y se ingresa en una curva de cálculo, la misma que pasa los días a segundo con el fin de obtener el dato de barriles por segundo. Para ello se usa la ecuación 3.1.

$$XBPD = \frac{1 \text{ día}}{24 \text{ horas}} * \frac{1 \text{ hora}}{60 \text{ minutos}} * \frac{1 \text{ minuto}}{60 \text{ segundos}} = X * \frac{1}{86400} \text{ BPS} \quad (3.1)$$

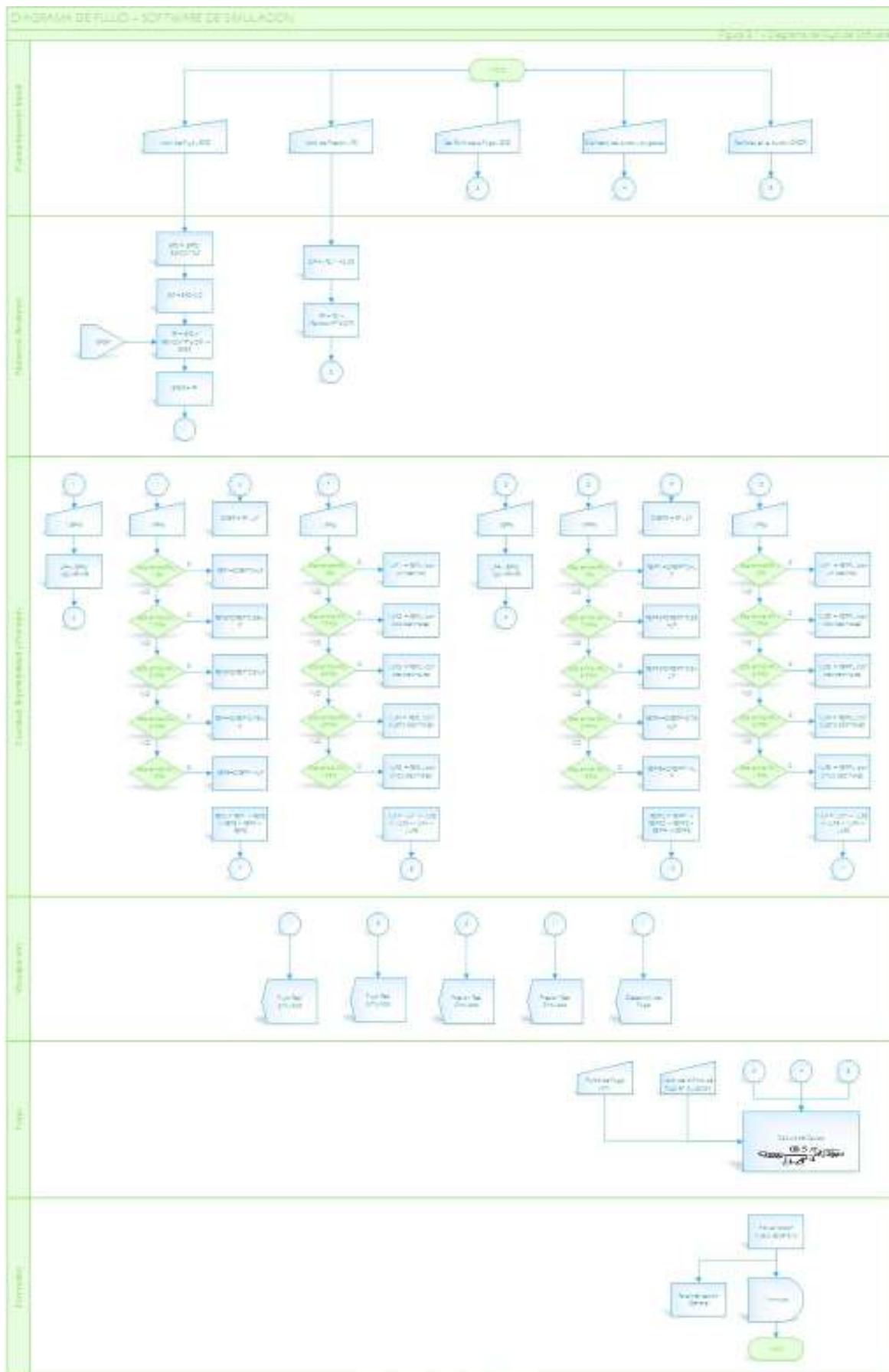


Figura 3.1 - Diagrama de Flujo del Software

El comportamiento de la variable flujo es lineal y se incrementa cada segundo en el mismo valor de la tasa calculada previamente, ya que se asume que el bombeo es a velocidad constante y se va incrementando los barriles por día en forma continua hasta completar el batch de envío (escenario).

En la figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo correspondiente a la variable presión y en la figura 3.2 la de la variable flujo.

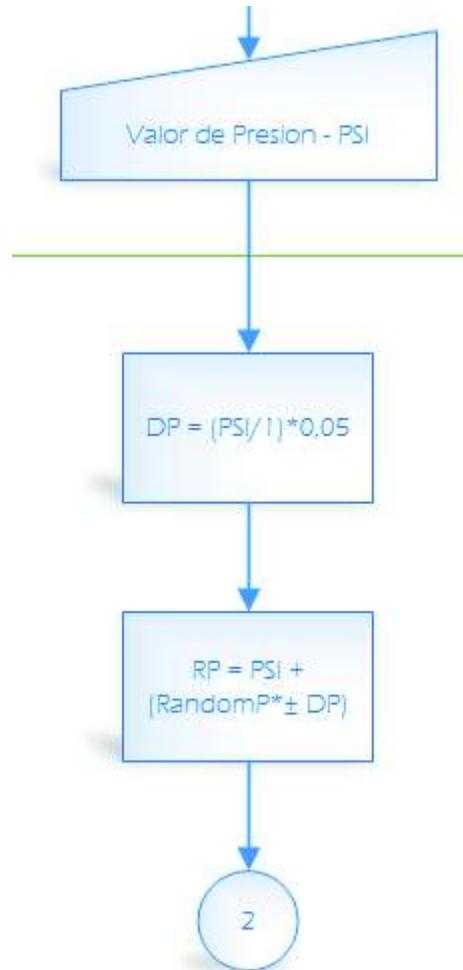


Figura 3.1 Diagrama de flujo – Generación variable Presión

El algoritmo toma el valor ingresado por el usuario en libras por pulgada cuadrada, que en condiciones normales de operación se mantiene constante en el tiempo.

El valor de presión real (RP) se obtiene de sumar el valor ingresado por el usuario (PSI) con la multiplicación de una serie randomica y el factor de límite superior e inferior (DP) en PSI de la variación de la variable.

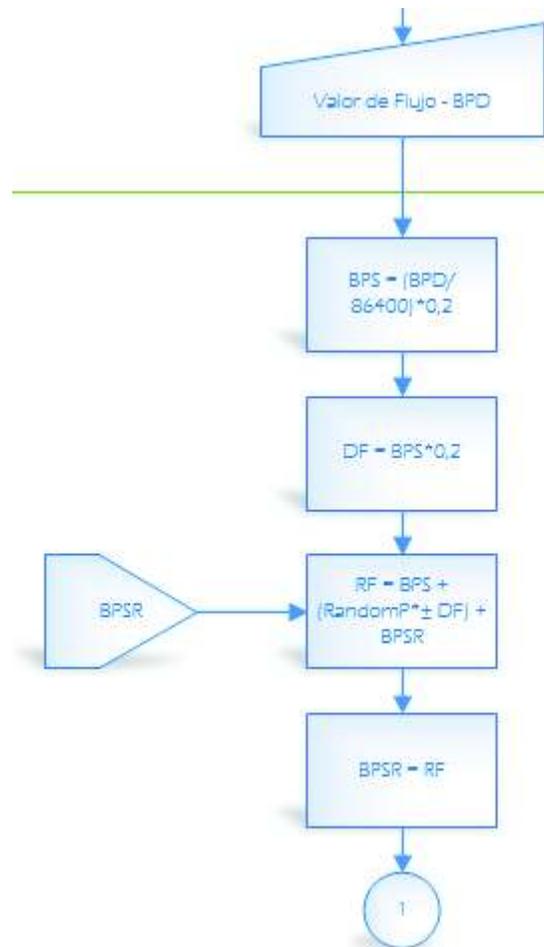


Figura 3.2 Diagrama de flujo – Generación variable Flujo

El algoritmo toma el valor ingresado por el usuario en barriles por día, este valor pasa de barriles por día (BPD) a barriles por segundo (BPS) según la ecuación 3.1.

El valor de flujo real (RF) se obtiene de sumar el valor en barriles por segundo (BPS) más el valor de barriles por segundo realimentado (BPSR) más la multiplicación de una serie randomica y el factor de límite superior e inferior (DF) de la variación de la variable.

El valor BPSR es almacenado temporalmente en un SHIFT REGISTER, luego el valor RF es mostrado en pantalla.

3.3.2.2 Simulación propiedades intrínsecas de la instrumentación

Cuando nos referimos a las propiedades intrínsecas de los instrumentos, nos estamos refiriendo a las características de precisión, exactitud y repetitibilidad que

posee cada uno de los instrumentos para determinar el valor de la variable medida. Los valores en porcentaje de estos parámetros permiten determinar la efectividad del sistema de detección de fugas.

El software tendrá la capacidad de diferenciar estas características en tiempo real alterando un control y mostrando inmediatamente en la etapa de visualización el valor medido versus el valor del set point establecido por el usuario. Esta variación en los parámetros se podrá realizar en los instrumentos simulados a la entrada del ducto como a los simulados a la salida del ducto.

Para esta simulación se deben considerar las siguientes definiciones:

- Valor Real: Es el valor en tiempo real que se está generando a través de los programas antes mencionados y están en referencia al set point ingresado por el usuario.
- Valor Leído: Es el valor en tiempo real que se simula estuviere midiendo el instrumento con la afectación de sus propiedades intrínsecas.

3.3.2.2.1 Exactitud de los instrumentos

El algoritmo es el mismo tanto para presión como flujo. El análisis está relacionado con el error que se puede tener en la medida de la variable, es decir, cuan cercano es el valor al patrón establecido.

Debido a que se trata del análisis del error, el control de exactitud indicará el porcentaje de error hacia “arriba” o “abajo” del valor medido y éste se comparará con el valor real generado.

En la figura 3.3 se presentará el diagrama de flujo de la etapa de exactitud del instrumento de flujo, para el instrumento de presión es similar con otros nombres de variables.

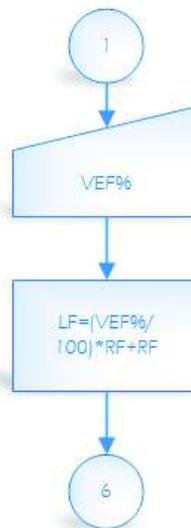


Figura 3.3 Diagrama de flujo – Exactitud Flujo

Para la variable flujo el usuario ingresará el valor de exactitud en porcentaje (VEF%) mismo que estarán entre -2% y 2%.

El valor leído de la exactitud (LF) es igual a la suma entre el valor real de flujo (RF) y la división del valor ingresado por el usuario (VEF%) para 100 multiplicado por el valor real (RF), como lo podemos ver en la siguiente ecuación:

$$VEF\% = \frac{LF - RF}{RF} * 100 \quad (3.2)$$

$$\frac{VEF\%}{100} = \frac{LF - RF}{RF}$$

$$LF = \frac{VEF\%}{100} * RF + RF \quad (3.3)$$

Donde:

VEF% = valor de exactitud ingresado por el usuario

Luego de que es calculado el valor de exactitud este es usado en la etapa de repetitibilidad.

3.3.2.2.2 Repetibilidad de los instrumentos

El algoritmo propuesto para la repetibilidad es aplicable para las dos variables de simulación presión y flujo. Este algoritmo es desarrollado para que el instrumento tenga la capacidad de reproducir las mismas medidas en ensayos iguales y con iguales características.

Está en función de un control en porcentaje donde 0% es similar al valor real y cuantas veces se replique el escenario éste será el mismo. Si el valor se acerca al 10% el valor leído será cada vez diferente a pesar de mantener los escenarios.

En la figura 3.4 se presentará el diagrama de flujo de la etapa de repetibilidad del instrumento de flujo, para el instrumento de presión es similar con otros nombres de variables.

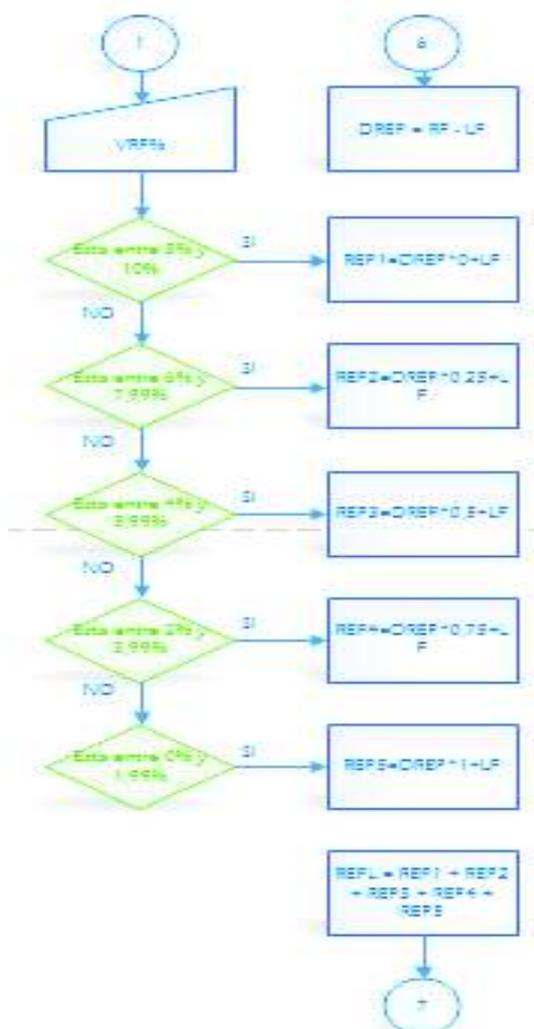


Figura 3.4 Diagrama de flujo – Repetibilidad Flujo

El usuario ingresa un valor entre 0% y 10% como repetitibilidad del instrumento (VRF%), el algoritmo calcula un diferencial de repetitibilidad (DREP) de la diferencia entre el valor real de flujo (RF) y el valor obtenido con la exactitud (LF), y compara en intervalos con la finalidad de identificar un grupo de selección, existiendo únicamente 5 opciones .

Dependiendo del intervalo que sea asignado el algoritmo determina un valor de repetitibilidad (REP1 ó REP2 ó REP3 ó REP4 ó REP5), este valor se calcula de la suma del valor de exactitud (LF) y la multiplicación del diferencial de repetitibilidad (DREP) con el factor coincidente.

El factor de coincidencia varía desde 0 hasta 1, donde 0 es poco coincidente y 1 altamente coincidente, es así que para REP1 el factor es 0, para REP2 el valor es 0,25, para REP3 el valor es 0,5, para REP4 el valor es 0,75 y para REP5 el valor es 1.

El intervalo que no sea considerado almacena un valor de cero y para finalizar se suma todos los valores obtenidos de repetitibilidad (REP1, REP2, REP3, REP4, REP5) y se envía al subproceso de Precisión.

De manera general para el manejo de las variables presión y flujo, se ha realizado una conexión en cascada de las propiedades intrínsecas de cada instrumento, es decir, se tiene la variable real generada, misma que es afectada por la exactitud, luego por la repetitibilidad y al final por la precisión, con la finalidad de visualizar el efecto que produce cada una de estas propiedades y que es mostrado en el valor leído.

3.3.2.2.3 Precisión de los instrumentos

El algoritmo que varía la precisión de los instrumentos es tanto para presión como flujo, esto debido a que interactúa con el valor ingresado por el usuario en porcentaje y el valor previamente calculado en la etapa de repetitibilidad y exactitud.

La precisión es la capacidad de un instrumento de dar los mismos valores en diferentes mediciones manteniendo las mismas consideraciones en todas las

mediciones, este parámetro se podrá manipular en el software de simulación en función del porcentaje de la variable medida.

Cada vez que el control de precisión se acerque en porcentaje al valor de cero, el valor de la variable medida tendrá más decimales, mientras que si el control se acerca al diez por ciento de la variable medida tendrá menos decimales. Para este caso, se tendrá desde 5 cifras decimales para la cercanía a 0% y un decimal para la cercanía al 10% de valor de precisión.

El algoritmo propuesto para presión y flujo será capaz de adoptar valores cercanos al valor resultante de exactitud y repetitibilidad y mostrará en su salida lo que se entiende como valor leído de la variable presión o flujo.

En la figura 3.5 se indica el diagrama de flujo de la precisión del instrumento de flujo, para el instrumento de presión es similar con otros nombres de variables.

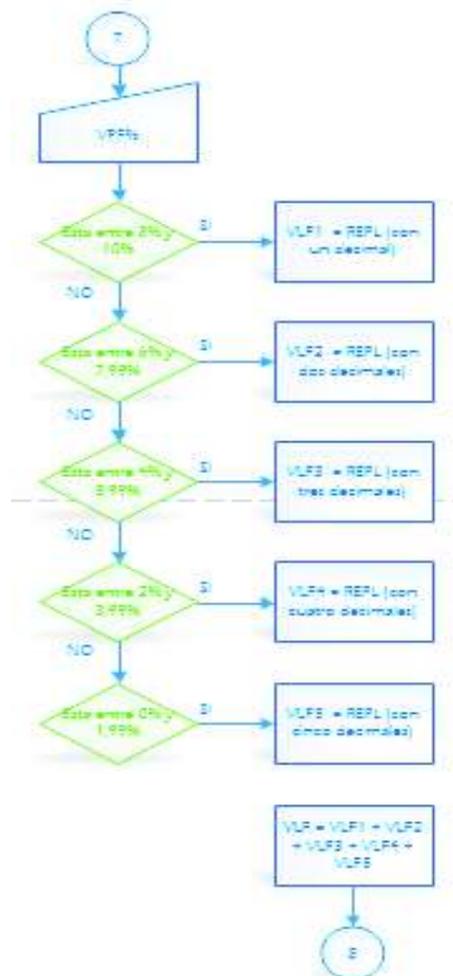


Figura 3.5 Diagrama de flujo – Precisión Flujo

El algoritmo toma el valor de precisión del instrumento ingresado por el usuario (VPF) que en este caso es a través de un control deslizante que va desde 0% a 10% del valor real.

El valor que proviene del proceso repetitibilidad (REPL) es descompuesto en su parte real y decimal. Se toma la parte decimal y dependiendo del rango en el que se encuentre la precisión seleccionada por el usuario el software entregará para visualización tantas cifras significativas como precisión tenga el instrumento Este valor será visualizado a través de la variable de valor leído para flujo (VLF).

3.3.2.3 Simulación de la visualización de la fuga

El análisis y estudio de la fuga en un ducto de transporte de crudo está basado en principios matemáticos. En este caso, para la simulación de flujo másico se ha considerado el principio de conservación de energía que dice que en un sistema aislado la cantidad de energía del sistema permanece constante en el tiempo, o es transformada en otro tipo de energía.

Cuando se habla de una fuga nos estamos refiriendo a una perforación en el ducto de acero que puede ser producido por: fatiga del material, desastre natural o por incidencia del ser humano. En la simulación se ha considerado una perforación de diámetro constante con lo que el punto donde se genera el agujero es equivalente a tener una placa orificio.

En condiciones ideales de operación el flujo que ingresa al ducto de transporte de crudo es el mismo flujo que sale del ducto, lo que implica que no hay fuga

$$Q_{M_{input}} = Q_{M_{output}} \quad (3.2)$$

Donde:

$Q_{M_{input}}$ = Caudal que ingresa

$Q_{M_{output}}$ = Caudal que sale

Ahora, cuando se produce una fuga la ecuación 3.2 cambia y se debe considerar la siguiente:

$$Q_{m_{input}} - Q_{m_{fuga}} = Q_{m_{output}} \quad (3.3)$$

Donde:

$Q_{m_{input}}$ = Caudal que ingresa

$Q_{m_{output}}$ = Caudal que sale

$Q_{m_{fuga}}$ = Caudal que sale por el agujero (placa orificio)

Según la ecuación de Bernoulli para una placa orificio, el comportamiento es determinado por la siguiente ecuación.

$$\frac{P_1}{\rho_1 g} + \frac{V_1^2}{2g} + z_1 = \frac{P_2}{\rho_2 g} + \frac{V_2^2}{2g} + z_2 \quad (3.4)$$

Donde:

P_1 = presión de entrada

P_2 = presión de salida

V_1 = velocidad de entrada

V_2 = velocidad de salida

g = gravedad

z_1 = cota a la entrada

z_2 = cota a la salida

$\rho_1 = \rho_2 = \rho$ = densidad del fluido

Según la conservación de energía y ecuación de continuidad tenemos:

$$\rho_1 V_1 A_1 = \rho_2 V_2 A_2$$

$$z_1 = z_2$$

$$\rho_1 = \rho_2 = \rho$$

Donde:

A_1 = área antes del orificio

A_2 = área del orificio

La ecuación de Bernoulli usando las igualdades anteriores resulta ser:

$$\frac{P_1}{\rho} + \frac{V_1^2}{2} = \frac{P_2}{\rho} + \frac{V_2^2}{2} \quad (3.5)$$

Reordenando términos:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{V_2^2 - V_1^2}{2} \quad (3.6)$$

De la ecuación de continuidad:

$$V_1 = \frac{V_2 A_2}{A_1}$$

Donde:

$$A_1 = \frac{\pi D^2}{4}$$

$$\beta = \frac{d}{D}$$

$$A_1 = \frac{\pi d^2}{4\beta^2} \quad (3.7)$$

$$A_2 = \frac{\pi d^2}{4} \quad (3.8)$$

$$P_1 - P_2 = \Delta P \quad (3.9)$$

Donde:

D = diámetro de la tubería

d = diámetro del orificio

β = relación de diámetros

Reemplazando en la ecuación de 3.6:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{V_2^2 - V_1^2}{2}$$

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho} = \frac{V_2^2 - V_2^2 * \frac{A_2^2}{A_1^2}}{2}$$

$$\frac{2\Delta P}{\rho} = V_2^2 * \left(1 - \frac{A_2^2}{A_1^2}\right)$$

$$\sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} = V_2 * \sqrt{\left(1 - \frac{A_2^2}{A_1^2}\right)} \quad (3.10)$$

De la ecuación de caudal para un ducto se tiene:

$$Qm_{fuga} = V_2 * S \quad (3.11)$$

Donde:

S = es el área transversal del agujero

Reemplazando la ecuación 3.11 en la ecuación 3.10 tenemos:

$$\sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} = \frac{Qm_{fuga}}{S} * \sqrt{\left(1 - \frac{A_2^2}{A_1^2}\right)}$$

$$S * \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} = Qm_{fuga} * \sqrt{\left(1 - \frac{\frac{\pi * d^2}{4}}{\frac{\pi * d^2}{4 * \beta^4}}\right)}$$

$$S * \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}} = Qm_{fuga} * \sqrt{(1 - \beta^4)}$$

$$\frac{S * \sqrt{\frac{2\Delta P}{\rho}}}{\sqrt{(1 - \beta^4)}} = Qm_{fuga} \quad (3.12)$$

$$S = \frac{\rho * \pi * d^2}{4} \quad (3.13)$$

Reemplazando la ecuación 3.13 en la ecuación 3.12 tenemos:

$$Q_{m_{fuga}} = \rho \frac{1}{\sqrt{(1-\beta^4)}} \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}$$

$$Q_{m_{fuga}} = \frac{1}{\sqrt{(1-\beta^4)}} \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2\Delta p \rho} \quad (3.14)$$

Según la ISO-5167 se establece una constante de descarga C que depende de las condiciones del flujo, entonces nuestra ecuación queda:

$$Q_{m_{fuga}} = \frac{C}{\sqrt{(1-\beta^4)}} \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2\Delta p \rho} \quad (3.15)$$

Donde:

C = coeficiente de descarga

Para el cálculo del coeficiente de descarga se utiliza la ecuación de Stolz:

$$C = 0,5961 + 0,0261 * \beta^2 - 0,216 * \beta^8 + 0,000521 * \left(\frac{10^6 * \beta}{Re}\right)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063 * A) * \beta^{3,5} * \left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0,3} + \left(0,043 + 0,08 * e^{-10 * L1} - 0,123 * e^{-7 * L2} * (1 - 0,114 * A) * \left(\frac{\beta^4}{1-\beta^4}\right) - 0,031 * M_2 - 0,8 * M_2^{1,1}\right) * \beta^{1,3} \quad (3.16)$$

Donde:

Re = número de Reynolds

L1 = L2 = distancia desde el plano hacia la toma de presión

$$A = \left(\frac{19000 - \beta}{Re}\right)^{0,8}$$

$$Re = \left(\frac{2 * L_2}{1 - \beta}\right)$$

Asumiendo que L1 = L2 = 0

$$C = 0,5961 + 0,0261 * \beta^2 - 0,216 * \beta^8 + 0,000521 * \left(\frac{10^6 * \beta}{Re}\right)^{0,7} + (0,0188 + 0,0063 * A)) * \beta^{3,5} * \left(\frac{10^6}{Re}\right)^{0,3} \quad (3.17)$$

Siendo un valor característica de C para este proceso de 0,85:

$$Qm_{fuga} = \frac{0,85}{\sqrt{(1-\beta^4)^4}} \frac{\pi}{4} d^2 \sqrt{2\Delta p \rho} \quad (3.18)$$

La presión a la que se encuentra el orificio de la fuga es a la presión atmosférica, por lo que el sistema entiende que la presión de descarga es cero para un sistema aislado.

El software de simulación utiliza la ecuación para el cálculo continuo del volumen de fuga en barriles por segundo y los va acumulando hasta determinar la fuga máxima definida por el usuario como ventana de detección de la fuga.

En la figura 3.6 se presenta el diagrama de flujo del cálculo de caudal de fuga.



Figura 3.6 Diagrama de flujo – Detección de Fuga

El algoritmo requiere que el usuario ingrese adicionalmente los valores de distancia en kilómetros donde se encontraría la fuga, el tamaño del diámetro de la fuga en pulgadas y se tomarían los datos ingresados al inicio de la parametrización como son: el valor de la ventana de detección, el diámetro de la tubería y las pérdidas (DROP) existentes en el tubo.

Al iniciar la simulación de la fuga se realiza el cálculo de flujo másico de la fuga y se muestra en pantalla lo obtenido.

3.3.4 PANTALLA HMI

La pantalla de visualización de la simulación está compuesta por diferentes elementos visuales que permiten:

- Visualizar el transporte de crudo.
- Seleccionar los parámetros de Inicialización.
- Parametrizar los valores de los cálculos de exactitud, repetitibilidad, precisión y fuga.
- Visualizar las variables

3.3.4.1 Transporte de Crudo

Para la simulación del transporte de crudo se ha colocado un esquema de solución mecánica típica en el que se muestra el tanque de despacho que automáticamente se pinta con el valor de barriles por día establecidos por el usuario desde 0 BPD hasta 10000 BPD.

Este arreglo mecánico muestra, a grosso modo, las válvulas requeridas para la conexión de los instrumentos de flujo con la finalidad de ubicarlas en el ducto.

A medida que el ducto recibe fluido por medio de la bomba, el tanque de despacho se va vaciando y el tanque de recepción se va llenando, ratificando un proceso de transporte que es llevado por un ducto de acero de 6 kilómetros de longitud sin cambio de elevación.

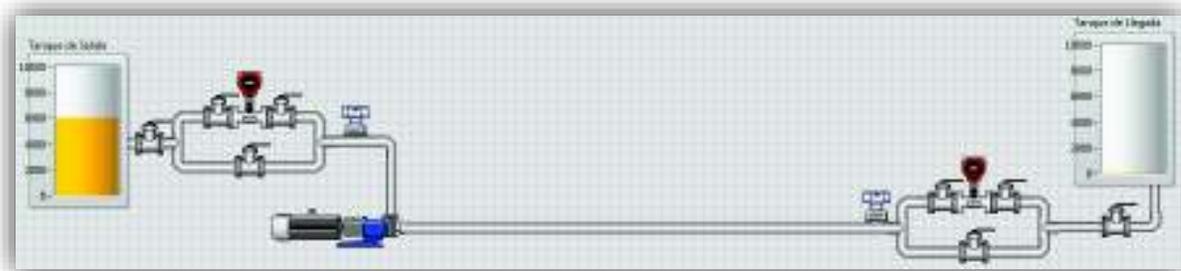


Figura 3.7 Esquema Transporte de Crudo

3.3.4.2 Parámetros de Inicialización

El software de simulación está provisto de entradas numéricas que permiten al usuario parametrizar:

- Set Point Flujo (BPD)
- Set Point Presión (PSI)
- Perdidas en el ducto por transporte - DROP (PSI/100 FEET)
- Set Point de Fuga (BPD)

Adicionalmente el software posee un control que permite al usuario seleccionar el diámetro de la tubería en pulgadas y la velocidad de muestreo entre 0,005 y 0,5 muestras por milisegundo.

Para poder obtener las gráficas de simulación y el comportamiento de las variables en función de la manipulación de las características intrínsecas de los instrumentos es necesario parametrizar estas variables. Los valores ingresados deben ser lógicos, posibles y deben estar dentro de un marco de conocimiento del proceso de transporte, es decir, es el usuario el que define estos parámetros y el software solo interactúa con los datos ingresados.

En la figura 3.8 se pueden ver los datos de parametrización que el usuario debe ingresar.



Figura 3.8 Parámetros de Inicialización

3.3.4.3 Medición

La parte de medición que se muestra en la HMI corresponde a un TAB Control que aglutina todos los SLIDE control que están representando las propiedades intrínsecas de los instrumentos de flujo y de presión, tanto en la entrada del ducto

como en la salida. Este control permiten variar estas características en tiempo real, sin embargo, para analizar un escenario se debe seleccionar el estado para no alterar los valores a obtenerse con la simulación.

Para precisión encontraremos valores en porcentaje de 0% a 10%, mientras que para exactitud valores en porcentaje de -2% a 2% y por ultimo para repetitibilidad de 0% a 10%.

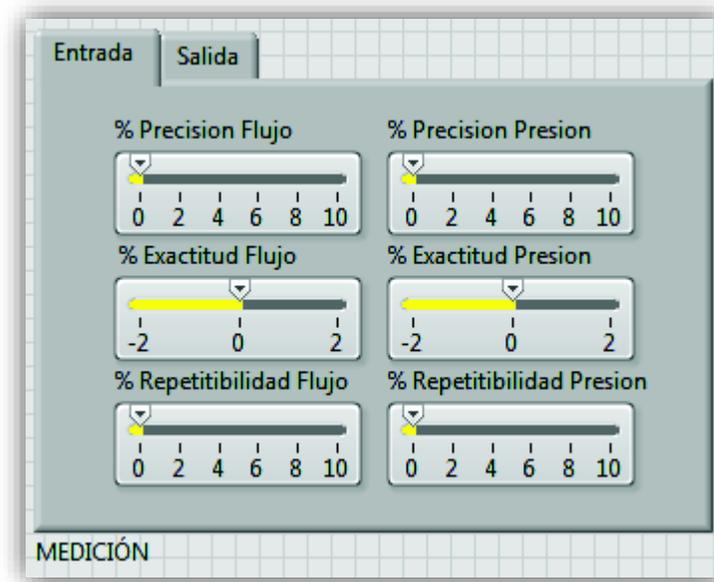


Figura 3.9 Controles de Parametrización de Medición

Fuga:

Esta sección permite al usuario indicar la distancia donde se simulará la fuga y el ancho de la misma. Un control da el inicio de la afectación de la fuga y éste se ejecuta hasta que el valor de barriles por segundo de la fuga llegue al valor del set point ingresado por el usuario.

Cuando se active el control aparecerá una barra sobre el ducto que indica visualmente la ubicación exacta de la fuga y en un ARRAY se visualizara el número de escenario, el tiempo y los barriles por día de la fuga.

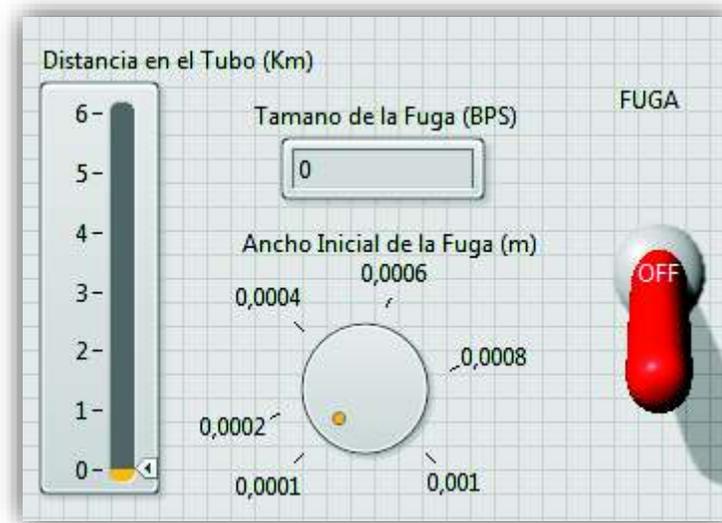


Figura 3.10 Controles de Simulación de la Fuga

3.3.4.4 Visualización de variables

Se puede decir que la sección de visualización es una de las partes constitutivas del software de simulación más significativas, que permite al usuario visualizar el comportamiento de las variables de entrada y salida del proceso.

En este caso la instrucción utilizada para toda la visualización es CHART, ya que esta nos permite visualizar en tiempo real los valores que se van obteniendo por la instrumentación simulada.

Para optimizar el espacio de la pantalla del ordenador se colocó todos los elementos CHART dentro de un TAB CONTROL y así organizarlos de mejor manera, incluso por facilidad de manejo del usuario.

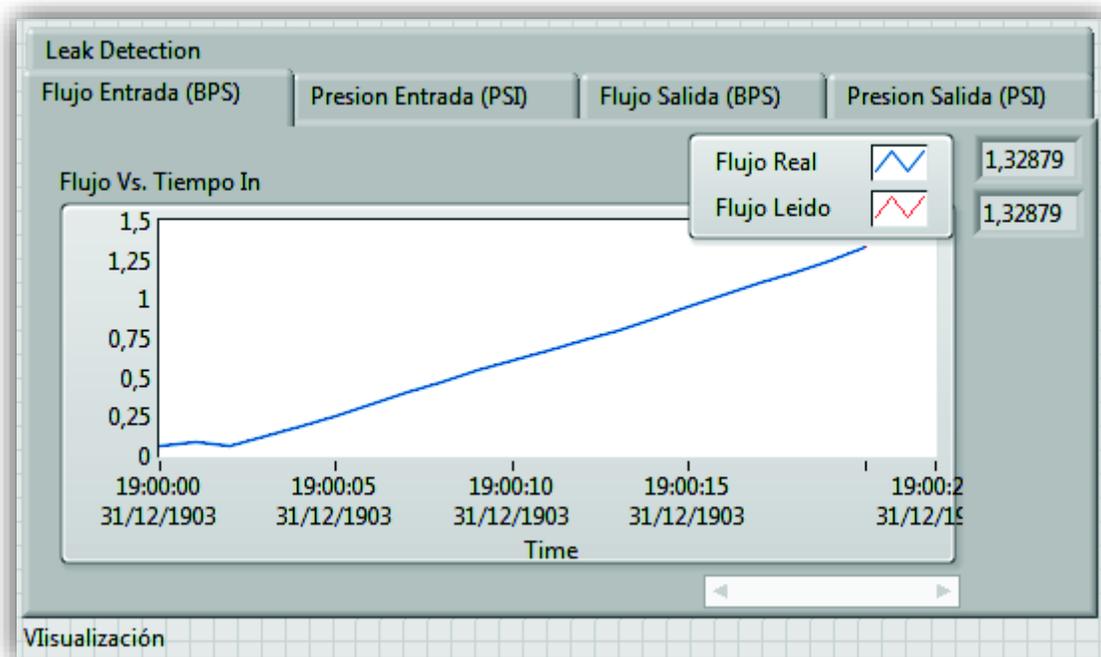


Figura 3.11 Visualización de las variables en función del tiempo

Opciones de Visualización:

- Flujo de Entrada (BPS)

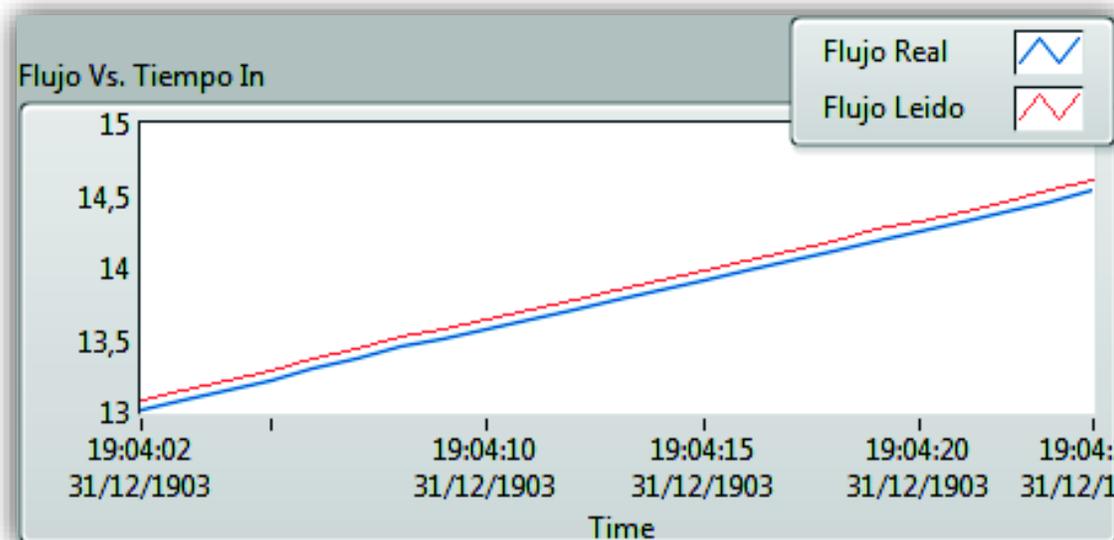


Figura 3.12 Visualización Flujo de Entrada

- Presión de Entrada (PSI)



Figura 3.13 Visualización Presion de Entrada

- Flujo de Salida (BPS)

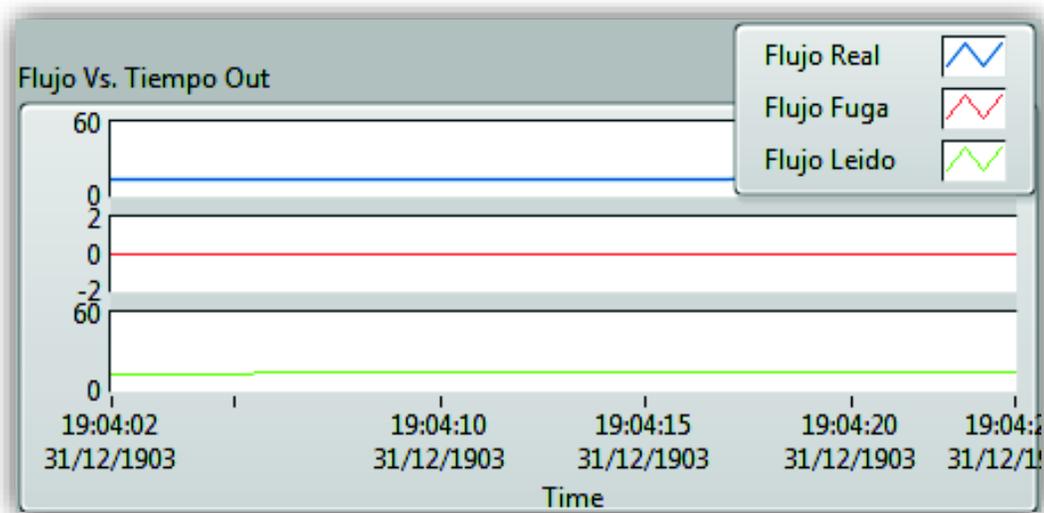


Figura 3.14 Visualización Flujo de Salida

- Presión de Salida (PSI)

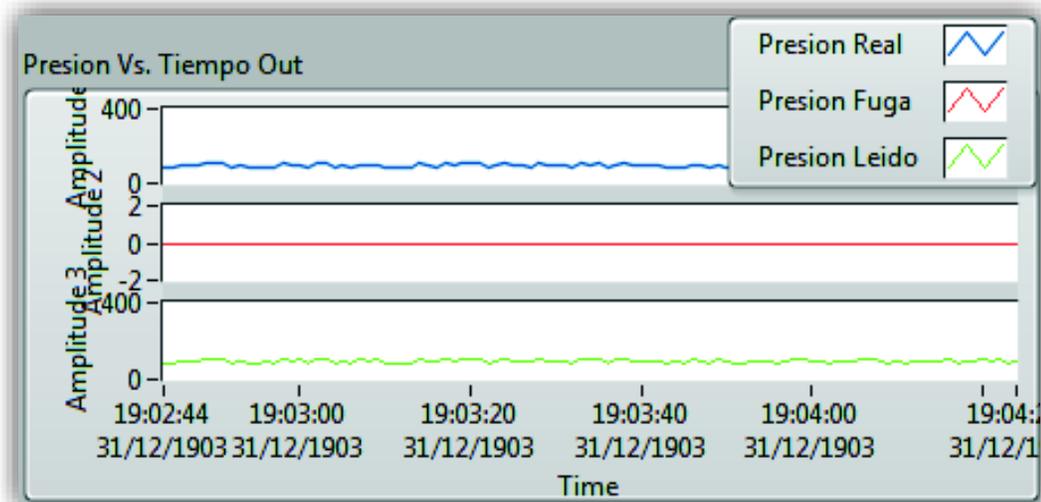


Figura 3.15 Visualización Presión de Salida

- Leak Detection

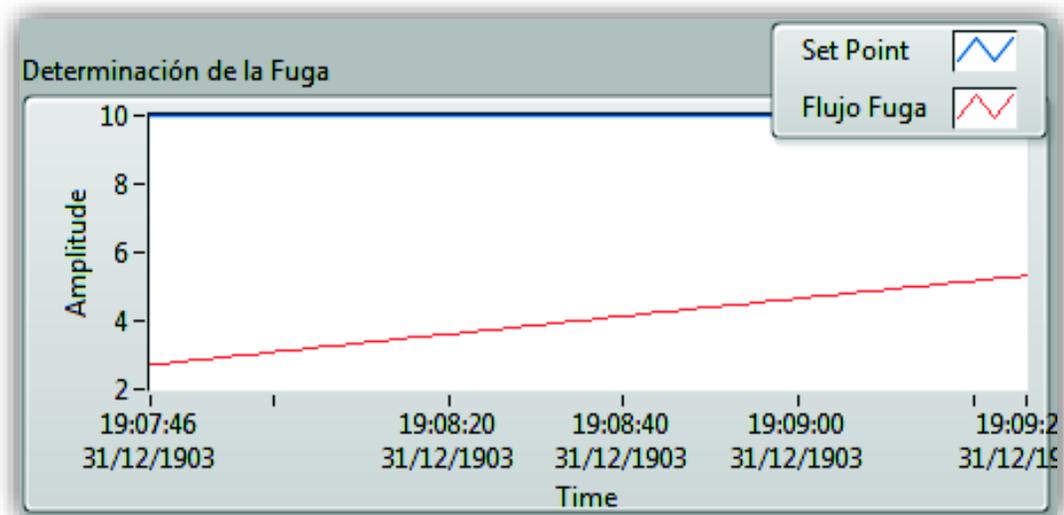


Figura 3.16 Visualización Leak Detection

Luego de haber detallado las secciones constitutivas de la HMI podemos juntar todas en una sola pantalla que armonice la parte visual y permita al usuario simular los efectos producidos por las propiedades intrínsecas de los instrumentos simulados y como estas variaciones afectan a la detección de fugas.

La idea fundamental es presentar un software de simulación que pueda ser una guía de selección de los instrumentos y que en tiempo real permita cuantificar el impacto de una fuga en una línea de transporte de crudo.

La pantalla resultado de este desarrollo es la figura abajo mostrada.

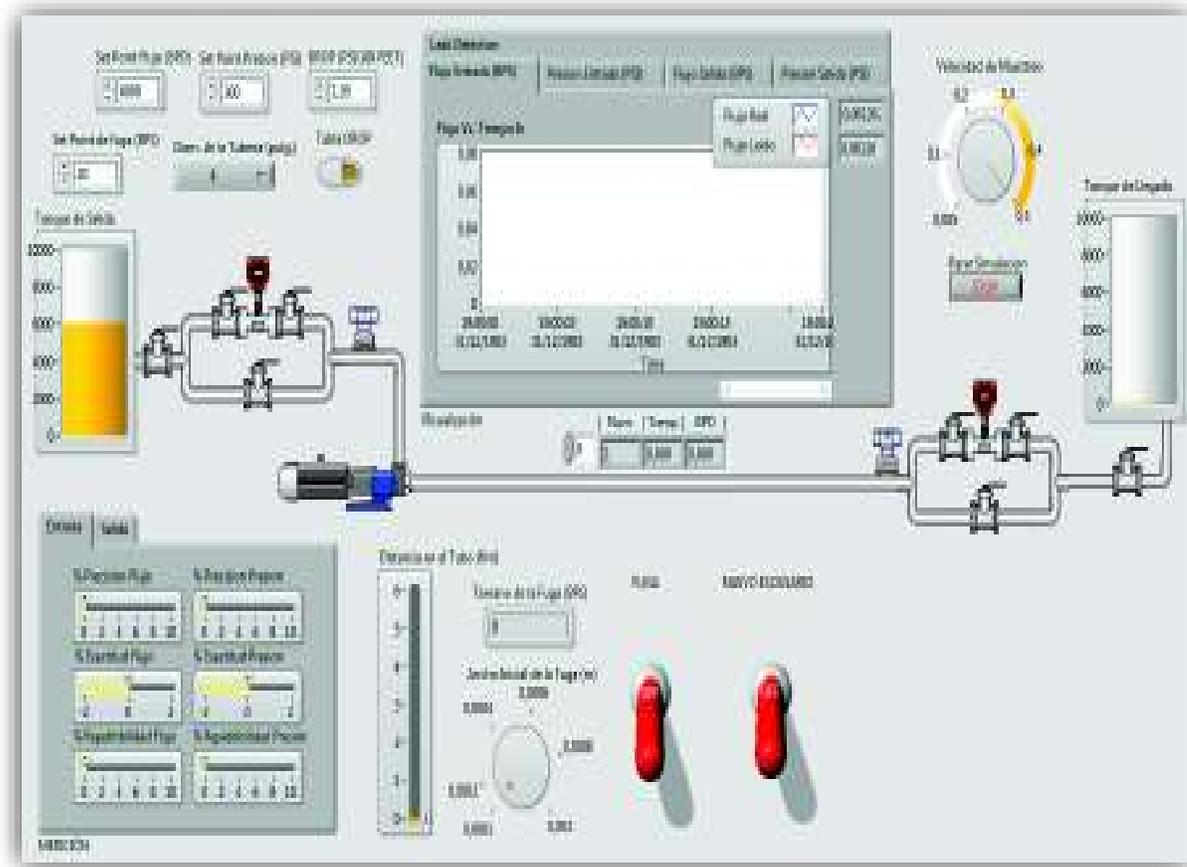


Figura 3.17 Pantalla HMI

3.4. PROGRAMACIÓN PARA LA SIMULACIÓN DE DIFERENTES ESCENARIOS Y CONDICIONES

El software de simulación está diseñado de tal manera que se puede interactuar con todos los controles en tiempo real y al modificarlos obtener diferentes estados de las variables y por ende resultados distintos.

Se define como escenario a la parametrización de los controles que permanece constante y que brindan al sistema información para su operación sin que éstos sean alterados hasta el momento de la fuga.

El escenario puede entenderse como una simulación del comportamiento de los parámetros intrínsecos de los instrumentos y la determinación de la fuga en condiciones controladas.

Para poder determinar la cantidad de escenarios mostrados el usuario cuenta con un control que facilita ir cambiando el escenario, almacenando en un arreglo el escenario la cantidad de barriles por segundo y el tiempo hasta el disparo de la alarma de fuga para su posterior visualización.

En la figura 3.18 se muestra la parte correspondiente al cambio de escenario y en la figura 3.19 se indica el diagrama de flujo correspondiente.



Figura 3.18 Botón Escenarios

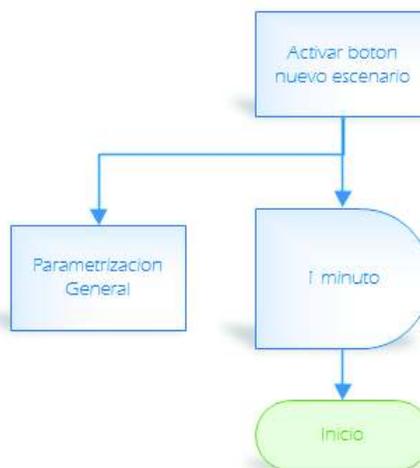


Figura 3.19 Diagrama de flujo - Escenarios

El algoritmo requiere que el usuario active el control de nuevo escenario cuando lo requiera, éste le permitirá ingresar los nuevos parámetros y se incrementará un indicador en la pantalla junto a la visualización. Cuando haya finalizado la simulación de la fuga éste disparará una alarma visual que indicará que el sistema ha detectado la fuga y le dará al usuario un minuto para que re parametrize todos los valores y dé un clic en el control de escenario para incrementar el escenario, mismo que se registra en el array de visualización y cuantificación de la fuga.

3.5. OPERACIÓN DEL SOFTWARE

Para operar el software se deben seguir los pasos indicados a continuación:

1. Ingresar el valor de Set Point Flujo en barriles por día.
2. Ingresar el valor de Set Point Presión en libras por pulgada cuadrada.
3. Ingresar el valor de Set Point de Fuga en barriles por día.
4. Seleccionar el diámetro de la tubería considerada en el escenario de simulación.
5. Determinar en función del diámetro de la tubería las perdidas en el casillero DROP, si no se tiene el dato dando clic en el botón Tabla DROP el usuario puede determinar el valor a ser escogido.
6. Seleccionar la velocidad de muestreo.

Pasos para la simulación de las propiedades intrínsecas de los instrumentos:

1. Mantener el software en modo RUN.
2. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de precisión del instrumentos de flujo de entrada.
3. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de precisión del instrumentos de presión de entrada.
4. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de exactitud del instrumentos de flujo de entrada.
5. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de exactitud del instrumentos de presión de entrada.

6. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de repetitibilidad del instrumentos de flujo de entrada.
7. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de repetitibilidad del instrumentos de presión de entrada.
8. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de precisión del instrumentos de flujo de salida.
9. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de precisión del instrumentos de presión de salida.
10. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de exactitud del instrumentos de flujo de salida.
11. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de exactitud del instrumentos de presión de salida.
12. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de repetitibilidad del instrumentos de flujo de salida.
13. En el TAB control de medición ajustar el parámetro de repetitibilidad del instrumentos de presión de salida.
14. Visualizar en el TAB control de visualización el comportamiento de las variables.

Al ser una herramienta de simulación en tiempo real, si no se genera una fuga, se puede modificar las propiedades y observar cómo va variando el valor leído del instrumento simulado.

Pasos para la simulación de fuga:

1. Selección de la distancia de la fuga en kilómetros.
2. Selección del ancho inicial de la fuga en metros.
3. Activación del Boolean Control Fuga.
4. Mantener activado el Boolean Control Fuga hasta que se muestre la alarma visual del software.
5. Visualizar el comportamiento de la fuga en el TAB control de visualización en la regleta Leak Detection.

Pasos para la selección de un nuevo escenario:

1. Iniciar la simulación de la fuga

2. Esperar a que se dispare la alarma visual
3. Colocar en OFF el BOOLEAN control Fuga
4. Clicar en el BOOLEAN Control Escenario
5. Parametrizar nuevamente el software

CAPITULO 4

PRUEBAS Y RESULTADOS

El software de simulación permite visualizar las variables de flujo y presión tanto en su valor real como valor leído, la detección de la fuga, la alarma visual y los escenarios que son componentes de dicho software. En el presente capítulo se colocarán las pantallas obtenidas para las diferentes variables de proceso y se mostrará los valores obtenidos, con el fin de comprobar el cumplimiento de los objetivos planteados.

No se hará comparación alguna de los resultados con otro software similar por cuanto es muy costoso contar con estas herramientas que únicamente son compradas por las compañías petroleras y parametrizas en sitio.

El objetivo de este capítulo es mostrar las bondades el software y la facilidad en la selección de un instrumento para un sistema de detección de fugas.

4.1. VALOR REAL DE FLUJO Y PRESIÓN

Para la simulación se trabajará con los siguientes valores:

- Set Point Flujo (BPD) = 6000
- Set Point Presion (PSI) = 300
- Set Point de Fuga (BPD) = 20
- Diam. De la Tuberia (pulg.) = 4
- DROP (PSI/100 FEET) = 1,05
- Velocidad de Muestras = 0,005
- Instrumentos de Entrada
 - Flujo
 - Precision = 0%
 - Exactitud = 0%
 - Repetitibilidad = 0%
 - Presión

- Precision = 0%
- Exactitud = 0%
- Repetibilidad = 0%
- Instrumentos de Salida
 - Flujo
 - Precision = 0%
 - Exactitud = 0%
 - Repetibilidad = 0%
 - Presión
 - Precision = 0%
 - Exactitud = 0%
 - Repetibilidad = 0%

Los valores tomados para esta prueba están en función de un ducto que encontramos comúnmente en el sector petrolero ecuatoriano y operando a condiciones similares de presión y flujo, adicionalmente, el objetivo fundamental de esta prueba es simular un instrumento ideal para validar que tanto el valor real y el valor leído sean los mismos.

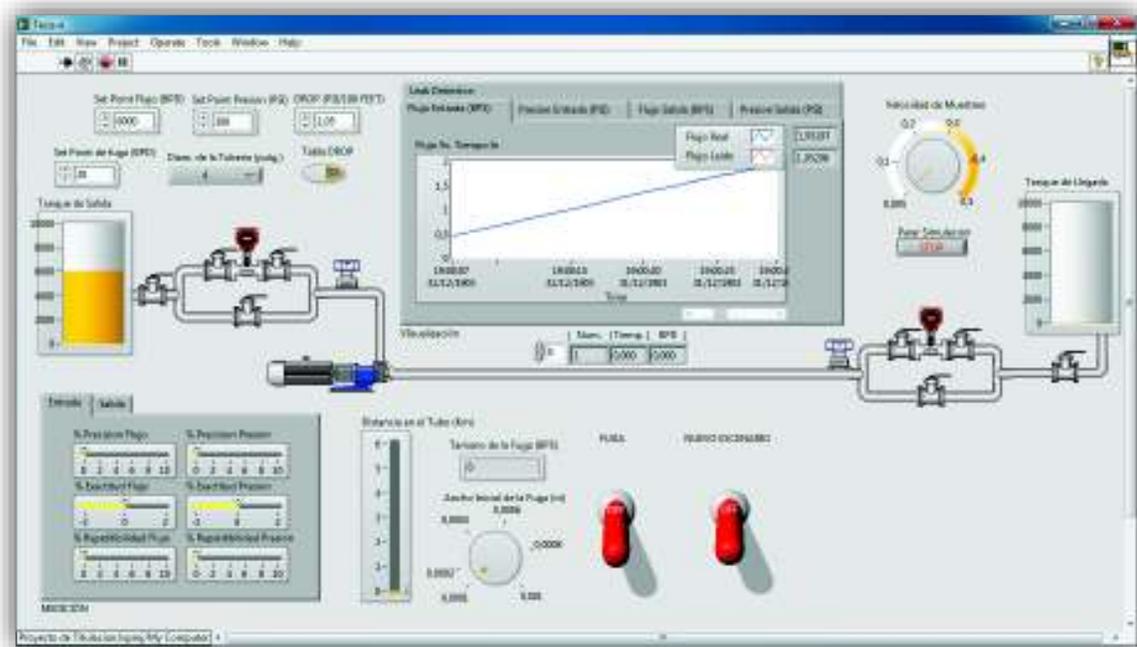


Figura 4.1 Pantalla General – Generación de valor real para Flujo y Presión

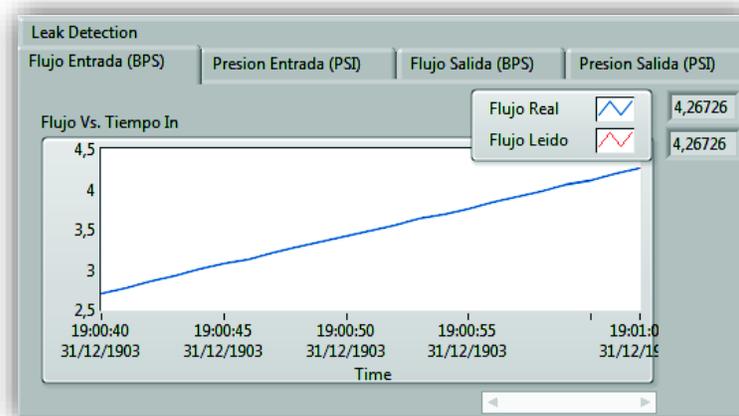


Figura 4.2 Visualización de la generación del valor real para flujo de entrada

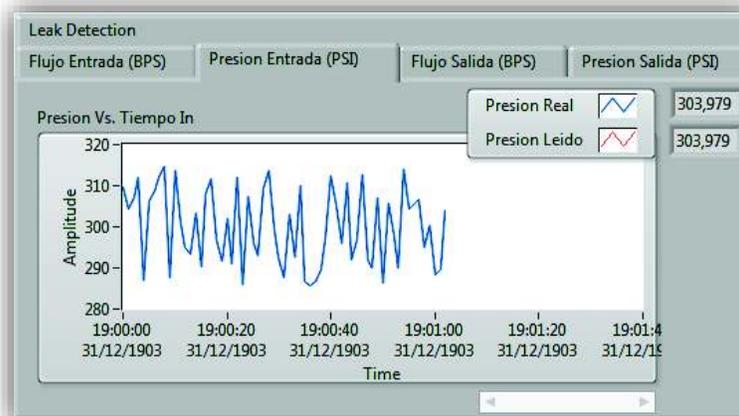


Figura 4.3 Visualización de la generación del valor real para presión de entrada

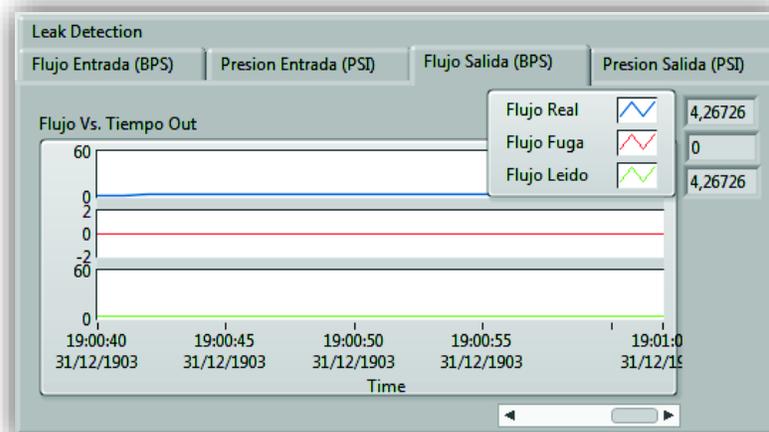


Figura 4.4 Visualización de la generación del valor real para flujo de salida

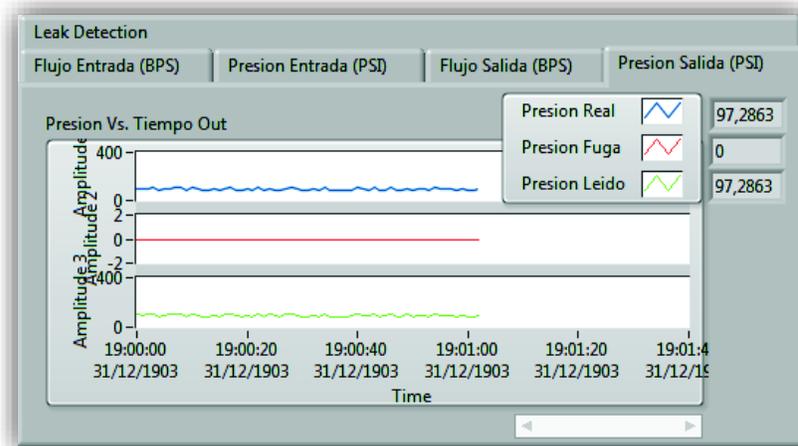


Figura 4.5 Visualización de la generación de valor real para presión de salida

Como se puede ver en las diferentes pantallas de visualización tanto el valor real en azul como el valor leído en rojo muestran el mismo comportamiento, sus indicadores de cantidad son exactamente iguales por lo que esta prueba nos permite ver que el software está calibrado en posición cero.

4.2. VALOR LEIDO DE FLUJO Y PRESIÓN

Para la primera simulación se trabajará con los siguientes valores:

- Set Point Flujo (BPD) = 6000
- Set Point Presión (PSI) = 300
- Set Point de Fuga (BPD) = 20
- Diam. De la Tubería (pulg.) = 4
- DROP (PSI/100 FEET) = 1,05
- Velocidad de Muestras = 0,005
- Instrumentos de Entrada
 - Flujo
 - Precision = 4%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 6%
 - Presión
 - Precision = 4%

- Exactitud = 2%
- Repetibilidad = 6%
- Instrumentos de Salida
 - Flujo
 - Precisión = 4%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 6%
 - Presión
 - Precisión = 4%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 6%

En esta prueba mantendremos los valores de parametrización exceptuando el de los instrumentos, ya que simularemos que tanto los instrumentos que se encuentran a la entrada como a la salida del ducto son iguales y con características de exactitud, precisión y repetibilidad fuera de las recomendaciones de la API 1130.

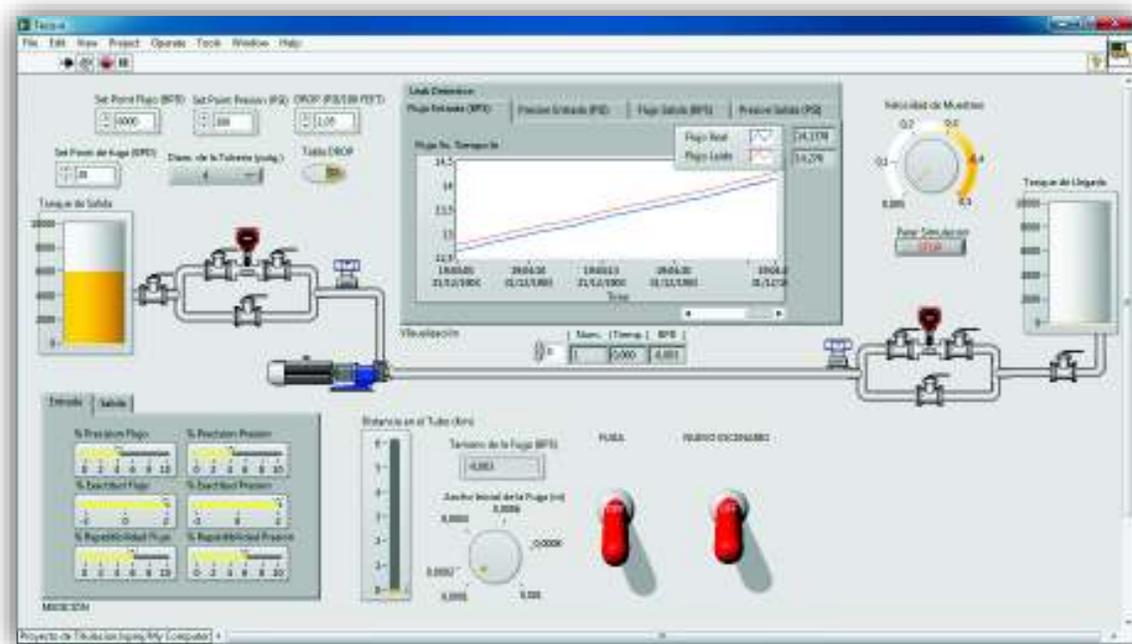


Figura 4.6 Pantalla General – Generación de valor leído para Flujo y Presión – Simulación primera



Figura 4.7 Visualización del valor real y leído para flujo de entrada

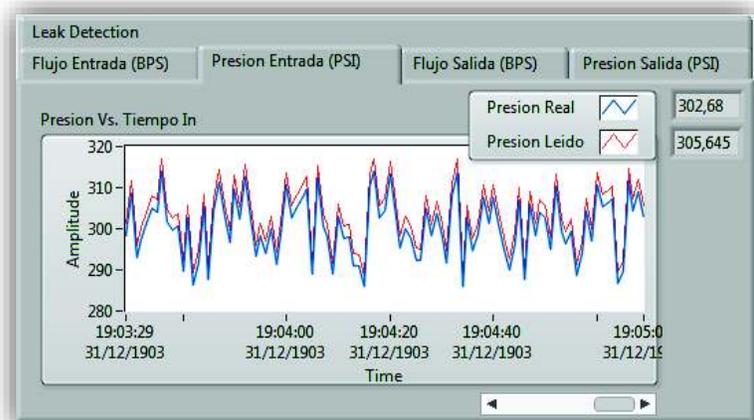


Figura 4.8 Visualización del valor real y leído para presión de entrada

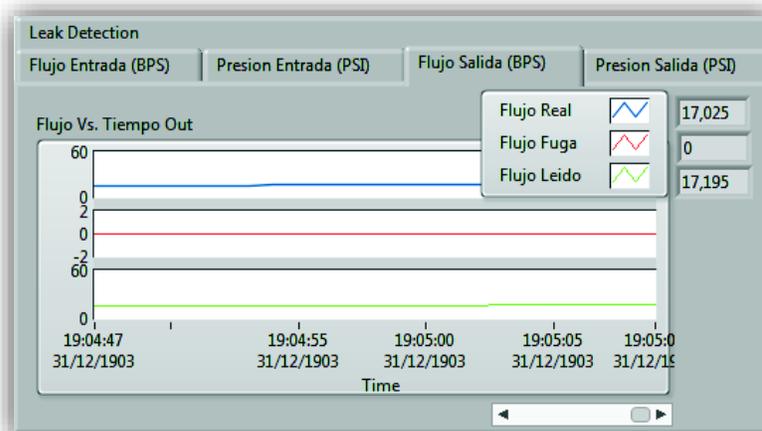


Figura 4.9 Visualización del valor real y leído para flujo de salida

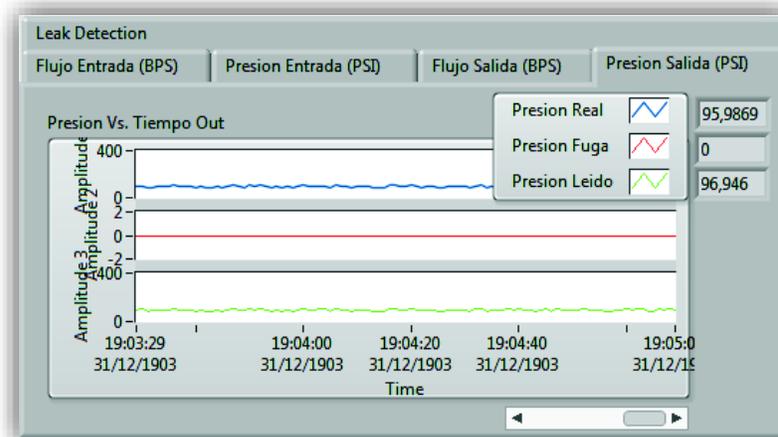


Figura 4.10 Visualización del valor real y leído para presión de salida

En esta prueba se puede observar que en las diferentes pantallas de visualización el valor leído en rojo tiene una gráfica similar pero desplazada en el eje vertical, esto se da por los ajustes de las variables intrínsecas del instrumento.

Lo fundamental es que esta prueba ratifica que es un instrumento con poca repetitibilidad y una exactitud y precisión aceptable.

Para la siguiente simulación se trabajará con los siguientes valores:

- Set Point Flujo (BPD) = 6000
- Set Point Presión (PSI) = 300
- Set Point de Fuga (BPD) = 20
- Diam. De la Tubería (pulg.) = 4
- DROP (PSI/100 FEET) = 1,05
- Velocidad de Muestras = 0,005
- Instrumentos de Entrada
 - Flujo
 - Precision = 10%
 - Exactitud = -2%
 - Repetitibilidad = 4%
 - Presión
 - Precision = 8%
 - Exactitud = 2%

- Repetibilidad = 6%
- Instrumentos de Salida
 - Flujo
 - Precision = 2%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 4%
 - Presión
 - Precision = 3%
 - Exactitud = -2%
 - Repetibilidad = 4%

En esta simulación se está considerando instrumentos distintos tanto en la entrada y en la salida del fluido, e inclusive que no están dentro de los parámetros recomendados por la API 1130 para detección de fugas, con la finalidad de identificar el comportamiento.

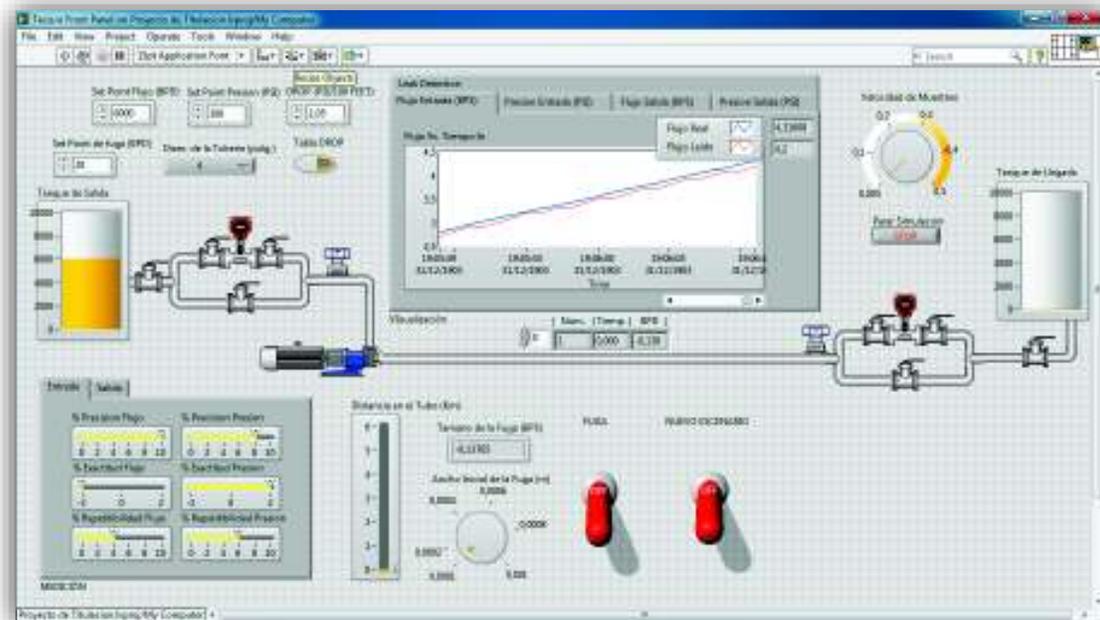


Figura 4.11 Pantalla General – Generación de valor leído para Flujo y Presión

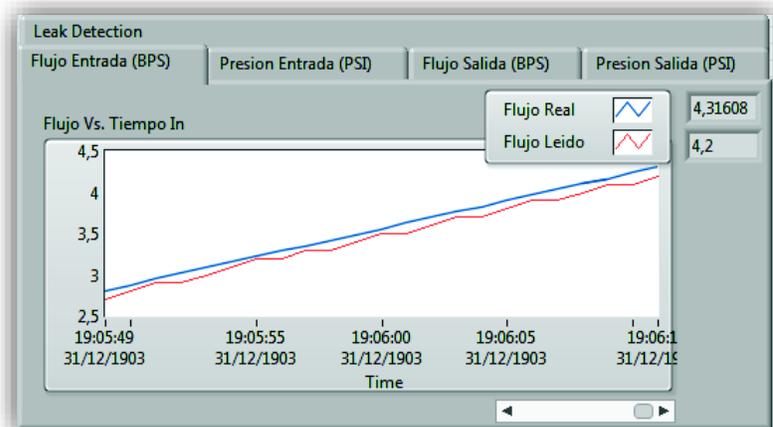


Figura 4.12 Visualización del valor real y leído para flujo de entrada

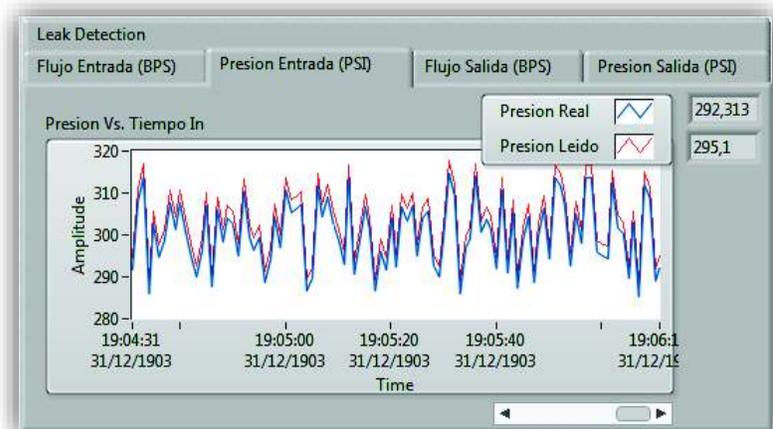


Figura 4.13 Visualización del valor real y leído para presión de entrada

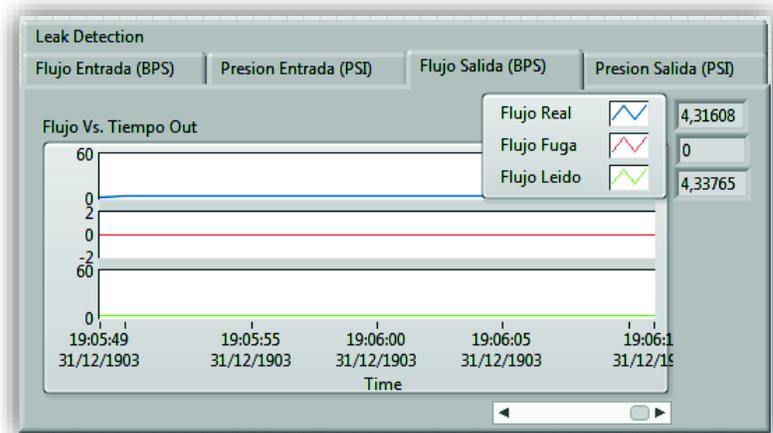


Figura 4.14 Visualización del valor real y leído para flujo de salida

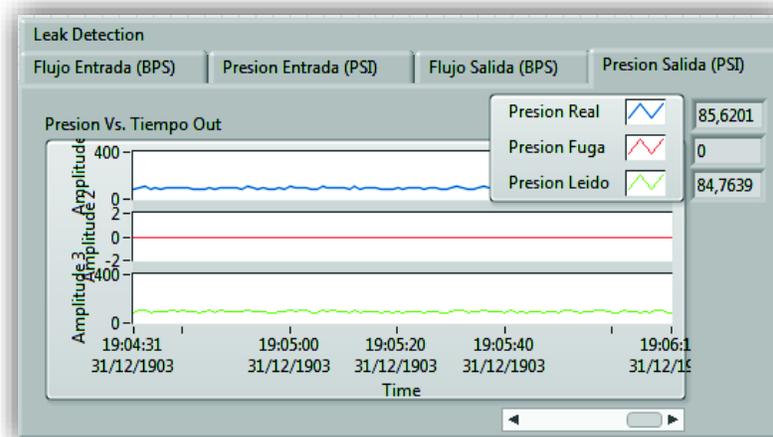


Figura 4.15 Visualización valor real y leído para presión de salida

En esta prueba se puede observar que los valores leídos a la entrada tienen una variación significativa en relación a lo establecido como real, la medición tiene saltos y picos que si son enviados así el sistema LDS tendría dificultades en determinar efectivamente la falla, es claro que el instrumento tiene pésimas características para este fin.

Ahora bien, en la medición de la salida las propiedades intrínsecas de los instrumentos tienen mejores prestaciones y este podría proveernos datos con mayor precisión y exactitud, sin embargo, al tener un instrumento de entrada que no está midiendo lo “mismo” las falsas alarmas podrían multiplicarse.

4.3. DETECCION DE FUGA

Para la primera simulación se trabajará con los siguientes valores:

- Set Point Flujo (BPD) = 6000
- Set Point Presión (PSI) = 300
- Set Point de Fuga (BPD) = 20
- Diam. De la Tubería (pulg.) = 4
- DROP (PSI/100 FEET) = 1,05
- Velocidad de Muestras = 0,005

- Instrumentos de Entrada
 - Flujo
 - Precision = 3%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 2%
 - Presión
 - Precision = 3%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 2%
- Instrumentos de Salida
 - Flujo
 - Precision = 3%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 2%
 - Presión
 - Precision = 3%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 2%
- Distancia en el Tubo (Km) = 4
- Ancho Inicial de la Fuga (m) = 0,0006

Para esta simulación se considera dos instrumentos similares para flujo y dos similares para presión, dentro de los rangos sugeridos por la API 1130.

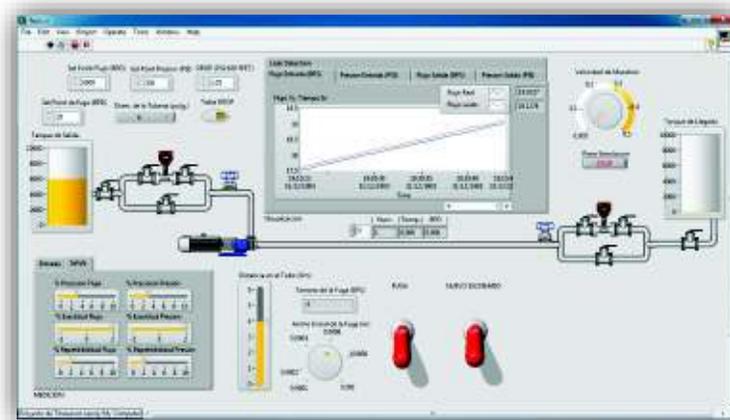


Figura 4.16 Pantalla General – Detección de Fuga OFF



Figura 4.17 Visualización para flujo de entrada antes de la fuga.

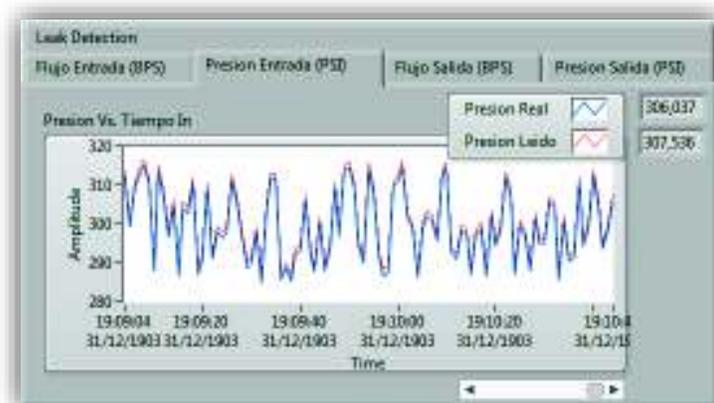


Figura 4.18 Visualización para presión de entrada antes de la fuga

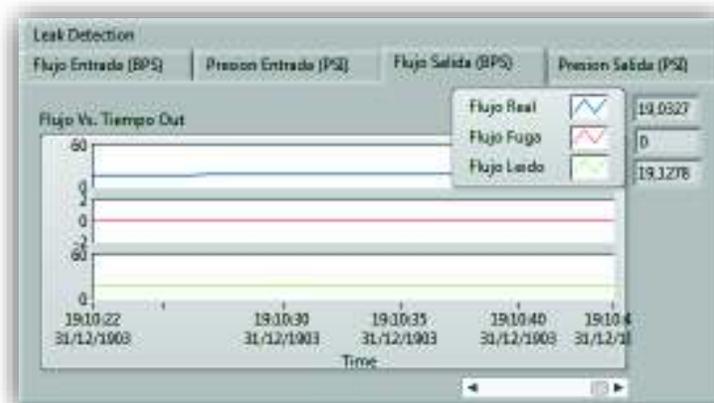


Figura 4.19 Visualización para flujo de salida antes de la fuga

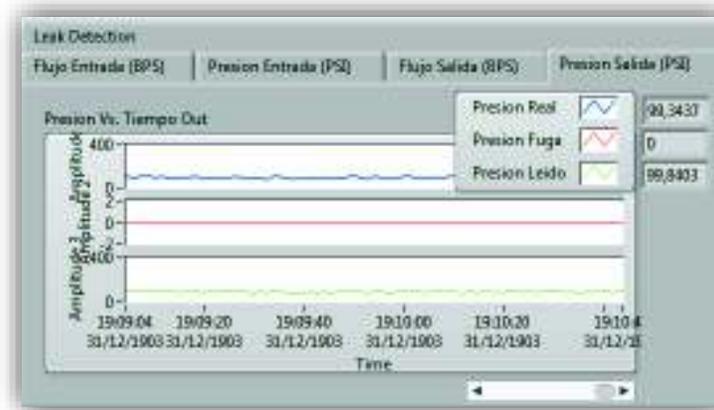


Figura 4.20 Visualización para presión de salida antes de la fuga

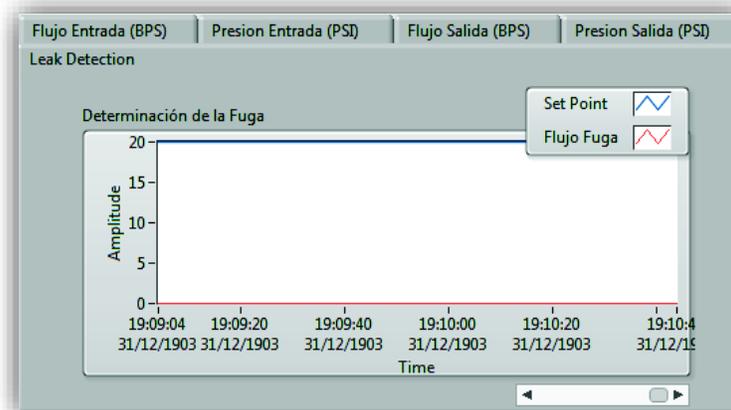


Figura 4.21 Visualización para detección de fuga antes de la fuga

Produciremos la fuga activando el control y se visualizará los resultados.

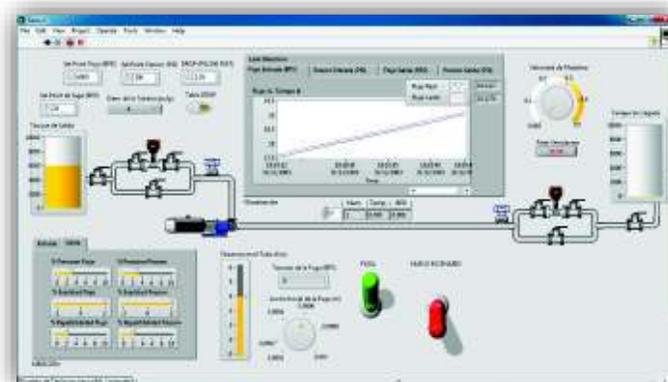


Figura 4.22 Pantalla General – Detección de Fuga ON – Simulación primera



Figura 4.23 Visualización para flujo de entrada durante de la fuga

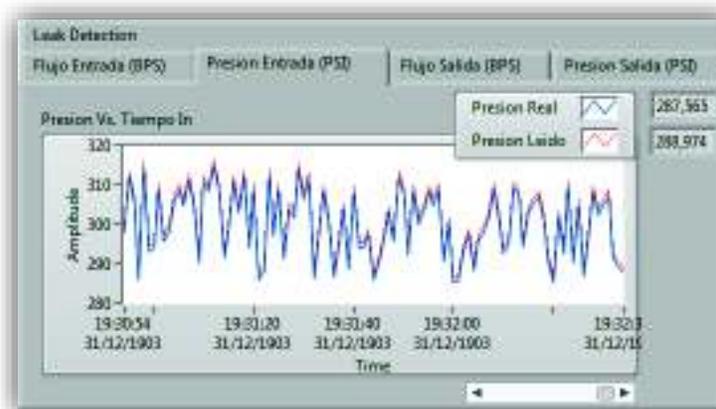


Figura 4.24 Visualización para presión de entrada durante de la fuga

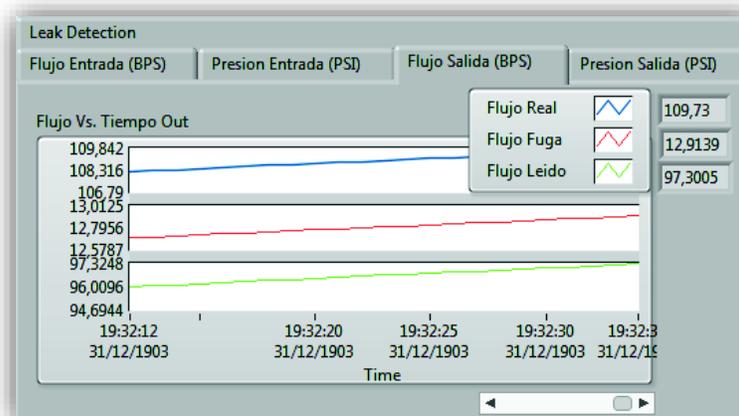


Figura 4.25 Visualización para flujo de salida durante de la fuga

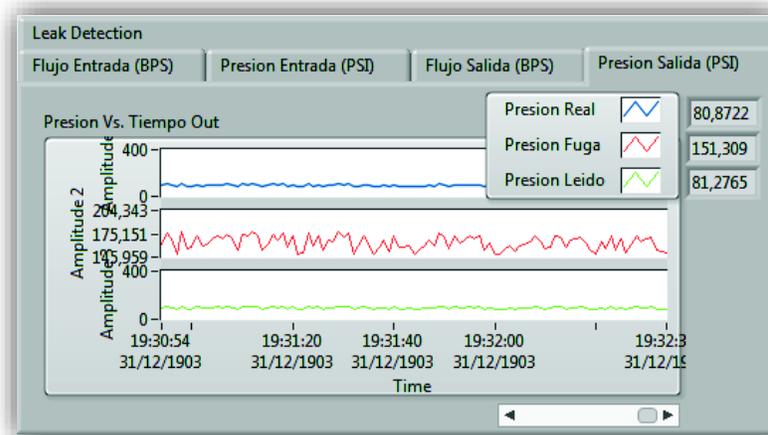


Figura 4.26 Visualización para presión de salida durante de la fuga

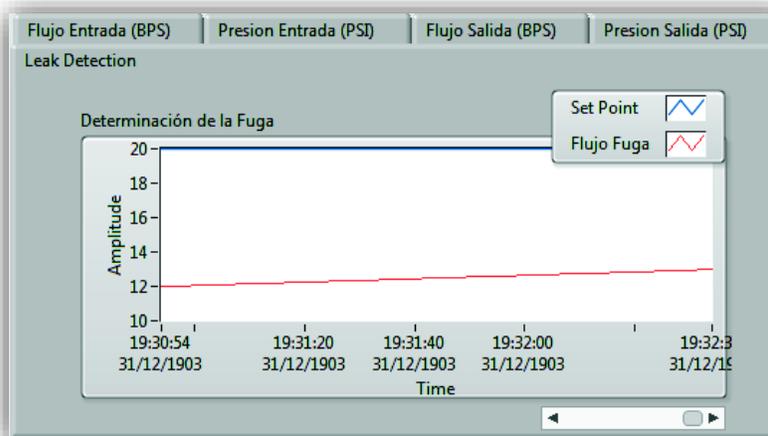


Figura 4.27 Visualización de la detección de fuga durante de la fuga

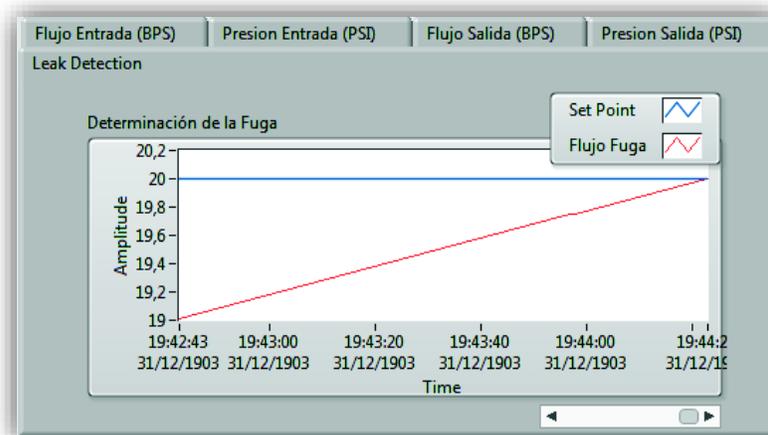


Figura 4.28 Visualización de la detección de fuga alarmada

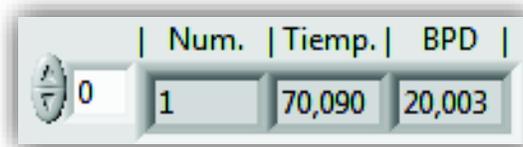


Figura 4.29 Visualización de escenario, tiempo de fuga y BPD

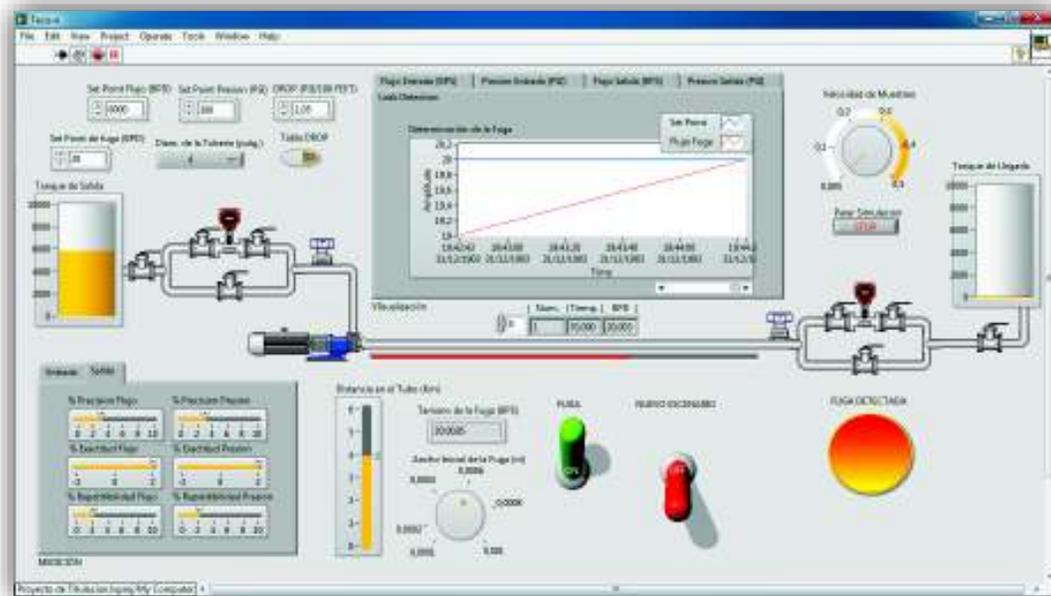


Figura 4.30 Visualización de la pantalla principal alarmada

En esta prueba además de comprobarse que los valores leídos por los instrumentos son más idóneos para el sistema de detección de fugas, se puede evidenciar que al iniciar el proceso de fuga en las variables de salida se tiene que la presión se mantiene constante ya que en el punto de fuga se tiene la presión atmosférica lo que idealiza el sistema, haciendo nula a la presión de fuga, por otro lado el flujo si sufre una alteración y va perdiendo barriles por segundo en función de la ecuación del caudal de fuga determinado en la ecuación 3.18.

Se comprueba también que el sistema emite una señal visual o alarma cuando llegó a lo que comprende como ventana de fuga, tal como lo haría un sistema comercial.

Para la segunda simulación se trabajará con los siguientes valores:

- Set Point Flujo (BPD) = 6000
- Set Point Presión (PSI) = 300
- Set Point de Fuga (BPD) = 20
- Diam. De la Tubería (pulg.) = 4
- DROP (PSI/100 FEET) = 1,05
- Velocidad de Muestras = 0,005
- Instrumentos de Entrada
 - Flujo
 - Precision = 8%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 6%
 - Presión
 - Precision = 8%
 - Exactitud = 2%
 - Repetibilidad = 6%
- Instrumentos de Salida
 - Flujo
 - Precision = 7%
 - Exactitud = 1%
 - Repetibilidad = 6%
 - Presión
 - Precision = 7%
 - Exactitud = 1%
 - Repetibilidad = 6%
- Distancia en el Tubo (Km) = 4
- Ancho Inicial de la Fuga (m) = 0,0006

Para esta simulación no se considera instrumentos similares para flujo y presión, y que no están dentro de los rangos sugeridos por la API 1130.

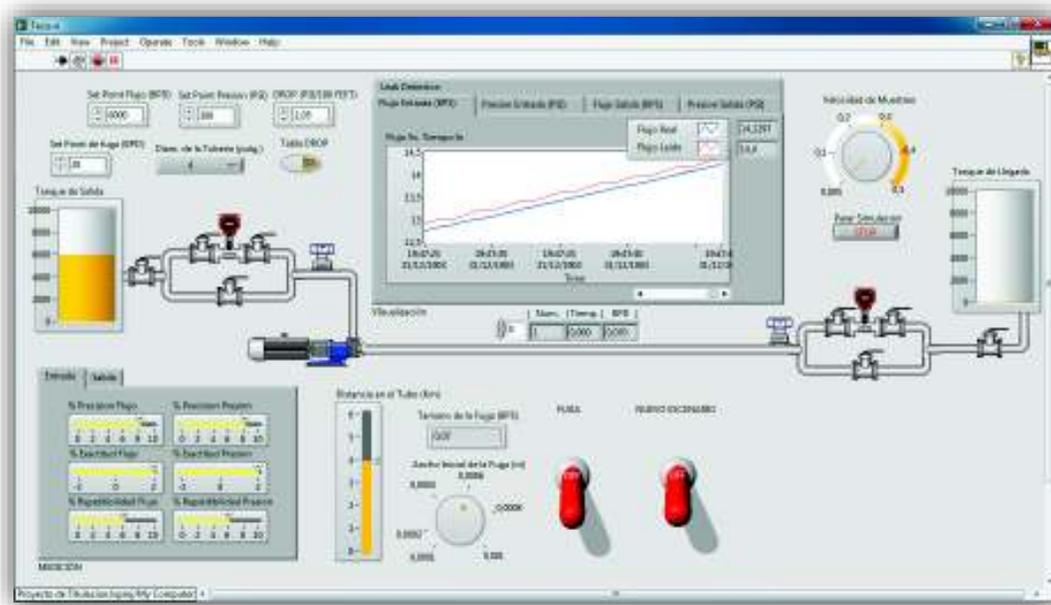


Figura 4.31 Pantalla General – Detección de Fuga OFF

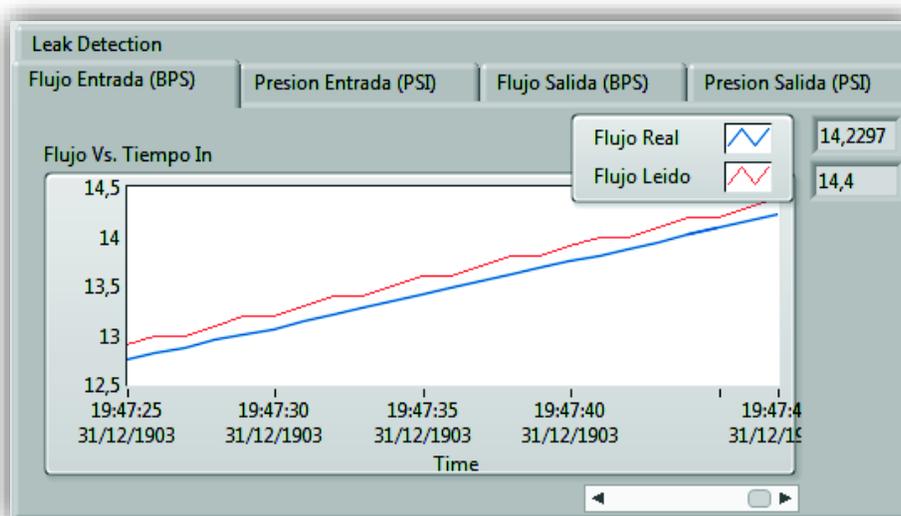


Figura 4.32 Visualización valor leído para flujo de entrada antes de la fuga

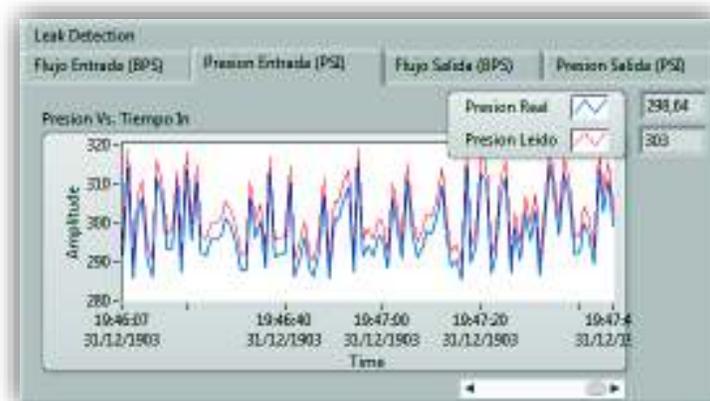


Figura 4.33 Visualización para presión de entrada antes de la fuga

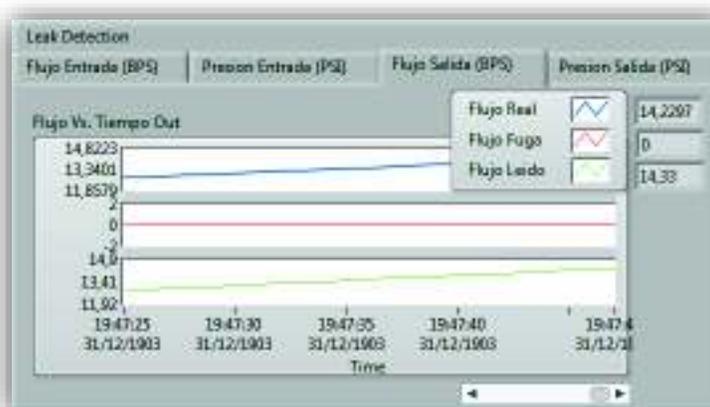


Figura 4.34 Visualización para flujo de salida antes de la fuga

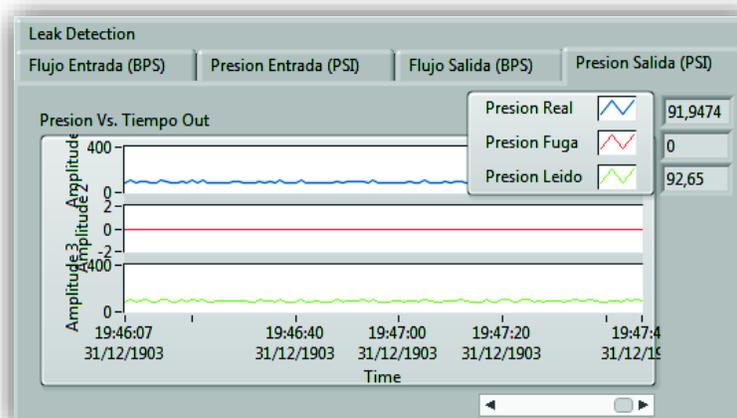


Figura 4.35 Visualización para presión de salida antes de la fuga

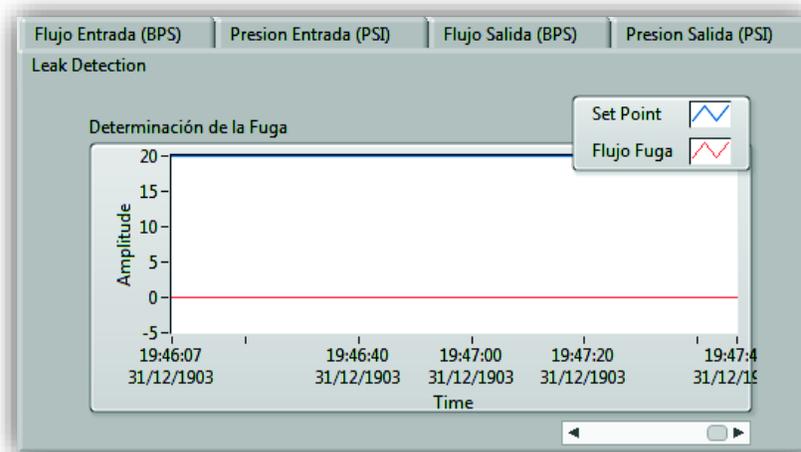


Figura 4.36 Visualización para detección de fuga antes de la fuga

Se producirá la fuga activando el control y se visualizará los resultados.

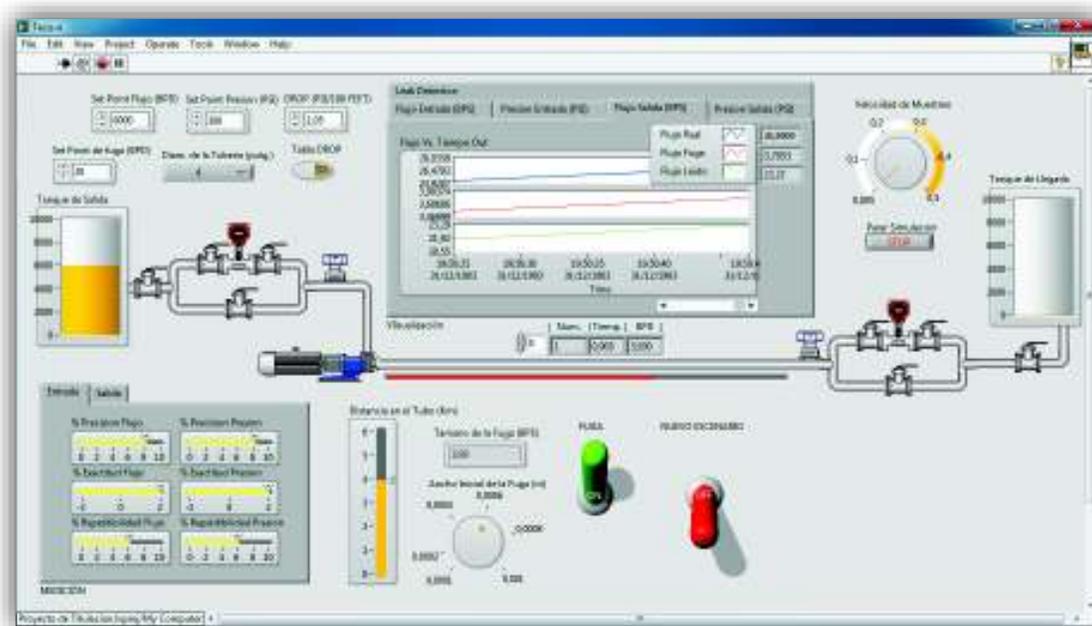


Figura 4.37 Pantalla General – Detección de Fuga ON – Simulación segunda



Figura 4.38 Visualización para flujo de entrada durante de la fuga

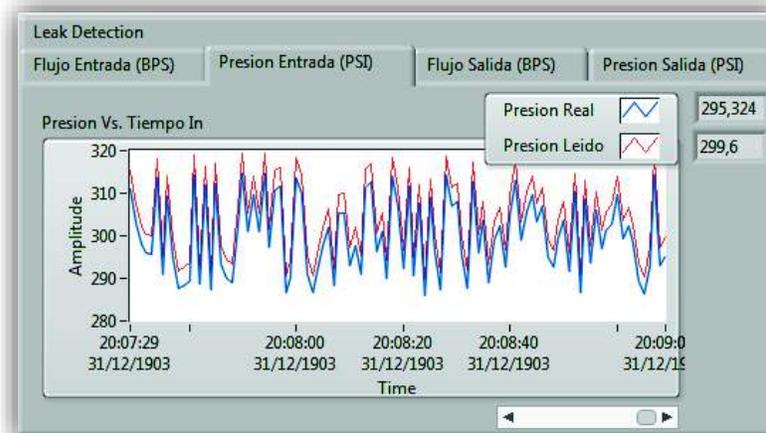


Figura 4.39 Visualización para presión de entrada durante de la fuga



Figura 4.40 Visualización para flujo de salida durante de la fuga

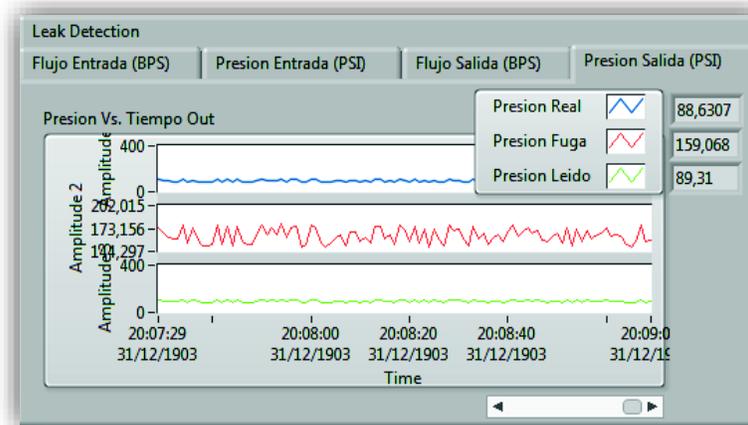


Figura 4.41 Visualización valor leído para presión de salida durante de la fuga

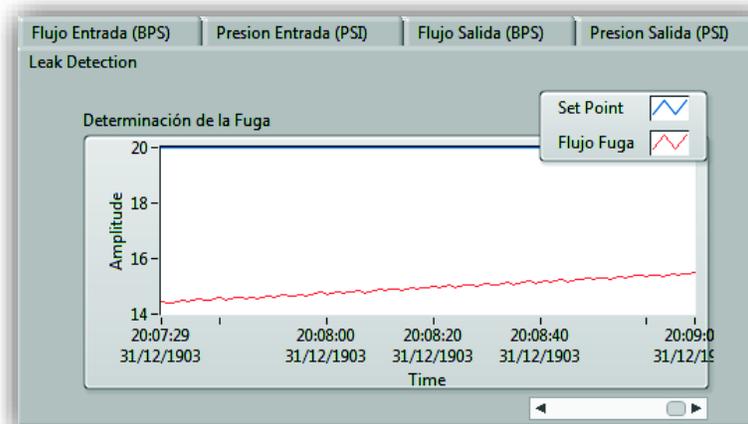


Figura 4.42 Visualización de la detección de fuga durante de la fuga

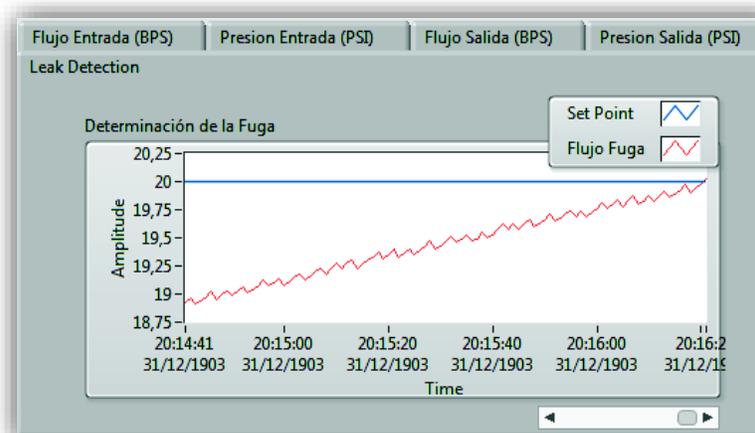


Figura 4.43 Visualización de la detección de fuga alarmada

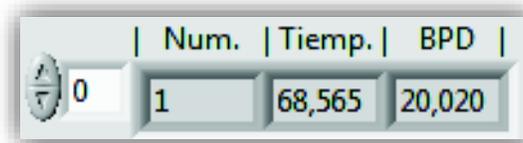


Figura 4.44 Visualización de escenario, tiempo de fuga y BPD

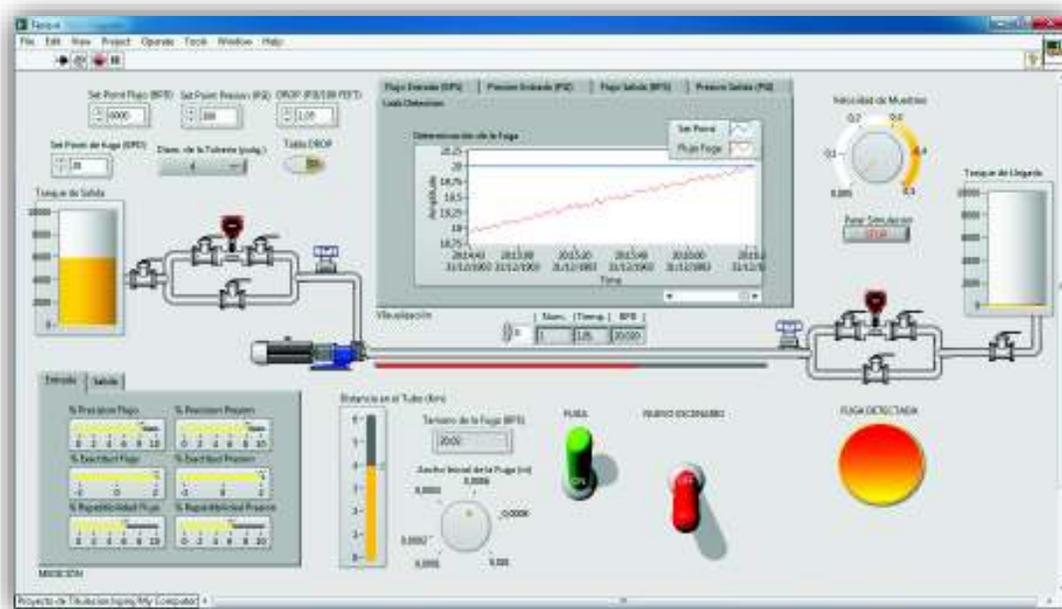


Figura 4.45 Visualización de la pantalla principal alarmada

Con esta prueba podemos corroborar que los valores leídos dificultan el análisis de una fuga efectiva, si bien el sistema se alarma cuando llega a su ventana de fuga, es importante que se analice la información ya que esto puede conllevar a una falsa alarma o en caso de ser afirmativa la fuga indicar un valor equivocado de derrame.

Si obtuviésemos un valor errado de derrame la entidad de control podría sancionar económicamente por este hecho y en el sector petrolero estas sanciones incurren en algunos millones en remediación y multas.

Se puede hacer una comparación rápida entre las dos simulaciones de fuga y ver que en la primera los valores de tiempo son superiores, esto es debido a que es más preciso su accionar y permite indicar la cantidad “real”.

4.4. ESCENARIOS

Luego de simulado una fuga, se puede ir cambiando los escenarios con la finalidad de comparar resultados, basta con seleccionar el control de escenarios y éste irá aumentando.

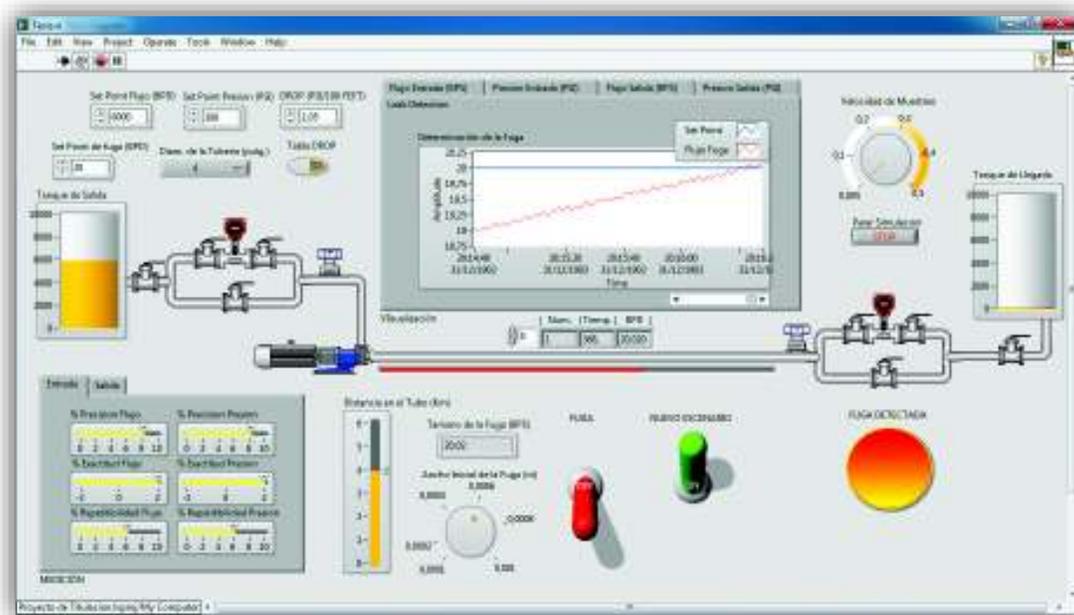


Figura 4.46 Visualización de la pantalla principal cambio de escenario

	Num.	Tiemp.	BPD
0	1	68,565	20,020
0	2	67,295	20,010

Figura 4.47 Visualización del cambio de escenario

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- Se planteó una propuesta utilizando equipos de instrumentación y software que puedan ayudar para la toma de decisiones oportuna y efectiva en la que se eviten derrames de crudo.
- Se estableció la tecnología a ser considerada en la especificación de los instrumentos de campo para el desarrollo de la ingeniería de detalle, tomando como base las recomendaciones de la American Petroleum Institute.
- Los requerimientos que se consideraron en el desarrollo del software están dentro del reglamento de la unidad encargada de la regulación y control de la actividad hidrocarburifera del Ecuador por lo que su aplicación en el país no sería objetado.
- La ingeniería de detalle desarrollada estableció criterios de diseño que garanticen el servicio continuo en un ambiente similar al del oriente ecuatoriano, manteniendo como referente la base instalada.
- Para la medición de flujo se optó por el balance de volumen, mismo que utiliza un principio de flujo másico y no volumétrico, ya que si fuese volumétrico los cambios de temperatura y presión dificultarían la medición de esta variable.
- Se obtuvo una hoja de datos específica de cada uno de los instrumentos requeridos, apegados a lo que indica la API 1130 y sus recomendaciones, cabe señalar que estos instrumentos pueden adquiridos en el mercado y son suministrados por algunas marcas como SIEMENS, Endress+Hauser y Rosemount.

- La herramienta utilizada fue Labview debido a que es amigable con el usuario, de fácil manejo y que en tiempo real puede dar información del proceso de transporte, considerando las variables de flujo y presión.
- El software de simulación desarrollado es capaz de mostrar el comportamiento de un instrumento tomando en cuenta un valor real generado y las características de exactitud, precisión y repetitibilidad parametrizadas.
- Los esquemas de escenarios descritos sirven para facilitar la toma de datos y a la vez permiten comparar los distintos valores obtenidos, con la finalidad de comprobar la eficacia de un instrumento más apegado a las recomendaciones de las buenas prácticas de ingeniería.
- Las pruebas realizadas con diferentes configuraciones permiten verificar el funcionamiento del software y compararlo entre sus diferentes respuestas, esto debido a que el coste de una herramienta de alto desarrollo en LDS es muy alto para validar los resultados.
- Esta ingeniería de detalle de los instrumentos utilizó estándares internacionales aplicables en el sector petrolero ecuatoriano, considerando principios, materiales, ubicación geográfica y clasificación de área.

5.2. RECOMENDACIONES

- El usuario del software debe tener criterios básicos de carácter mecánico para poder parametrizar los valores iniciales de la herramienta, ya que el software no calcula previamente si los mismos son posibles o no, se entiende que la herramienta será manipulada por una persona con conocimiento en el proceso de transporte.
- El usuario deberá seguir los pasos establecidos en el capítulo 3 para el uso de la herramienta, en caso de no llevar ese orden, la misma puede quedar esperando datos o sin mostrar la información que se requiere.
- Es importante cargar el software en un computador que soporte por un lado la herramienta LabView y que por otro tenga el hardware adecuado para ello.

- En el mercado existen varias marcas de provisión de instrumentos, se recomienda hacer un análisis no solo del costo del equipo sino más bien ponderar las características constructivas, intrínsecas, de comunicación, de visualización ya que estos parámetros a futuro darán los réditos económicos esperados.
- Se recomienda revisar la herramienta a través de nuevos proyectos de titulación con la finalidad de ir mejorando e incorporando más criterios de análisis y selección de instrumentos.
- Se recomienda usarla en los laboratorios de instrumentación como herramienta didáctica para la comprensión de las propiedades intrínsecas de los instrumentos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] American Petroleum Institute. (2002). *Computational Pipeline Monitoring for Liquids Pipeline*. Washington: API Publishing Services.
- [2] Creus, A. (2010). *Instrumentación Industrial*. Mexico: Alfaomega.
- [3] ATMOS International. (Octubre de 2014). *One of the most proven pipeline leak detection systems in the world, based on statistical volume balance*. Obtenido de Atmos Internacional: <https://atmosi.com/media/1363/en-atmos-pipe.pdf>
- [4] Venelogia. (05 de Marzo de 2014). *Tipos de petróleo crudo según grado API (liviano a extrapesado)*. Obtenido de <http://www.venelogia.com/archivos/9589/>
- [5] Miguel Rojas. (Abril de 2010). *Bomba Multifasica campo Melones, PDVSA MELEM-1 estacion multifasica*. Obtenido de <https://www.slideshare.net/rojasoterom/mantenimiento-iiibombas-multifasicas2>
- [6] L Hernandez, K. H. (19 de Junio de 2015). *Separadores Trifasicos*. Obtenido de <https://es.slideshare.net/LisandroHernandezPea/separadores-trifasicos-en-la-industria-petrolera>
- [7] SIEMENS. (2018). *Industry – Image Database*. Obtenido de <https://www.automation.siemens.com/bilddb/search.aspx?lang=en&aktprim=0&usestructure=2&nodeid=3000174>
- [8] SIEMENS. (2018). *Industry – Image Database*. Obtenido de <https://www.automation.siemens.com/bilddb/search.aspx?lang=en&aktprim=0&usestructure=2&nodeid=3000174>
- [9] SIEMENS. (2011). *Transmisor de presión SITRANS P, serie DS III con HART*. Nurnberg: Siemens AG.
- [10] SIEMENS. (2015). *Coriolis Flowmeter FC430 with Hart*. Nurnberg: Siemens AG.
- [11] INAMHI. (2015). *RED DE ESTACIONES AUTOMÁTICAS HIDROMETEOROLÓGICAS*. Obtenido de <http://186.42.174.236/InamhiEmas/#>

ANEXO A

HOJA DE DATOS INSTRUMENTO DE FLUJO

RESPONSIBLE ORGANIZATION				CORIOLIS MASS FLOWMETER w/wo TOTALIZER INDICATOR Device Specification		SPECIFICATION IDENTIFICATIONS				
1						6				
2						7	Document No.			
3						8	Latest revision		Date	
4						9	Issue status			
5				10						
FLOWMETER BODY AND HOUSING				58	TOTALIZER INDICATOR					
12	Body/Housing Tyoe	By Vendor		59	Totalizar indicator	Yes				
13	End conn nominal size	Flange	Rating	DN100	60	Enclosure type no/class	By Vendor			
14	End conn termn type	B1	N/A		61	Signal power source	DC			
15	Body wetted material	N/A			62	Contact arrangement	Yes	Quantity	2	
16	Housing material	Stanley Steel			63	Totalizer reset style	By Vendor			
17	End termination material	By Vendor			64	Integral indicator style	By Vendor			
18	Degree of protection	IP 67			65	Cert/Approval type	Yes			
19					66	Mounting location/type	Separate			
20					67	Enclosure material	Stanley Steel			
FLOWTUBE ASSEMBLY				68	PERFORMANCE CHARACTERISTICS					
22	Flowtube type	Coriolis			69					
23	Flowtube diameter	By Vendor			70	Max press at design temp	0 psi	At	1450 psi	
24	Flowtube material	Stanley Steel			71	Min working temperature	20 C	Max	60 C	
25					72	Flow rate accuracy rating	0,10%			
26					73	Density accuracy rating	5 kg/m3			
27					74	Min flow URL		Max		
CONNECTION HEAD				75	Density LRL	1 Kg/m3	URL	5000 Kg/m3		
29	Housing type	By Vendor			76	Sec enclosure press rating	By Vendor			
30	Enclosure type no/class	By Vendor			77	Pressure drop al flow URL				
31	Signal termination tyoe	By Vendor			78	Min ambient working temp	40 C	Max	70 C	
32	Cert/Approval type	Yes			79	Contacts ac rating	90 V	At Max	230 V	
33	Housing material	Stanley Steel			80	Contacts dc rating	5 V	At Max	24 V	
34					81	Max sensor to receive lg	25 mt			
35					82					
36					83	ACCESSORIES				
TRANSMITTER OR COMPUTER				84	Connection cable length	Nickel-plated brass				
38	Housing type	Transmitter separated			85	Heating kit style	Yes			
39	Measurement compesation	Yes			86	Calibrator/Configurator	No			
40	Output signal type	4-20 mA			87					
41	Enclosure type no/class	By Vendor			88					
42	Span-zero adjustment	Yes			89	SPECIAL REQUIREMENTS				
43	Characteristic curve	Lineal			90	Custom tag	By Customer			
44	Digital communication std	Hart			91	Reference specification	By Customer			
45	Signal power source	DC			92	Special preparation	By Customer			
46	Failsafe style	Yes			93	Compliance standard	Yes			
47	Integral indicator style	LCD			94	Calibration report	By Customer			
48	Signal termination type	By Vendor			95	Software configuration	By Customer			
49	Cert/Approval type	Yes			96	Hazardous area	Class I, Division II			
50	Mounting location/type	Separate/Flange 3" DN 80			97	PHYSICAL DATA				
51	Failure/Diagnostic action	Yes			98	Estimated weight	By Vendor			
52	Enclosure material	Stanley Steel			99	Face-to-face dimension	By Vendor			
53					100	Overall height	By Vendor			
54					101	Removal clearance	"			
55					102	Signal conn nominal size	-	Style	-	
56					103	Mfr reference dwg	Yes			
57					104					
CALIBRATIONS AND TEST				INPUT OR TEST		OUTPUT OR SCLAE				
111	TAG NO/FUNCTIONAL IDENT	MEAS/SIGNAL/TEST		LVR	URV	ACTION	LVR	URV		
112		Mass flow-Analog output								
113		Meas-Analog output 2								
114		Meas-Analog output 3								
115		Meas-Freq output 1								
116		Meas-Freq output 2								
117		Measurement-Scale								
118		Temp-Digital output								
119		Meas-Digital output								
120		Density-Digital output								
121		Test pressure								
COMPONENT IDENTIFICATIONS										
123	COMPONENT TYPE	MANUFACTURER			MODEL NUMBER					
124	FIT	SIEMENS			7ME4613-4LA31-1GM3-Z A06+B11+C05+C11+E06+F00+L59+Y17 (Y17: FIT-XXX)					
125										
126										
127										
125										
Rev	Date	Revision Descrpcion	Bv.	Appv1	Appv2	Appv3	REMARKS			

ANEXO B

HOJA DE DATOS INSTRUMENTO DE PRESIÓN

1	RESPONSIBLE ORGANIZATION				PRESSURE TRANSMITTER WITH DIAPHRAGM SEAL Device Specification			6	SPECIFICATION IDENTIFICATIONS			
2								7	Document No.			
3								8	Latest revision	Date		
4								9	Issue status			
5								10				
11	TRANSMITTER BODY				60	PERFORMANCE CHARACTERISTICS						
12	Body/Flange Type	By vendor		61	Max press at design temp	0 psi	At	1450 psi				
13	Process conn nominal size	1/2"-14 NPT	Rating	PN67	62	Min working temperature	10 psi	Max	500 psi			
14	Process conn termn type	Style		63	Accuracy rating	≤ 5%						
15	Vent/Drain location	By vendor		64	Pressure Lower Range Limit	9 psi	URL	913 psi				
16	Mounting type	NPT		65	Ambient temperature error	≤ 5%						
17	Body/Flange material	Stanley Steel		66	Min ambient working temp	20 C	Max	60 C				
18	Vent/Drain material	By vendor		67								
19	Bolting material	By vendor		68								
20	Flange adapter material	N/A		69								
21	Gasket/O ring material	By vendor		70								
22	Mounting Kit material	Stanley Steel		71								
23	Degree of protection	IP 67		72								
24	SENSING ELEMENT				73							
25	Detector signal type	piezo-resistive		74								
26	Min pressure span	9.13 psi		75								
27	Diaphragm/wetted material	Stanley Steel/Silicon Oil		76								
28	Fill fluid material	By vendor		77								
29					78							
30	TRANSMITTER				79							
31	Output signal type	4-20 mA		80								
32	Enclosure type no/class	By vendor		81								
33	Characteristics curve	Lineal		82								
34	Digital communication std	Hart		83								
35	Signal power source	DC		84	ACCESSORIES							
36	Transient protection	By vendor		85	Air set filter style	N/A						
37	Integral indicator style	LCD		86	Air set gauges	N/A						
38	Signal termination type	By vendor		87	Heating kit style	N/A						
39	Cert/Approval type	Yes		88	Remote indicator style	N/A						
40	Span-zero adjustment	Yes		89								
41	Failure/Diagnostic action	By vendor		90	SPECIAL REQUIREMENTS							
42	Enclosure material	Aluminun		91	Custom tag	By Customer						
43					92	Reference specification	By Customer					
44	DIAPHRAGM SEAL				93	Special preparation	By Customer					
45	Seal type	Stanley Steel		94	Compliance standard	By Customer						
46	Process conn nominal size	1/2"-14 NPT	Rating	PN67	95	Software configuration	By Customer					
47	Process conn termn type	Style		96	Hazardous area	Class I, Division II						
48	Diaphragm extension lg	By process		97								
49	Flushing conn quantity	N/A		98								
50	Instrument conn non size	By vendor		99								
51	Capillary/Fitting dia	Length		100	PHYSICAL DATA							
52	Diaphragm material	Stanley Steel		101	Estimated weight	By Vendor						
53	Capillary-armor matl			102	Overall height	By Vendor						
54	Bolting material	By vendor		103	Removal clearance	By Vendor						
55	Upper housing material	Aluminun		104	Signal conn nominal size	By Vendor	Style	By Vendor				
56	Lower housing/Flange matl	By vendor		105	Mfr reference dwg	Yes						
57	Gasket/O ring material	By vendor		106								
58	Fill fluid material	Silicon Oil		107								
59					108							
110	CALIBRATIONS AND TEST				INPUT OR TEST		OUTPUT OR SCLAE					
111	TAG NO/FUNCTIONAL IDENT	MEAS/SIGNAL/TEST		LVR	URV	ACTION	LRV	URV				
112	Pressure-Analog output											
113	Pressure-Scale											
114	Pressure-Digital output											
115	Temp-Digital output											
116												
117												
118	COMPONENT IDENTIFICATIONS											
119	COMPONENT TYPE		MANUFACTURER			MODEL NUMBER						
120	PIT		SIEMENS			7MF4033-1EA10-2SC6-Z A02+C11+C12+C14+T03+Y15 {Y15: PIT-XXX}						
121												
122												
123												
124												
Rev	Date	Revision Descrpcion		Bv.	Appv1	Appv2	Appv3	REMARKS				

ANEXO C

MANUAL TRANSMISOR DE PRESION SIEMENS



**ANSWERS FOR
INDUSTRY.**

Our SITRANS P transmitters stand for measurement precision, ruggedness and maximum user-friendliness. And of course, when it comes to international approvals or industry standards, our measuring devices reliably meet the demands of the increasingly complex tasks found in the process industry.

For this reason, we have developed products that also offer you comprehensive diagnostic functions: warnings and alarms of critical values that can be used for plant monitoring. Thanks to self-diagnostics, service or calibration intervals can be displayed via maintenance timers.

See for yourself the benefits of the SITRANS P family of pressure transmitters.

THE PORTFOLIO FOR YOUR PROCESS REQUIREMENTS

THE SITRANS P FAMILY

EVERY PROCESS, EVERY FACILITY, AND EVERY ENVIRONMENTAL CONSTRAINT BRINGS ITS OWN SPECIAL REQUIREMENTS. FOR THIS REASON, WE HAVE DEVELOPED SITRANS P PRESSURE TRANSMITTERS TO OFFER YOU A COMPLETE FAMILY OF DEVICES WITH DIFFERENT PERFORMANCES, DIFFERENT CAPACITIES, AND DIFFERENT MATERIALS. DEVICES FOR YOUR PROCESS – FROM BASIC TO HIGH-END.



SITRANS P SETS
STANDARDS

■ Simple

operation

The high-end devices of the SITRANS P portfolio offer user-friendly and simple operation with three push buttons in combination with a graphics-enabled local display.

■ High quality

With their aluminum or stainless steel housings, the SITRANS P devices are outstandingly resistant to external influences. Product versions with welded measuring cells do not require additional seal replacements and thus are able to reduce maintenance time and costs.

■ They can handle everything

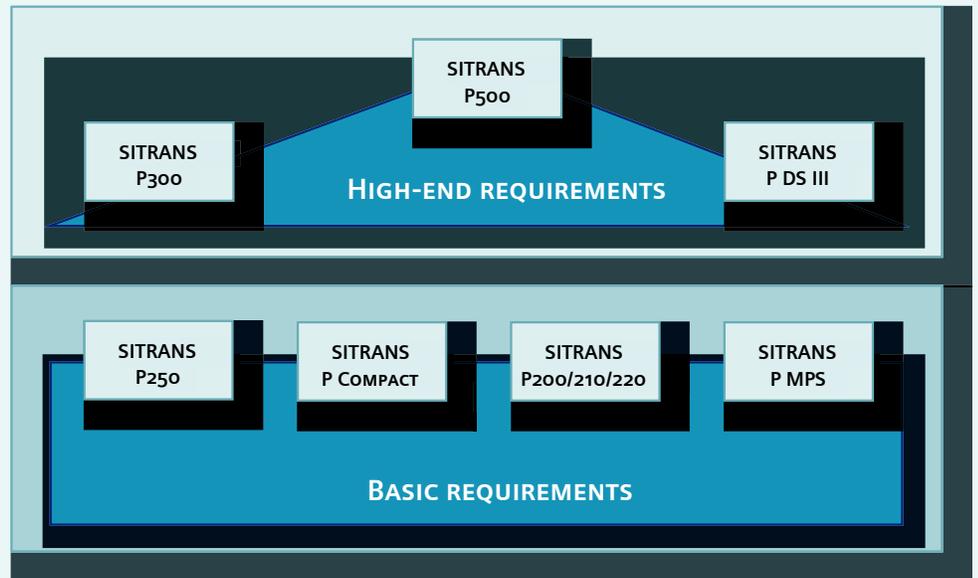
A SITRANS P offers extreme chemical and mechanical resistance and is not affected by high electromagnetic interference.

■ User-friendly and versatile

Depending on the device type, start-up and configuring can vary – from local operation using push buttons, to operation through the process control system using SIMATIC PDM. Thanks to the wide range of available measuring cells and the option of adjusting the measuring range via turndown, a high degree of flexibility is guaranteed for a variety of applications.

■ System-wide communication

In addition to the 4–20 mA current output of the transmitter for basic applications, the devices of the SITRANS P family offer the communication protocols HART, PROFIBUS PA and



THE SITRANS P PRESSURE TRANSMITTER FAMILY

Always the optimal device for all applications, in every industry

FOUNDATION Fieldbus. Additional information can be read out, such as “min/max pointers” for pressure and temperature.

THE SITRANS P FAMILY AT A GLANCE:

■ SITRANS P500

The latest differential pressure transmitter with an additional sensor for static pressure offers the performance required to meet the highest demands for accuracy, longterm stability and diagnostics options. Configuration can be performed via HART or directly on the device using the push button operation concept combined with a graphics-enabled display.

■ SITRANS P DS III

The digital pressure transmitters with HART, PROFIBUS PA or FOUNDATION Fieldbus communication offer comprehensive user-friendliness, diagnostics functions and high accuracy.

■ SITRANS P300

The digital pressure transmitters with HART, PROFIBUS PA or FOUNDATION Fieldbus communication in stainless steel housing for special requirements in food and beverage, water and wastewater, pharmaceutical and biotechnology industries.

■ SITRANS P250

The compact single-range transmitter for measuring differential pressure with a ceramics sensor.

■ SITRANS P COMPACT

The analog pressure transmitters for basic requirements in food and beverage, the pharmaceutical and biotechnology industries.

■ SITRANS P 200/210/220

The series of single-range pressure transmitters with ceramics and stainless steel measurement cell.

■ SITRANS P MPS

The level transmitter for field-proven hydrostatic level measurement in open containers or wells.

■ SITRANS P280

The digital pressure transmitter with WirelessHART communication offers flexibility, comprehensive userfriend liness, and diagnostics and can operate without cabling for data or power.



SITRANS P DS III

THE UNIVERSAL DEVICE: THE SITRANS P DS III IS THE DIGITAL TRANSMITTER FOR GAUGE PRESSURE, ABSOLUTE PRESSURE, DIFFERENTIAL PRESSURE, FLOW AND LEVEL, AND IT IS SUITABLE FOR INSTALLATIONS IN SIL APPLICATIONS IN ACCORDANCE WITH IEC 61508 / IEC 61511. WITH DIVERSE COMMUNICATION OPTIONS, AND THE INNOVATIVE PROFIsafe TECHNOLOGY, IT GUARANTEES THE MAXIMUM IN FLEXIBILITY AND SAFETY.



THE PERFECT ANSWER TO YOUR REQUIREMENTS:

DIFFERENT APPLICATIONS?	The SITRANS P DS III offers you versions for gauge, absolute and differential pressure, flow and level measurement.
SAFETY?	The SITRANS P DS III is suitable for installation in SIL 2 applications in accordance with IEC 61508 / IEC 61511. In the PROFIsafe version, it guarantees maximum communication safety up to the control system level.
CERTIFICATION?	The SITRANS P DS III has the right certificates (CENELEC, FM, CSA, GOST, NEPSI, INMETRO) or material certificates (acceptance test certificate 3.1, conformance certificate 2.2) ready for your application.
SIMULATION?	The SITRANS P DS III offers you the option of using a simulation function for loop check functions.
COMMUNICATION?	HART, PROFIBUS PA, PROFIsafe or FF: the SITRANS P DS III opens up a host of different bus communication options for you.

The SITRANS P DS III offers you simple start-up thanks to the use of only three push buttons with which you set, for example, the zero and span, damping or failure mode. For easily checking the measuring circuits during start-up, the device can be used as a current sender and simulator. Whether you use it for extreme pressures, high temperatures, or aggressive processes, the SITRANS P DS III is predestined for use in safety-related plants – as witnessed by a host of certificates and approvals from all around the world.

THE HIGHLIGHTS AT A GLANCE:

- Extensive diagnostics and simulation functions with PDM
- Accuracy $\leq 0.075\%$
- Long-term stability $\leq 0.25\%$ / 5 years or even 0.125% / 5 years
- Wetted parts in stainless steel 1.4404/316L, Hastelloy C276, Monel, Tantalum or Gold
- Measuring ranges from 1 mbar (0.4 inch H₂O) to 700 bar (10,150 psi)

ANEXO D
MANUAL TRANSMISOR DE FLUJO SIEMENS



EXPLORE THE FUTURE OF FLOW MEASUREMENT

SITRANS FC430 - THE MARKET'S MOST COMPACT CORIOLIS SOLUTION

PROCESS INSTRUMENTATION

SCAN TO EXPLORE
THE STATE-OF-
THE-ART FEATURES
AND PRODUCTION
FACILITY



ANSWERS FOR INDUSTRY.

INNOVATION IN PROCESS

optimization

Running an industrial plant carries with it a very high level of responsibility – to both your customers and the environment. You must adhere to the highest standards of safety and hygiene, ensure that your final products are of consistent quality, and comply with stringent industry and governmental regulations.

By choosing SITRANS F C Coriolis flowmeters – a trusted technology from a trusted name – you can optimize your entire process for increased productivity and, as a result, a better bottom line.

BUILDING ON A STRONG TRADITION OF INNOVATIVE THINKING, SIEMENS HAS DESIGNED THE NEXT GENERATION OF CORIOLIS FLOWMETERS FOR EXCELLENCE IN PERFORMANCE, SAFETY AND USER-FRIENDLINESS: THE SITRANS FC430.

The digitally based SITRANS FC430 is suitable for all applications within the process industry and offers the market's

most compact sensor, groundbreaking support tools and the first SIL 3 certification on a Coriolis system.

Because the SITRANS FC430 is manufactured in one of the world's most sophisticated and highly automated Coriolis factories, you are ensured very short lead times for custom-tailored solutions with consistent world-class accuracy and reliability.

In selecting Siemens as your flow technology partner, you have around-the-clock access to our worldwide service network and the capability for full system integration with market-leading Totally Integrated Automation solutions.

WITH THE SITRANS FC430 CORIOLIS FLOWMETER, PROCESS OPTIMIZATION HAS NEVER BEEN EASIER – OR MORE INNOVATIVE.

UNMATCHED SAFETY - SYSTEM APPROVED ACCORDING TO SIL 3

As one of the first Coriolis manufacturers worldwide Siemens has achieved the distinguished SIL 3 certification for the SITRANS FC430 – the ultimate safety and reliability guarantee.

THE POWER OF A TOTAL SOLUTION PROVIDER

As a leading technology solution partner, Siemens offers you a number of additional benefits:

- GLOBAL SERVICE NETWORK – Tailored support by network of SPECIALISTS IN 150 COUNTRIES
- TOTAL SOLUTION PROVIDER – offering services from engineering to commissioning
- TOTALLY INTEGRATED AUTOMATION – our solutions can be fully integrated into any industry sector

In designing the SITRANS FC430, our goal was to enhance your productivity by increasing the efficiency of your operations. The result is a cutting-edge Coriolis flow solution at the top of its class in quality and safety yet spacesaving and easy to operate.

INNOVATION AND USER-FRIENDLINESS - TRANSMITTER SITRANS FCT030

Based on patented digital signal processing technology, the SITRANS FCT030 transmitter delivers true multi-parameter measurements with enhanced efficiency, security and simplicity. It features a modular design for convenient installation and replacement, and can be remote or compact mounted with all SITRANS FCS400 sensor sizes.

The innovative SensorFlash[®] – a micro SD card uploadable to any PC – serves as a removable database of operational user information and provides direct access to all relevant certificates and audit trails.

WITH SITRANS FCT030 YOU ALSO GET

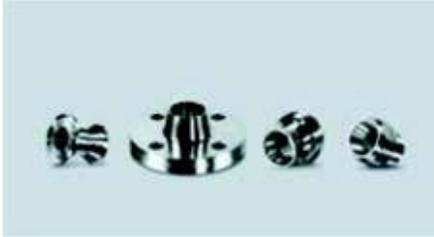
- 100 HZ SIGNAL PROCESSING FOR HIGH-speed and reliable data updates
- TRANSMITTER REPLACEMENT IN LESS THAN five minutes
- SIL 3 CERTIFICATION FOR GUARANTEED safety and full redundancy
- TIMESTAMPED STORAGE OF ALL PROCESS and product events/alarms
- TRUE “PLUG & PLAY” FUNCTIONALITY TO simplify startup

COMPACTNESS AND DESIGN - SENSOR SITRANS FCS400

The SITRANS FCS400 is the market’s most compact sensor. The small size facilitates installation and replacement, and makes it possible to fit multiple units into tight spaces.

At the heart of the compact design is the patented CompactCurve™ tube SHAPE, OFFERING AN ACCURACY OF 0.1% OF flow rate and high sensitivity for optimal measurement of even very low flows.

From its short tube length and large bore to its cylindrical frame and hemispherical flow manifold, the SITRANS FCS400 was designed from the ground up with the hallmarks of superior performance and reliability: a very stable zero point, low pressure loss, and high immunity to process noise and plant vibrations.



WITH SITRANS FCS400 YOU ALSO GET

- STANDARD PURGE CONNECTORS ON secondary enclosure for enhanced monitoring and safety

... AND CUTTING-EDGE TECHNOLOGY

WITHIN

SIMPLE AND SAFE INSTALLATION - 5

CABLE TUNNELS FOR EACH I/O MAKE even when cables are thick. Wago Cage Clamps secure lifelong maintenance-free hold of wires independent of vibration, temperature or pressure. Meets all IEC Ex, ATEX and FM hazardous area requirements.

USB SERVICE PORT - 6

The user interface enables connection to any PC through a standardized USB 2.0 connector and protocol, with only one interface required regardless of communication method. Easily accessible interface makes it possible to service the meter quickly and without disturbing communication.

SENSORFLASH 7

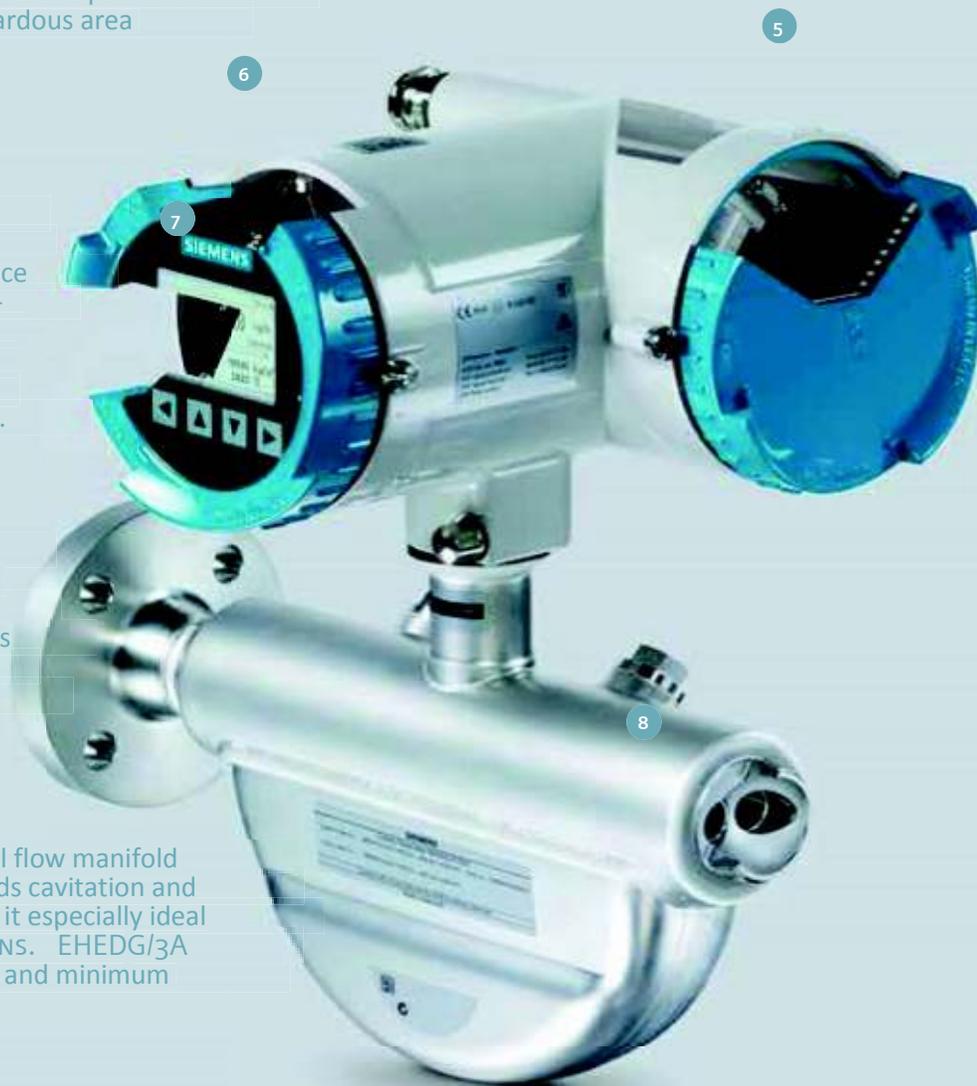
Removable micro SD card stores all user and factory settings, calibration data and certificates. Provides comprehensive audit trails with quick and easy transfer of information to any PC or between transmitters.

HEMISHAPE™ - 8

Unique design of the hemispherical flow manifold secures low pressure loss and avoids cavitation and separation of fragile fluids, making it especially ideal FOR HYGIENIC APPLICATIONS. EHEDG/3A a smooth surface for easy cleaning and minimum abstraction of flow.

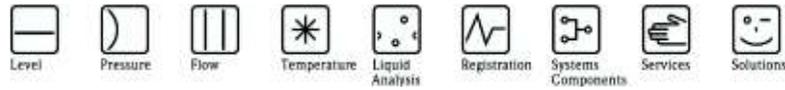
DIGITAL SENSOR LINK (REMOTE VERSION)

Provides instant digitalization for optimal signal-to-noise ratio AND INCREASED STABILITY. BEST-IN-CLASS 100 HZ STANDARDIZED M12 PLUG & PLAY CONNECTOR GUARANTEE information transfer with up to 200 m between sensor and transmitter.



ANEXO E

MANUAL TRANSMISOR DE PRESION ENDRESS+HAUSER



Brief Operating Instructions

Cerabar S

PMC71, PMP71, PMP75

Process pressure measurement



These Instructions are Brief Operating Instructions; they are not a substitute for the Operating Instructions pertaining to the device.

Detailed information about the device can be found in the Operating Instructions and the other documentation:

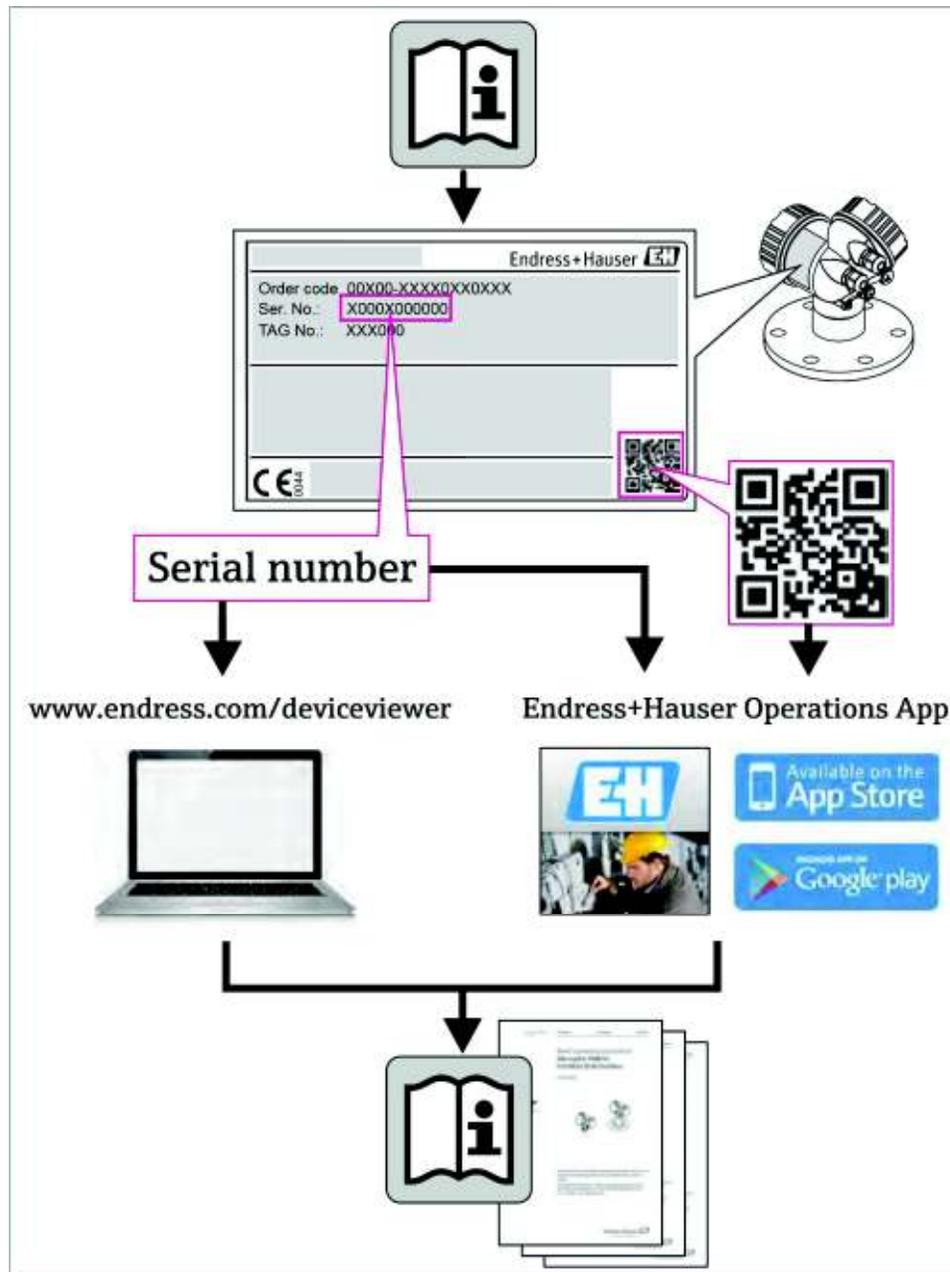
Available for all device versions via:

- Internet: www.endress.com/deviceviewer

Endress+Hauser 

People for Process Automation

- Smart phone/tablet: *Endress+Hauser Operations App*



Cerabar S 4...20 mA HART

Table of contents

Table of contents

1 Safety instructions	4
1.1 Designated use	4
1.2 Installation, commissioning and operation	4
1.3 Operational safety and process safety	4
1.4 Return	5
1.5 Safety icons	5
2 Product identification	5
3 Installation	¡Error! Marcador no definido.
3.1 General installation instructions	¡Error! Marcador no definido.
3.2 Installation instructions for devices without diaphragm seals PMP71, PMC71	¡Error! Marcador no definido.
3.3 Installation instructions for devices with diaphragm seals PMP75	¡Error! Marcador no definido.
3.4 Assembling and mounting the "separate housing" version	¡Error! Marcador no definido.
4 Wiring	¡Error! Marcador no definido.
4.1 Connecting the device	¡Error! Marcador no definido.

4.2 Connecting the measuring unit	¡Error! Marcador no definido.
5 Operation.....	¡Error! Marcador no definido.
5.1 On-site display (optional)	¡Error! Marcador no definido.
5.2 Operating elements.....	¡Error! Marcador no definido.
5.3 On-site operation via on-site display	¡Error! Marcador no definido.
5.4 Locking/unlocking operation	¡Error! Marcador no definido.
6 Commissioning.....	¡Error! Marcador no definido.
6.1 Position adjustment	¡Error! Marcador no definido.
6.2 Pressure measurement	¡Error! Marcador no definido.
6.3 Level measurement.....	¡Error! Marcador no definido.

Safety instructions

1 Safety instructions

1.1 Designated use

The Cerabar S is a pressure transmitter for measuring pressure and level.

The manufacturer accepts no liability for damages resulting from incorrect use or use other than that designated.

1.2 Installation, commissioning and operation

- The device must only be installed, connected, commissioned and maintained by qualified and authorized specialists (e.g. electrical technicians) in full compliance with the instructions in this manual, the applicable norms, legal regulations and certificates (depending on the application).
- The specialist must have read and understood this manual and must follow the instructions it contains. If you are unclear on anything in these Brief Operating Instructions, you must read the Operating Instructions. The Operating Instructions provide detailed information on the device/measuring system.
- The device may only be modified or repaired if such work is expressly permitted in the Operating Instructions.
- If faults cannot be rectified, the device must be taken out of service and secured against unintentional commissioning.
- Do not operate damaged devices. Mark them as defective.

1.3 Operational safety and process safety

- Alternative monitoring measures must be taken to ensure operational safety and process safety during configuration, testing and maintenance work on the device.
- The device is safely built and tested according to state-of-the-art technology and has left the factory in perfect condition as regards technical safety. The applicable regulations and European standards have been taken into account.
- Pay particular attention to the technical data on the nameplate.
- Devices for use in hazardous areas are fitted with an additional nameplate. If the device is to be installed in an explosion hazardous area, then the specifications in the certificate as well as all national and local regulations must be observed. The device is accompanied by separate "Ex documentation", which is an integral part of this Operating Instructions. The installation regulations, connection values and Safety Instructions listed in this Ex document must be observed. The documentation number of the related Safety Instructions is also indicated on the additional nameplate.

- If using devices for applications with safety integrity level, the separate manual on functional safety must be observed thoroughly.

1.4 Return

Follow the instructions on returning the device as outlined in the Operating Instructions.

Cerabar S 4...20 mA HART

Product identification

1.5 Safety icons

Symbol	Meaning
#	Warning! A warning highlights actions or procedures which, if not performed correctly, will lead to personal injury, a safety hazard or destruction of the instrument.
ⓘ	Caution! Caution highlights actions or procedures which, if not performed correctly, may lead to personal injury or incorrect functioning of the instrument.
!	Note! A note highlights actions or procedures which, if not performed correctly, may indirectly affect operation or may lead to an instrument response which is not planned.

2 Product identification

The following options are available for identification of the measuring device:

- Nameplate specifications
- Order code with breakdown of the device features on the delivery note
- Enter serial numbers from nameplates in W@M Device Viewer

(www.endress.com/deviceviewer): All information about the measuring device is displayed.

For an overview of the technical documentation provided, enter the serial number

ANEXO F

MANUAL TRANSMISOR DE FLUJO ENDRESS+HAUSER



Información técnica

[Proline Promass 80/83 F, M](#)

Sistema de medición de caudal másico por efecto Coriolis

El caudalímetro universal y multivariable para líquidos y gases



Aplicaciones

El principio de medición no se ve afectado por las propiedades físicas del fluido, como su viscosidad o su densidad.

- Mediciones de alta precisión de líquidos y gases, tanto aceites, lubricantes, combustibles, gases licuados, disolventes, sustancias alimentarias como gases comprimidos (GNC)
- Soporta temperaturas del fluido de hasta +350 °C
- Soporta presiones de proceso de hasta 350 bar
- Permite mediciones de caudal másico de hasta 2.200 t/h

Certificado para zonas de riesgo:

- ATEX, FM, CSA, TIIS

Certificados en los sectores de la industria alimentaria y la higiene:

- 3A, FDA

Conexión a todos los sistemas de control de proceso habituales:

- HART, PROFIBUS PA/DP, FOUNDATION Fieldbus, MODBUS

Aspectos relativos a la seguridad:

- Contenedor secundario (hasta 100 bar), PED (Directiva sobre equipos de presión), SIL-2

TI053D/23/es/12.04
50098280

Características y ventajas

Los equipos Promass miden distintas variables de proceso (masa/densidad/temperatura) para diferentes condiciones de proceso durante la medición.

El concepto de transmisor Proline incluye:

- Modularidad y operatividad, con el fin de alcanzar un alto nivel de eficiencia
- Posibilidad de uso de software para procesamiento por lotes y medición

de concentraciones en un amplio campo de aplicaciones

- Capacidad de diagnóstico y almacenamiento de datos, para una mayor calidad del proceso

Los sensores Promass, probados y comprobados en más de 100.000 aplicaciones, ofrecen:

- una medición de caudal multivariable en un modelo de diseño compacto
- insensibilidad a las vibraciones gracias a un sistema equilibrado de dos tubos de medición
- una construcción robusta que protege eficazmente contra las fuerzas ejercidas por la tubería
- una instalación sencilla que no precisa de tramos de entrada y salida

Endress+Hauser 

People for Process Automation

Diseño del sistema y funciones

Principio de medición

El principio de medición se basa en generar de forma controlada unas fuerzas de Coriolis. Estas fuerzas se presentan siempre que se superponen un movimiento de translación y uno de rotación.

$$F_c = 2 \cdot \Delta m \cdot (v \cdot \omega)$$

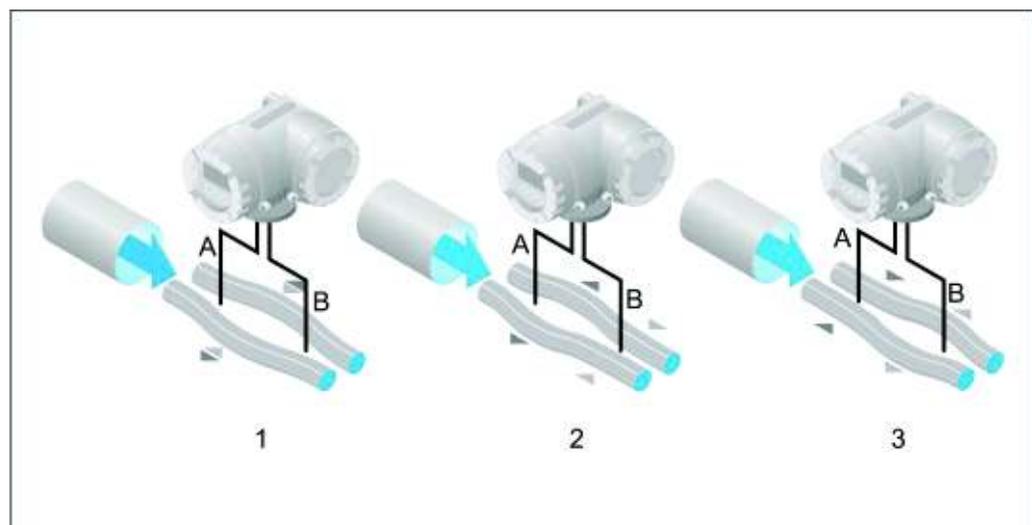
F_c = fuerza de Coriolis

Δm = masa en movimiento
 ω = velocidad de rotación
 v = velocidad radial en el sistema rotatorio u oscilatorio

La intensidad de la fuerza de Coriolis depende de la masa en movimiento en el sistema Δm y de su velocidad v ; por lo tanto, del caudal másico. En lugar de una velocidad angular constante ω , el sensor Promass se sirve de un movimiento de oscilación.

En los sensores Promass F y M, dos tubos de medición paralelos por los que fluye el fluido oscilan en oposición de fase, actuando como un diapasón. Las fuerzas de Coriolis que se generan en los tubos de medición provocan un cambio de fase en las oscilaciones de los tubos (véase la ilustración):

- A caudal cero, es decir, cuando el fluido no circula, los dos tubos oscilan en fase (1).
- El caudal másico produce una desaceleración de la oscilación a la entrada de los tubos (2) y una aceleración de la oscilación a su salida (3).



La diferencia de fase (A-B) aumenta con el caudal másico. Unos sensores electrodinámicos registran las oscilaciones del tubo a la entrada y a la salida.

La oposición de fase de las oscilaciones de los dos tubos de medición garantiza el equilibrio del sistema. Este principio de medición no depende de la temperatura, la presión, la viscosidad, la conductividad ni del perfil de velocidad del fluido.

Medición de densidad

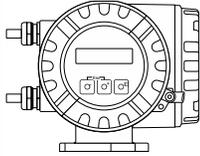
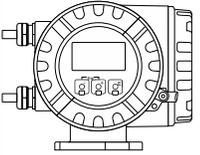
Los tubos de medición oscilan continuamente a su frecuencia de resonancia. Un cambio en la masa, y por lo tanto en la densidad, del sistema oscilante (que comprende tanto los tubos de medición como el fluido) se corresponde automáticamente con una pequeña variación de la frecuencia de oscilación. Luego, la frecuencia de resonancia es una función de la densidad del fluido. El microprocesador utiliza dicha relación para obtener el valor de la densidad del fluido.

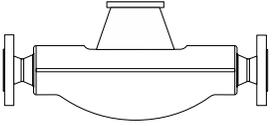
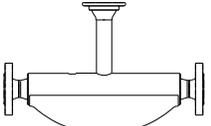
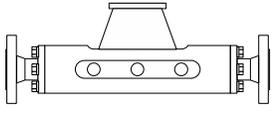
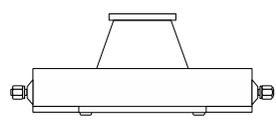
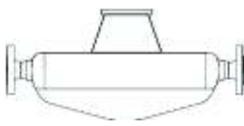
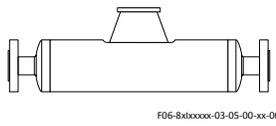
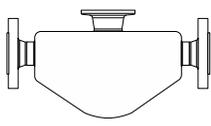
Medición de temperatura

La temperatura de los tubos de medición se determina para estimar el factor de compensación, que refleja los efectos debidos a la temperatura. Este valor se corresponde con la temperatura de proceso y también dispone de una salida de señal.

Sistema de medición El sistema de medición consta de un transmisor y un sensor. Hay dos versiones:

- La versión compacta: el transmisor y el sensor conforman una sola unidad compacta.
- Versión remota: el transmisor y el sensor se montan por separado.

Transmisor	
<p>Promass 80</p>  <p>F06-x0xxxxxx-03-06-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Indicador con pantalla de cristal líquido de dos líneas de texto • También posibilidad de configuración por teclado
<p>Promass 83</p>  <p>F06-x3xxxxxx-03-06-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Indicador con pantalla de cristal líquido de cuatro líneas de texto • Manejo por interfaz táctil • Inicio rápido específico para cada aplicación • Medición directa de caudales másicos, caudales volumétricos, densidades y temperaturas y cálculo de otras variables derivadas (por ejemplo, concentraciones)

Sensor		
<p>F</p>  <p>F06-SxFxxxxx-03-05-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sensor universal para temperaturas hasta 200 °C • Diámetros nominales DN 8...250 • Tubos de medición de acero inoxidable o de hastelloy C-22 	<p>Documento núm. TI 053D/06/es</p>
<p>F (Altas temperaturas)</p>  <p>F06-SxFxxxxx-03-05-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sensor universal para altas temperaturas hasta 350 °C • Diámetros nominales DN 25, 50, 80 • Tubos de medición de hastelloy C-22 • 	<p>Documento núm. TI 053D/06/es</p>
<p>M</p>  <p>F06-SxMxxxxx-03-05-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sensor robusto para presiones de proceso extremas, elevados requisitos del contenedor secundario y temperaturas del fluido hasta 150 °C • Diámetros nominales DN 8...80 • Tubos de medición de titanio 	<p>Documento núm. TI 053D/06/es</p>
<p>A</p>  <p>F06-SxAxxxxx-03-05-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistema de un solo tubo para mediciones de alta precisión de caudales muy bajos • Diámetros nominales DN 1...4 • Tubo de medición de acero inoxidable o de hastelloy C-22 	<p>Documento núm. TI 054D/06/es</p>
<p>H</p>  <p>F06-SxHxxxxx-03-05-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Tubo simple en codo. Baja pérdida de carga y material de alta resistencia química • Instalación de "colocar y olvidarse" • Diámetros nominales DN 8...40 • Tubos de medición de circonio 	<p>Documento núm. TI 052D/06/es</p>
Sensor		
<p>I</p>  <p>F06-SxIxxxxx-03-05-00-xx-000</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Instrumento de un solo tubo recto. Mínimo esfuerzo cortante sobre el fluido, diseño higiénico, baja pérdida de carga. • Instalación de "colocar y olvidarse" No requiere ningún soporte especial para la instalación. • Diámetros nominales DN 8...50 • Tubos de medición de titanio 	<p>Documento núm. TI 052D/06/es</p>
<p>E</p>  <p>a0002271</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sensor de propósito general, el sustituto ideal para contadores de caudal volumétricos. • Diámetros nominales DN 8...50 • Tubos de medición de acero inoxidable 	<p>Documento núm. TI 061D/06/es</p>

ANEXO G
MANUAL TRANSMISOR DE PRESION ROSEMOUNT

Product Data Sheet

November 2016

00813-0100-4690, Rev PD

Rosemount™ 2088 Absolute and Gage Pressure Transmitter



- Performance of 0.065% with high accuracy option
- Lightweight, compact design for cost-effective installation
- Protocols available include 4–20 mA HART® and 1–5 Vdc HART Low Power
- Absolute and gage pressure ranges up to 4,000 psi (276 bar)
- Rangeability of 50:1

Rosemount 2088 Pressure Transmitter product offering



Proven reliability for gage and absolute applications

- Available protocols include 4–20 mA HART and 1–5 Vdc HART Low Power
- Fully configurable LCD display to display process variable, percent of range, and diagnostic messages
- Lightweight, compact design enables easy installation
- Choice of stainless steel or Alloy C-276 wetted materials



Unlock the value of devices with the Emerson™ Smart Wireless THUM™ Adapter

- Gain access to field intelligence and improve quality, safety, availability, operations, and maintenance costs
- Remotely manage devices and monitor health
- Enable new wireless measurement points
- Utilize existing loop power



Proven, reliable, and innovative DP Level technologies

- Connect to virtually any process with a comprehensive offering of process connections, fill fluids, direct mount or capillary connections and materials
- Quantify and optimize total system performance with QZ option



Instrument manifolds – quality, convenient, and easy

- Designed and engineered for optimal performance with Rosemount transmitters
- Save installation time and money with factory assembly
- Offers a variety of styles, materials, and configurations

Contents

Ordering information	3
Dimensional drawings.	15
Specifications.	7
Options	17
Product Certifications	10



Configuration	Transmitter output code
4–20 mA HART Rosemount 2088 with Selectable HART	S
1–5 Vdc Low Power Rosemount 2088 with Selectable HART	N

Ordering information

Rosemount 2088 In-line Pressure Transmitter

Additional information

Specifications: [page 7](#)

Product Certifications: [page 10](#)

Dimensional drawings: [page 15](#)

Specification and selection of product materials, options, or components must be made by the purchaser of the equipment. See [page 9](#) for more information on material selection.

Table 1. Rosemount 2088 Pressure Transmitter Ordering Information

★ The Standard offering represents the most common options. The starred options (★) should be selected for best delivery. The Expanded offering is manufactured after receipt of order and is subject to additional delivery lead time.

Model	Product description	
2088	Pressure Transmitter	★
Measurement type		
A	Absolute	★
G	Gage	★
Pressure ranges		

	Rosemount 2088G	Rosemount2088A		
1	-14.7 to 30 psi (-1,01 to 2,1 bar)	0 to 30 psi (0 to 2,1 bar)	★	
2	-14.7 to 150 psi (-1,01 to 10,3 bar)	0 to 150 psi (0 to 10,3 bar)	★	
3	-14.7 to 800 psi (-1,01 to 55,2 bar)	0 to 800 psi (0 to 55,2 bar)	★	
4	-14.7 to 4,000 psi (-1,01 to 275,8 bar)	0 to 4,000 psi (0 to 275,8 bar)	★	
Transmitter output⁽¹⁾				
S	4–20 mA dc/Digital HART Protocol		★	
N	1–5 Vdc Low Power/Digital HART Protocol		★	
Materials of construction⁽²⁾				
	Process connection	Isolating diaphragm	Fill fluid	
22	316L SST	316L SST	Silicone	★
33	Alloy C-276	Alloy C-276	Silicone	★
2B	316L SST	316L SST	Inert	

Process connection		
A	1/2–14 NPT female	★
B ⁽³⁾	DIN 16288 G 1/2 male	★
D ⁽³⁾⁽⁴⁾	M20 1.5 male	★
C ⁽³⁾⁽⁴⁾	RC 1/2 female	
Conduit entry		
1	1/2–14 NPT	★
2 ⁽³⁾	M20 1.5	★
4 ⁽³⁾⁽⁵⁾	G 1/2	
Options (Include with selected model number)		
Extended product warranty		

WR3	3-year limited warranty	★
WR5	5-year limited warranty	★
Diaphragm seal assemblies⁽⁶⁾⁽⁷⁾		
S1	Assemble to one Rosemount 1199 Diaphragm Seal	★
Display and interface		
M4	LCD display with local operator interface	★
M5	LCD display, configured for engineering units	★
Configuration buttons		
D4	Analog zero and span	★
DZ	digital zero trim	★
Mounting brackets		
B4	SST mounting bracket with SST bolts	★
Product certifications		
C6	Canada Explosionproof, Intrinsic Safety, Division 2, and Dust-Ignitionproof	★
E2	INMETRO Flameproof	★
E3	China Flameproof	★
E4 ⁽³⁾⁽⁸⁾	Japan Flameproof	★
E5	USA Explosionproof (XP) and Dust-Ignitionproof (DIP)	★
E7	IECEX Flameproof	★

ED	ATEX Flameproof	★
EM	Technical Regulations Customs Union (EAC) Flameproof	★
I1 ⁽³⁾	ATEX Intrinsic Safety	★
I2	INMETRO Intrinsic Safety	★

I3	China Intrinsic Safety	★
I5	USA Intrinsic Safety (IS) and Nonincendive (NI)	★
I7	IECEx Intrinsic Safety	★
IM	Technical Regulation Customs Union (EAC) Intrinsic Safety	★
K1	ATEX Flameproof, Intrinsic Safety, Type n, Dust	★
K2	INMETRO Flameproof, Intrinsic Safety	★
K5	USA Explosionproof, Dust-Ignitionproof, Intrinsic Safety, and Nonincendive	★
K6 ⁽³⁾	Canada Explosion-Proof, Intrinsic Safety, Division 2, Dust-ignitionproof, and ATEX Flameproof, Intrinsic Safety	★
K7	IECEx Flameproof, Intrinsic Safety, Type n, Dust	★
KB	USA Explosionproof, Dust-Ignitionproof, Intrinsic Safety, Nonincendive, and Canada Explosionproof, Dust-Ignitionproof, Intrinsic Safety, Division 2	★
KM	Technical Regulation Customs Union (EAC) Flameproof and Intrinsic Safety	★
KH ⁽³⁾	ATEX Flameproof, Intrinsic Safety, and USA Explosion-Proof, Dust Ignitionproof, Intrinsic Safety, and Nonincendive	★
N1 ⁽³⁾	ATEX Type n	★
N3	China Type n	★
N7	IECEx Type n	★
ND ⁽³⁾	ATEX Dust	★
NK	IECEx Dust	★
Shipboard approvals		
SBS	American Bureau of Shipping (ABS) Type Approval	★
SBV	Bureau Veritas (BV) Type Approval	★
SDN	Det Norske Veritas (DNV) Type Approval	★

SLL	Lloyd's Register (LR) Type Approval	★
Pressure testing		
P1	Hydrostatic testing	
Terminal blocks		
T1	Transient protection	★
Special cleaning		
P2	Cleaning for special service	
Calibration certificate		
Q4	Calibration certificate	★
Quality calibration certificate traceability certification		
Q8	Material traceability certification per EN 10204 3.1	★
Q15	Certificate of compliance to NACE® MR0175/ISO 15156 for wetted materials	★
Q25	Certificate of compliance to NACE MR0103 for wetted materials	★

- HART Revision 5 is the default HART output. The Rosemount2088 with selectable HART can be factory or field configured to HART Revision 7. To order HART Revision 7 factory configured, add option code HR7.
- Materials of construction comply with recommendations per NACE MR0175/ISO 15156 for sour oil field production environments. Environmental limits apply to certain materials. Consult latest standard for details. Selected materials also conform to NACE MR0103 for sour refining environments.
- Not available with Low Power transmitter output code N.
- Not available with Alloy C-276, materials of construction code 33.
- Consists of a 1/2–14 NPT housing with a G1/2 adapter.
- Use 1/2–14 NPT female process connection code A.

7. "Assemble-to" items are specified separately and require a completed model number.
8. Only available with conduit thread code 4.
9. Only available with 4–20 mA HART output (output code A).

Digital signal		
C4 ⁽³⁾	NAMUR alarm and saturation levels, high alarm	★
CN ⁽³⁾	NAMUR alarm and saturation levels, low alarm	★
C5 ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾	Custom alarm and saturation levels, high alarm (requires C9 and Configuration Data Sheet)	★
C7 ⁽⁹⁾⁽¹⁰⁾	Custom alarm and saturation levels, low alarm (requires C9 and Configuration Data Sheet)	★
C8 ⁽¹⁰⁾	Low alarm (Standard Rosemount alarm and saturation levels)	★
Conduit plug⁽¹¹⁾		
DO	316 SST conduit plug	★
Configuration		
C9	Software configuration	★
Manifold assemblies⁽⁶⁾⁽⁷⁾		
S5	Assemble to Rosemount 306 Integral Manifold	★
Calibration accuracy⁽¹²⁾		
P8	0.065% accuracy to 10:1 turndown	★
Water approval⁽¹³⁾		
DW	NSF drinking water approval	★
Surface finish		
Q16	Surface finish certification for sanitary remote seals	★
Toolkit total system performance reports		
QZ	Remote seal system performance calculation report	★
HART Revision configuration⁽¹⁰⁾		
HR 5 ⁽¹⁴⁾	Configured for HART Revision 5	★
HR7 ⁽¹⁵⁾	Configured for HART Revision 7	★
Typical model number: 2088 G 2 S 22 A 1 B4 M5		

10. Select configuration buttons (option code D4 or DZ) or local operator interface (option code M4) if local configuration buttons are required.
11. Transmitter shipped with 316SST conduit plug (uninstalled) in place of standard carbon steel conduit plug.
12. Requires transmitter output code S with either materials of construction code 22 or 23.
13. Requires materials of construction code 22 with process connection code A.
14. Configures the HART output to HART Revision 5. The device can be field configured to HART Revision 7 if needed.
15. Configures the HART output to HART Revision 7. The device can be field configured to HART Revision 5 if needed.

ANEXO H

MANUAL TRANSMISOR DE FLUJO ROSEMOUNT

Product Data Sheet

PS-00603, Rev. Y

January 2017

Micro Motion® F-Series Flow and Density Meters

High accuracy real world performance

- Best-in-class performance on liquid mass flow, volume flow, and density measurements in a compact design
- Robust sensor design minimizes down time and process interruption costs
- Rugged design minimizing process, mounting, and environmental effects



Best fit-for-application

- Cleanable, self-draining design for critical process control service
- Compact design enables installation flexibility and reduced maintenance costs
- Broad range of I/O offerings including HART, Profibus-DP, FOUNDATION Fieldbus, 4–20 mA, and wireless capabilities

Exceptional reliability and safety

- Smart Meter Verification delivers complete, online verification of device health and performance, continuously or on-demand at the press of a button
- Global ISO/IEC 17025 calibration facilities deliver measurement confidence

(/,7()6HULHV	+6HULHV	76HULHV	56HULHV	/)6HULHV
3HDNSHUIRUPDQFH	(FHSWLRQDOSHUIRUPDQFH	+JLHQLF	6WUDLJKWWXEH	*HQHUDOSXUSRVH	(WUHPH
	FRPSDFWGUDLQDEOH	FRPSDFWGUDLQDEOH	IXOOERUH	IORZDQGGHQVLM	ORZIORZ

Micro Motion® F-Series flow and density meters

MICRO MOTION™

Micro Motion F-Series meters deliver superb measurement with exceptional flow and density performance as well as outstanding reliability for use in critical process control environments.

EMERSON™

Optimal flow and density fit for critical process applications

- High performance rugged measurement in a compact drainable design that maximizes process up time
- Low frequency, high sensitivity fit-and-forget meter provides robust measurements even under demanding process conditions
- Multiple line sizes provide an ideal platform for batching, distribution, allocation and intra-plant measurement applications

Industry-leading capabilities that unleash your process potential

- Available with the most extensive offering of transmitter and mounting options for maximum compatibility with your system
- State of the art, ISO/IEC 17025 compliant calibration stands achieving $\pm 0.014\%$ uncertainty drive best in class measurement accuracy
- The most comprehensive communication protocol offering in the industry including Smart Wireless
- True multi-variable technology measures necessary flow and density process variables simultaneously

Operating conditions: Process10

Smart Meter Verification: advanced diagnostics for your entire system

- A comprehensive test that can be run locally or from the control room to provide confidence in your meter functionality and performance
- Verifies that your meter performs as well as the day it was installed, giving you assurance in less than 90 seconds
- Save significant expenditure by reducing labor and outsourced calibration service costs while eliminating process interruption

Widest range of installation and process condition flexibility

- Featuring a low pressure drop, low weight design that reduces installation and commissioning costs
- Unmatched MVD transmitter technology with digital signal processing (DSP) delivers the fastest response rates enabling accurate batch and process measurement
- Design flexibility enables operation at high temperature (350 °C) or high pressure (345 barg) conditions to solve your toughest measurement challenges

Table of Contents

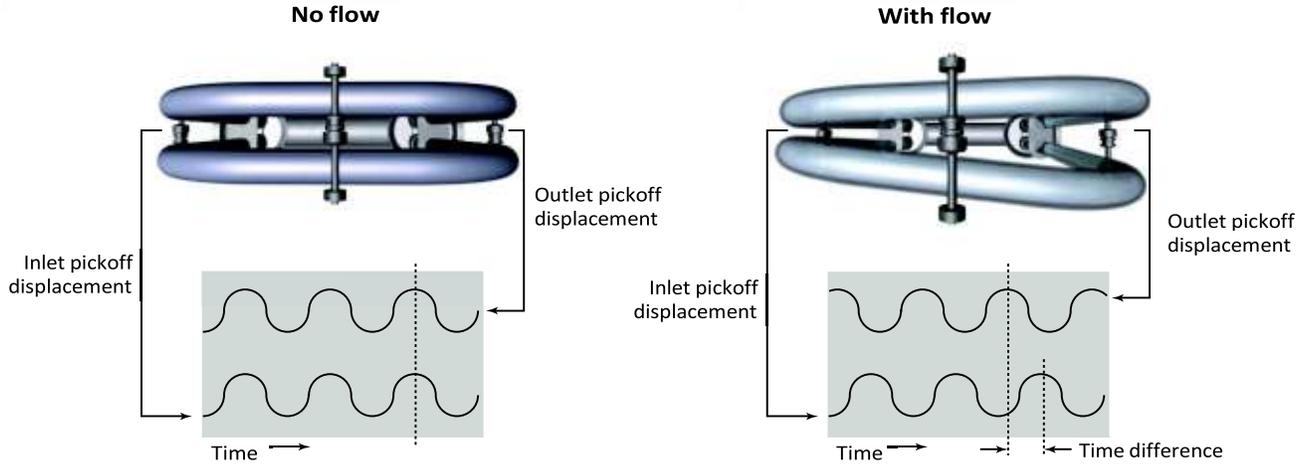
Measurement principles.....	3	Meter approvals and certifications.....	12
Performance specifications.....	4	Transmitter interface.....	13
Operating conditions: Environmental	8	Physical specifications	13
		Ordering information	16

Measurement principles

As a practical application of the Coriolis effect, the Coriolis mass flow meter operating principle involves inducing a vibration of the flow tube through which the fluid passes. The vibration, though it is not completely circular, provides the rotating reference frame which gives rise to the Coriolis effect. While specific methods vary according to the design of the flow meter, sensors monitor and analyze changes in frequency, phase shift, and amplitude of the vibrating flow tubes. The changes observed represent the mass flow rate and density of the fluid.

Mass flow measurement

The measuring tubes are forced to oscillate producing a sine wave. At zero flow, the two tubes vibrate in phase with each other. When flow is introduced, the Coriolis forces cause the tubes to twist resulting in a phase shift. The time difference between the waves is measured and is directly proportional to the mass flow rate.



Density measurement

The measuring tubes are vibrated at their natural frequency. A change in the mass of the fluid contained inside the tubes causes a corresponding change to the tube natural frequency. The frequency change of the tube is used to calculate density.

Temperature measurement

Temperature is a measured variable that is available as an output. The temperature is also used internal to the sensor to compensate for temperature influences on Young's Modulus of Elasticity.

Meter characteristics

- Measurement accuracy is a function of fluid mass flow rate independent of operating temperature, pressure, or composition. However, pressure drop through the sensor is dependent upon operating temperature, pressure, and fluid composition.
- Specifications and capabilities vary by model and certain models may have fewer available options. Please refer to the Online Store Sizing and Selection Tool at the Micro Motion web site (www.micromotion.com/onlinestore) for detailed information regarding performance and capabilities.
- The letter at the end of the base model code (for example F100S) represents wetted part material and/or application designation: S = stainless steel, H = nickel Alloy C22, P = high pressure, A = high temperature 316L stainless steel, B = high temperature nickel alloy C22. Detailed information about the complete product model codes begins on page 16.

Performance specifications

Reference operating conditions

For determining the performance capabilities of our meters, the following conditions were observed/utilized:

- Water at 68 to 77 °F and 14.5 to 29 psig (20 to 25 °C and 1 to 2 barg)
- Accuracy based on industry leading accredited calibration stands according to ISO/IEC 17025
- All models have a density range up to 3 g/cm³ (3000 kg/m³)

Accuracy and repeatability on liquids and slurries

Performance Specifications	Calibration code Z	Calibration code A ⁽¹⁾	Calibration code 1 ⁽¹⁾	Calibration code K ⁽²⁾	Calibration code C ⁽³⁾
----------------------------	--------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------	-----------------------------------

Mass flow accuracy ⁽⁴⁾	±0.20% of rate	±0.15% of rate	±0.10% of rate	±0.10% of rate	±0.10% of rate
Volume flow accuracy ^{(4) (5)}	±0.20% of rate	±0.15% of rate	±0.15% of rate	±0.10% of rate	±0.15% of rate
Mass flow repeatability	±0.10% of rate	±0.075% of rate	±0.05% of rate	±0.05% of rate	±0.05% of rate
Volume flow repeatability	±0.10% of rate	±0.075% of rate	±0.075% of rate	±0.05% of rate	±0.075% of rate
Density accuracy	±0.002 g/cm ³ (±2.0 kg/m ³)	±0.002 g/cm ³ (±2.0 kg/m ³)	±0.001 g/cm ³ (±1.0 kg/m ³)	±0.0005 g/cm ³ (±0.5 kg/m ³)	±0.002 g/cm ³ (±2.0 kg/m ³)
Density repeatability	±0.001 g/cm ³ (±1.0 kg/m ³)	±0.001 g/cm ³ (±1.0 kg/m ³)	±0.0005 g/cm ³ (±0.5 kg/m ³)	±0.0002 g/cm ³ (±0.2 kg/m ³)	±0.001 g/cm ³ (±1.0 kg/m ³)
Temperature accuracy	±1 °C ±0.5% of reading				
Temperature repeatability	±0.2 °C				

(1) Not available with Model F100P; not available with electronics interface code J or U.

(2) Only available with electronics code 0,1,2,3,4,5, 6,7,8,and 9; not available with Model F025 or any high temperature or high pressure models (base material/application code A, B, or P).

(3) Only available with Model F100P.

(4) Stated flow accuracy includes the combined effects of repeatability, linearity, and hysteresis.

(5) At calibration conditions and fluid.

Accuracy and repeatability on gases

Performance specification	All models
Mass flow accuracy ⁽¹⁾	±0.5% of rate
Mass flow repeatability ⁽¹⁾	±0.25% of rate
Temperature accuracy	±1 °C ±0.5% of reading
Temperature repeatability	±0.2 °C

(1) Stated flow accuracy includes the combined effects of repeatability, linearity, and hysteresis

Liquid flow rates

Nominal flow rate

Micro Motion has adopted the term nominal flow rate, which is the flow rate at which water at reference conditions causes approximately 14.5 psig (1 barg) of pressure drop across the meter.

Mass flow rates for all models: 316L stainless steel (S/A), nickel alloy C22 (H/B), and high pressure (P)

Model	Nominal line size		Nominal flow rate		Maximum flow rate	
	inch	Mm	lb/min	kg/h	lb/min	kg/h
F025	1/4"	DN6	50	1,366	100	2,720
F050P	1/2"	DN15	84	2,287	168	4,570
F050S/H/A/B	1/2"	DN15	155	4,226	300	8,160
F100P	1"	DN25	400	11,000	800	22,000
F100S/H/A/B	1"	DN25	600	16,440	1,200	32,650

F200	2"	DN50	1,917	52,160	3,200	87,100
F300	3"	DN80	5,298	144,200	9,995	272,000

Volume flow rates for all models: 316L stainless steel (S/A), nickel alloy C22 (H/B), and high pressure (P)

Model	Nominal flow rate			Maximum flow rate		
	gal/min	barrels/h	l/h	gal/min	barrels/h	l/h
F025	6	9	1,366	12	18	2,720
F050S/H/A/B	19	27	4,226	38	52	8,160
F050P	10	15	2,287	20	29	4,574
F100P	48	69	11,000	96	138	22,000
F100S/H/A/B	72	103	16,440	144	206	32,650
F200	230	328	52,160	384	550	87,100
F300	635	907	144,200	1,200	1,720	272,000

Gas flow rates

When selecting sensors for gas applications, pressure drop through the sensor is dependent upon operating temperature, pressure, and fluid composition. Therefore, when selecting a sensor for any particular gas application, it is highly recommended that each sensor be sized using the Online Store Sizing and Selection Tool at the Micro Motion web site (www.micromotion.com/onlinestore).

The below table indicates mass flow rates that produce approximately 25 psig (1.7 barg) pressure drop on natural gas with molecular weight of 17 at 60 °F (16 °C) and 500 psig (34 barg).

Gas flow rates for all models: 316L stainless steel (S/A), nickel alloy C22 (H/B), and high pressure (P)

Model	Mass		Volume	
	lb/min	kg/h	SCFM	Nm ³ /h
F025	17	468	388	659
F050	52	1,429	1,183	2,010
F100P	125	3,400	2,888	4,909
F100S/H/A/B	200	5,452	4,514	7,670
F200	666	18,137	15,018	25,515
F300	1,745	47,505	39,334	66,829