



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**



**FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
ZARAGOZA**

**APLICACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO EN
HIDROCARBUROS PARA TRANSFERENCIA
DE CUSTODIA**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO QUÍMICO**

P R E S E N T A:

FANELI MIRELI HUEY GIL

**DIRECTOR DE TESIS:
I.Q. IVÁN ZAVALZA RAMÍREZ**



Dedico mi trabajo:

A mi querida madre Estela Gil.

Gracias mamá por darme tu cariño y amor desde que nací, sin ti seguro mi vida no sería tan maravillosa como lo es hoy, te debo todo lo que tengo y todo lo que soy. Agradezco el que me hayas compartido tus experiencias el orientarme, guiarme, corregirme y sobre todo por procurarme lo mejor, por eso hoy he llegado hasta aquí.

A mi querido padre Camilo Huey.

Hoy me siento una dichosa mujer por tenerte conmigo, te lo agradezco desde el fondo mi corazón, porque siempre he sabido que has luchado para darme lo mejor que has podido, por eso de esta manera demuestro que tus esfuerzos no han sido en vano. Gracias por todo.

A mis queridos hermanos Omar y Carlos.

Porque el amor de hermanos no tiene sustituto, porque me conocen tal y como soy, me aceptan a pesar de todas mis faltas, porque posiblemente pensarán que “no te queda de otra”, pero siempre han estado conmigo en momentos de alegrías, tristeza y hasta de travesuras. Ustedes siempre han sido y serán mis compañeros, amigos, hermanos, los amo y admiro mucho, siempre estarán en mi corazón, continuamente estaré ahí para ustedes, para apoyarlos y sé que nunca nos rendiremos ante nada, porque estaremos juntos para impulsarnos mutuamente.

A mí querida hermana Yamilet

Mi pequeña niña tú llegaste a cambiar la vida de la familia pero principalmente la mía, eres la hermana que siempre pedí tener. Si hubiera tratado de encontrar a la mejor amiga del mundo, nunca la hubiera encontrado allá afuera, ya que tú, mi querida hermana, eres la mejor amiga del mundo. Mi corazón está plenamente agradecido por haber sido bendecido por tu presencia. Tu valor, tu amor, tu fidelidad y tus palabras tienen un valor incalculable. Bendito el día en que dios decidió que tú fueras mi hermana. Te quiero mucho.



Agradecimientos.

La elaboración de esta tesis es una experiencia, en la que compartí momentos y vivencia con un gran número de personas.

Por lo tanto antes de nada quisiera mostrar mi agradecimiento de una manera general a todas las personas que han intervenido, y no lo hare por prioridad ya que todos han aportado de manera específica y su contribución ha sido de gran importancia para la realización de esta tesis, por lo tanto lo hare de forma cronología.

Ing. Rene de la Mora

Gracias por haber apoyado, confiado y creído en mí. Porque ha estado en los momentos que parecían más adversos durante mi formación profesional en la facultad y que siempre me dio palabras de aliento, y medios para seguir. Y por brindarme oportunidades que han abierto caminos, y que me han permitido conocer personas que nunca imagine.

Ing. Iván Zavalza

Que me acepto para integrarme a su equipo de trabajo, por haberme introducido a la especialidad de instrumentos, a la cual pertenezco actualmente. Y que sin conocerme me ofrecido su amistad y confianza además del apoyo para la elaboración de este trabajo.

Ing. Erick Martínez.

Gracias por haberme dedicado parte de su tiempo a enseñarme, orientarme y guiarme en la elaboración de esta tesis e introducirme a la especialidad de instrumentos.

Ing. Ignacio Ramírez García

Por apóyame con información y asesoría para la elaboración de este trabajo.

A mis amigos.

Con ustedes quiero empezar citando una frase:

“Un hermano puede no ser un amigo, pero un amigo será siempre un hermano”.

(Benjamín Franklin 1706-1790)



Salvador Díaz, Juana Pacheco, Ángel Martínez, Rafael Galicia, Verónica Vite Junuet Mejía, Rocio Sánchez. Que fueron mis compañeros de clase, regaños, de buenas y malas experiencia. Y que siguen formando parte importante en mi vida. Los quiero mucho.

A mis amigos de parranda, pero que aún con ese "título" siempre me han apoyado, regañando y aconsejando. Rene ("mi carnalito" como él siempre dice), Jimi, Gerardo, Wendy y Hansel.

Y a mis compañeros del instituto que todo el tiempo me han motivado a seguir con este objetivo, además de compartirme información que me ha sido de gran utilidad, al mismo tiempo han sido mis grandes compañeros de trabajo y me hacen pasar una agradable estancia en el instituto, Gus, Alejandro Díaz (El doctor), Leti, Gabriel, Alejandro Trejo, Sergio, Jorge Reyes, Gerardo Villegas, Nancy y Mari de Telecom.



Si A es el éxito en la vida y, entonces $A=X+Y+Z$

Donde X= es el trabajo

Y=es el placer y

Z= es mantener la boca cerrada

(Albert Einstein)



RESUMEN

Las mediciones desde siempre han sido un ejercicio fundamental en las actividades del ser humano.

Los medidores de flujo se emplean en operaciones tan diversas, como son el control de procesos, balances de energía, metrología legal indicación de condición y alarma, hasta lo que probablemente es la aplicación más importante, la transferencia de custodia de fluidos como el petróleo y sus derivados.

Entonces, resulta fundamental en este tipo de aplicaciones contar medidores de flujo con altos niveles exactitud.

Por lo anterior es necesario hacer uso de sistemas de transferencia de custodia, en los que vienen inmersos los medidores de flujo que deben contar con características metrologías para cumplir con los más exigentes requisitos establecidos en normas de referencia o contratos de compra-venta. Por lo tanto para que los medidores de flujo puedan ser aplicados de forma correcta en la medición de transferencia de custodia, estos deben contar con ciertas características que los hacen diferentes entre ellos y que ayuden en la selección de los mismos. Las principales características a considerar son:

- Exactitud
- Incertidumbre
- Rangeabilidad

También se definirán los factores que afectan la exactitud de la medición como son :

- Erro total
- Error sistemático
- Error aleatorio

Estas características se describen en el primer capítulo de esta tesis. Pero estos no son los únicos parámetros que se deben considerar para la medición de hidrocarburos, otro factor importante que se debe considerar es el tipo de medidor a utilizar de acuerdo a su principio de operación, ya que no todos los medidores son adecuados para todas las mediciones. Por lo tanto en el siguiente capítulo se describen los principios de operación de algunos medidores de flujo de acuerdo a su clasificación (volumétricos o másicos) así como también se definen algunas ventajas, desventajas y aplicaciones que hacen particular a cada tecnología.

Dentro de los procesos industriales una variable a controlar muy importante es la medición de flujo y si esta medición es hecha para un fluido con un alto valor económico, a esta medición en particular se le conoce como medición de transferencia de custodia.

La transferencia de custodia, es la acción donde un fluido es medido, para transferir la responsabilidad del resguardo de hidrocarburos, con la finalidad de ser vendido o ser traspasado de



propiedad. En el capítulo 3 se explica en qué consisten los componentes de un sistema de transferencia de custodia.

Para aplicar un sistema de transferencia de custodia es necesario el uso de normas nacionales e internacionales ya que en estas se encuentra recomendaciones y requisitos necesarios el sistema de medición.

En el capítulo 4 se habla de algunas recomendaciones hechas en la normatividad existente ya que estas sirven también para fijar algunas especificaciones contractuales necesarias para la medición. Se habla de las entidades como el CENAM, que se encarga del establecimiento y mantenimiento de los patrones de medidas usados en México. Y de la EMA que es un organismo que se encarga de Acreditar a los Organismos de Evaluación de la Conformidad que cumplan con la normativa nacional e internacional con un enfoque competitivo y de responsabilidad social.

Es necesario tener en cuenta que una vez seleccionado el sistema de medición se asegure el buen funcionamiento de los medidores que se ocupan en operaciones de transferencia de custodia, estos deben estar en continua supervisión y la calibración es un procedimiento que permite la comparación entre un patrón de referencia y la lectura del medidor. Las técnicas de calibración permiten calibrar los sistemas de medición bajo las condiciones de instalación y operación del sistema empleando patrones de referencia.

En el capítulo 5 se describe lo que es la calibración, algunos procedimientos y los dispositivos utilizados en estos procedimientos como lo son:

- Medidores maestros
- Patrones volumétricos
- Probadores de desplazamiento positivo (bidireccionales)

Se describe el tipo de mantenimiento (ya que esta operación es indispensable el buen funcionamiento de los dispositivos antes mencionados) para llevar a cabo la calibración. Y de manera general se describirá el procedimiento de las auditorías que se llevaban cabo en estos casos.

En el último capítulo se da un ejemplo de un sistema de medición que mide aceite amargo, se da una breve explicación de la selección del medidor y una vez seleccionado el medidor se da un ejemplo de una especificación del sistema de medición utilizado.

A lo largo de los capítulos se llega a la conclusión de que existe una gran cantidad de medidores y no todos son los adecuados para medir todos los fluidos, y menos tratándose de mediciones de transferencia de custodia además de que estos debe cumplir principalmente con parámetros metrológicos que los hacen ser capaces de desempeñar su función como los son la exactitud, repetibilidad y la incertidumbre, pero que aunado a esto los medidores como tal no son capaces de dar un valor certero sino que además hay que tomar en cuenta todos los componentes del sistema de medición y asegurar las mediciones de compra-venta a través de fijar periodos de calibración.



INTRODUCCIÓN

Las mediciones desde siempre han sido un ejercicio fundamental en las actividades del ser humano. Hoy en día la medición del tiempo es cada vez más importante en la vida cotidiana, como también son las mediciones de longitud para asegurar la intercambiabilidad de piezas en la industria, las mediciones de plomo en la gasolina, las mediciones en el colesterol en la sangre, por mencionar algunas aplicaciones. Esto quiere decir que las mediciones son indispensables y con muchos propósitos como mejorar la competitividad de la empresa o para asegurar la igualdad de procesos de compra-venta de productos. Por esta razón las mediciones de flujo se han hecho muy importantes y para que estas mediciones sean de buena calidad hay que considerar los medidores de flujo.

Los medidores de flujo se emplean en operaciones tan diversas, como son el control de procesos, balances de energía, distribución, emisión de contaminantes, metrología legal indicación de condición y alarma, hasta lo que probablemente es la aplicación más importante, la transferencia de custodia de fluidos valiosos como el petróleo y sus derivados.

Los hidrocarburos obtenidos en las áreas de producción son recolectados y procesados y se transfieren hacia los patios de tanques, mientras que el gas es separado y enviado a las plantas de compresión para su posterior utilización.

Una de las fases más importantes de la industria petrolera corresponde indudablemente al manejo de crudo desde las estaciones recolectoras localizadas en los campos de producción hasta su punto final de destino, bien sea Refinerías y/o Terminales de embarques.

La medición tiene una inmediata relación con todas las negociaciones que realiza la industria petrolera, sus clientes reciben el crudo y/o producto basado en las medidas realizadas las cuales deben ser efectuadas bajo las normativas (como API y NRF por mencionar algunas) que fueron desarrolladas para tal caso.

Para las negociaciones que se llevan a cabo en el sector petrolero es necesario hacer uso del término "transferencia de custodia" que es los últimos años adquirido un gran fuerza dentro de esta industria y que este término pasa a ser una actividad que se realiza a diario por el sector petrolero y básicamente es el punto en el cual un hidrocarburo es medido y entregado a otra empresa para su producción, tratamiento, refinación, manejo, transporte, compra o venta.



PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

En una operación comercial como compra/venta de gasolina uno no ve el producto despachado, solamente la referencia de la maquina en litros o en pesos, como operaciones de esta naturaleza existen varias aplicaciones en donde solamente se tiene una referencia del trato comercial, puede ser compra de gas LP en un tanque estacionario o a nivel industrial compra/venta de petróleo o sus refinados, compra de gas, etc.

El problema que se plantea es ¿Cómo tener la certeza de que lo que la maquina marca es cercano al 100% real o que este dentro de los límites de una tolerancia?, más/menos un cierto porcentaje arriba o abajo del valor verdadero que sea aceptable por acuerdo de las partes involucradas. Esta tesis planteará lo requerido para darle certidumbre a las mediciones de hidrocarburos en transferencia de custodia es decir cuando el producto cambie de propietario por medio de una operación comercial.

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

El petróleo en nuestro país representa la mayor parte de los ingresos, este recurso es considerado un fluido muy valiosos y de vital importancia para la economía por esta razón es necesario tomar acciones para el cuidado del mismo ya que si no es probable que se pierdan grandes cantidades de volúmenes y por lo tanto grandes cantidades de flujo de dinero. Una prevención para contrarrestar estas pérdidas es en la medición de flujo considerando el proceso de tipo de transferencia de custodia aplicada a los sistemas de medición. Por esta razón los medidores de flujo han sido definidos en muchos casos como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja registradora no cuenta con las características necesarias para cumplir ciertos requerimientos y aunado a esto está mal calibrada, afecta sin duda la equidad de la transacción de alguna de las partes interesadas, llámese comprador, vendedor o recaudador de impuestos.



OBJETIVOS.

OBJETIVO GENERAL.

- Describir los elementos técnicos a considerar en los sistemas de medición, aplicado a mediciones de transferencia de custodia.

OBJETIVOS PARTICULARES.

- Describir algunas de las diferentes tecnologías de medición de flujo que existen de acuerdo a sus principios de operación y mencionar algunas de sus aplicaciones.
- Describir cada uno de los términos que están involucrados en las operaciones de transferencia de custodia y describir de qué manera se aplica en la industria de los hidrocarburos.
- Describir los componentes que forman un sistema de transferencia de custodia.
- Dar un ejemplo de una especificación de un sistema de transferencia de custodia para hidrocarburos.



INDICE

RESUMEN	<u>IV</u>
INTRODUCCIÓN	<u>III</u>
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	<u>IX</u>
JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.....	<u>IX</u>
OBJETIVOS.....	<u>X</u>
OBJETIVO GENERAL.	<u>X</u>
OBJETIVOS PARTICULARES.....	<u>X</u>
CAPITULO I.....	<u>2</u>
1. CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES	<u>2</u>
1.1. CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES.	<u>3</u>
1.1.1 INTERVALO.....	3
1.1.2. ERROR ABSOLUTO.....	3
1.1.3. REPETIBILIDAD.	3
1.1.4. EXACTITUD.	3
1.1.5. Rangeabilidad.....	5
1.1.6. Span.....	5
1.1.7. Error.	5
1.1.8. Error sistemático.	5
1.1.9. Linealidad.	5
1.1.10. Histéresis.....	6
CAPITULO II.....	<u>7</u>
2.-MEDIDORES INDUSTRIALES Y SUS PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.....	<u>7</u>
2.1.-CLASIFICACION DE MEDIDORES DE ACUERDO A SUS PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.....	<u>7</u>
2.1.1. MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.....	<u>8</u>
2.1.1.1. Medidor de paletas deslizantes.	8



2.1.1.2. Medidor de engranes	9
2.1.2. MEDIDORES DE TIPO PRESIÓN DIFERENCIAL	10
2.1.2.1. Placa de orificio	10
2.1.2.2. Tobera	11
2.1.2.3. Tubo Venturi	12
2.1.2.4. Tubo Pitot.....	13
2.1.2.5. Tuvo cono en V.....	14
2.1.3. TURBINA.	14
2.1.4. VORTEX.	16
2.1.5. ELECTROMAGNÉTICO.	17
2.1.6. ULTRASÓNICO.....	18
2.6.1. Medidor de flujo ultrasónico por medio del efecto Doppler.	18
2.6.2. Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito de una señal.	19
2.2. MEDIDORES MÁSICOS.....	20
2.2.1. MEDIDOR DE TIPO CORIOLIS.	20
2.2.2. MEDIDORES MÁSICOS TÉRMICOS.	22
CAPITULO III.	
3.-SISTEMA DE MEDICIÓN.....	25
3.1. TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.	25
3.2. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.	26
3.2.1. Elementos primarios.	26
3.2.2. Elementos secundarios.	28
3.2.3. Punto de transferencia de custodia.	29
3.2.4. Circuito hidráulico.	29
3.2.5. Eliminación de gases.	31
3.2.6. Filtro.	31
3.2.7. Elemento de impulsión (bombas).	32
3.2.8. Dispositivos de regulación de flujo.	32
3.2.9. Elementos auxiliares:	32
CAPITULO IV.	
4.-REQUERIMIENTOS LEGALES.....	37
4.1 TRAZABILIDAD.	37



4.2 REQUERIMIENTOS CONTRACTUALES.....	39
4.2.1.-SELECCIÓN DEL MEDIDOR.....	39
4.2.2.-CANTIDAD DE MATERIAL.....	39
4.2.3.-PROPIEDADES DEL FLUJO.....	40
4.2.4.-DISEÑO DE LA ESTACION DE MEDICION.....	40
4.2.5.-MEDICIONES QUE SE VAN HACER.....	40
4.2.6.- CALIDAD DEL PRODUCTO.....	40
4.2.8.-PRECIO.....	40
4.2.9.-FACTURACION.....	41
4.2.10.-CONDICIONES DE ENTREGA.....	41
4.2.11.-REQUERIMIENTOS GUBERNAMENTALES.....	41
4.2.12.-TERCERIAS.....	41
4.2.13.-MANTENIMIENTO.....	41
4.2.14.-ALARMAS.....	41
4.2.14.-AUDITORIAS.....	41
4.2.15.-CALIBRACIÓN.....	42
4.2.16.-PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN, MANTENIMIETO Y MEDICIÓN.....	42
4.2.17.-INFORME DE DATOS DE MEDICIÓN.....	42
4.2.18.-REQUERIMIENTOS DE FRECUENCIA DE PRUEBA.....	42

CAPITULO V.

5.- OPERACIÓN..... 45

5.1 CALIBRACIÓN DE MEDIDORES..... 45

5.1.2 Procedimiento general para la calibración de medidores de flujo con señal de salida digital empleando como referencia un probador bidireccional de desplazamiento positivo..... 46

5.1.3 Procedimiento general para la calibración de medidores de flujo empleando como patrón de referencia un medidor de flujo(MAESTRO)..... 47

5.2 MANTENIMIENTO..... 49

5.3. AUDITORIAS..... 51

5.3.1. Auditorías internas..... 51

5.3.2. Auditorías externas..... 51

CAPITULO VI.

6.-EJEMPLO DE APLICACIÓN..... 54

6.1. ESPECIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ACEITE..... 54

6.1.1. Condiciones ambientales..... 54

6.1.2.-Condiciones de operación..... 54

6.2.- SELECCIÓN DEL MEDIDOR..... 55



6.3. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.	62
6.3.1. Los componentes del sistema de medición.	62
6.3.2.- Medidor de flujo tipo Coriolis.	64
6.3.3.- Indicadores de presión.....	64
6.3.4- Indicadores de temperatura.	64
6.3.5.-Transmisor de temperatura.	65
6.3.6.- Transmisor de presión.	65
6.3.13. Computador de flujo.	69
6.3.14. Medidor de corte de agua.....	71
6.3.15. Caja de interconexión.	71
6.3.16. Base estructural.	72
6.3.17. Generalidades.	72
6.3.18. Aseguramiento de calidad.	72
6.3.19. Pruebas.	72
6.3.20. Prueba de aceptación en fábrica (FAT).	72
6.3.21. Prueba pre-operacionales y de funcionamiento.....	73
6.3.22. Preparación para embarque.	73
6.3.23. Capacitación de personal.	73
6.3.24. Servicio de asistencia técnica.....	73
6.3.25. Instalación.	74
6.3.26. Refaccionamiento y partes de repuesto.	74
6.3.27. Garantías.....	74
6.3.28. Documentación.....	74
CONCLUSIONES.....	80
GLOSARIO.....	82
ÍNDICE DE FIGURAS.....	84
ANEXO 1. IMPORTANCIA DE MEDIR CON EXACTITUD EN LAS TRANSACCIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.	85
ANEXO 2. PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE.....	86
ANEXO 3. SELECCIÓN DE MEDIDOR	91
ANEXO 4.	92
NORMATIVIDAD APLICABLE.....	92
BIBLIOGRAFIA.	98



CAPITULO I.

1. CARACTERISTICAS DE LOS MEDIDORES

En cualquier industria resulta de vital importancia monitorear y controlar el traspaso de mercancías de alto valor como, por ejemplo, los hidrocarburos. Por esta razón es necesario garantizar que la medición de las cantidades transferidas se ajuste lo más posible a la “realidad”, esto se logra por medio de contratos entre las partes que interviene y que finalmente estos contratos se convierte en actividades de transferencia de custodia. Entiéndase esta como: el traspaso de responsabilidad de un producto de un propietario a otro. Y se refiere principalmente al uso de sistemas de instrumentación que nos permiten asegurar que la cantidad de un producto transferido entre dos o más partes sea la exigida por el contrato entre dichas partes, recibiendo exactamente el producto por el que se ha pagado. Entonces, resulta fundamental en este tipo de aplicaciones contar medidores de flujo con altos niveles exactitud.

Las actividades de transferencia de custodia son muy importantes en los productos, ya que estos al originarse al borde del pozo. Después, estos son transportado, procesados y almacenados un número de veces hasta llegar a los consumidores. Durante este trayecto desde la cabeza del pozo al cliente, el propietario del producto puede cambiar. Sin embargo, en ciertas situaciones de transporte y almacenamiento, el propietario del producto sigue siendo el mismo: sólo cambia la responsabilidad por el producto. Se dice que tiene la “custodia” de ese producto quienquiera que sea propietario o responsable de dicho producto. La transferencia de custodia sucede cuando la custodia del producto pasa de una entidad a otra.

La ‘Transferencia de custodia’ es el traspaso de responsabilidad durante el almacenamiento y transporte de un volumen determinado o medido de petróleo líquido. Cualquier pérdida o ganancia que resulte de una medición errónea es la responsabilidad de la compañía operadora del producto.

La transferencia de custodia se da en varios puntos de la trayectoria del producto desde el borde del pozo hasta el usuario final. Algunos de los puntos de transferencia de custodia son:

- Inyección del crudo al oleoducto (de propiedad del transportador) por el productor (despachador)
- Recepción del crudo en una instalación de almacenamiento de Refinería
- Inyección de un producto refinado al oleoducto
- Movimiento de un producto al oleoducto a través de un límite jurisdiccional; y
- Entrega del producto refinado en la instalación de almacenamiento para venta.

Para que las mediciones se puedan llevarse a cabo de manera correcta el componente principal del sistema de medición, es el medidor de flujo por lo tanto este debe contar con ciertas característica metrológicas que son necesarias. A continuación se describen las características de los medidores.



1.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES.

Para que los medidores de flujo puedan ser aplicados de forma correcta en la medición de transferencia de custodia, estos deben contar con ciertas características metrológicas que los hacen diferentes entre ellos y también ayudan en la selección de los mismos. A continuación se describen las características metrológicas básicas que es necesario conocer para la buena selección de un medidor de flujo en aplicaciones de transferencia de custodia.

1.1.1 INTERVALO.

Son los valores que se encuentra entre el valor el límite superior y el valor límite inferior.

Ejemplo: Un termómetro 50 a 200°C, manómetro de 0 a 50atm etc.

1.1.2. ERROR ABSOLUTO

El valor leído(o medido) del instrumento menos el valor verdadero de un instrumento.

El valor verdadero no es posible determinarlo en la práctica por lo tanto se toma un valor de referencia considerado convencionalmente.

1.1.3. REPETIBILIDAD.

Es la capacidad de un instrumento de reproducir valores idénticos de medición bajo las mismas condiciones de servicio, periodos cortos de tiempos, mismo método, mismo instrumento de medición, mismo lugar y mismo observador.

1.1.4. EXACTITUD.

El termino exactitud es considerado como una proximidad de concordancia entre un valor resultado de prueba y el valor de referencia aceptado. Es decir es el grado de conformidad de un valor medido con referencia a un valor estándar tomado como valor verdadero.

La exactitud de los instrumentos se da en términos de inexactitud y son establecidos por el fabricante.

La manera de tener más claro de cómo se comportan estos conceptos se describe a continuación el siguiente ejemplo.

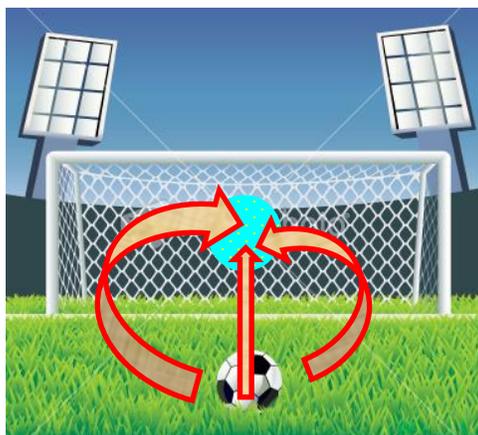
Se tiene un jugador que está practicando tiros libres y se podría definir cómo son sus tiros del jugar de acuerdo a 4 posibles casos.

En el primer caso: El jugador comienza con sus tiros y éste anota pero además al introducir el balón dentro de la portería ésta caiga en el centro y todos los tiros que hace, todos caen en el mismo lugar. Esto quiere decir que los disparos del jugador son exactos (porque siempre anota) y además son repetibles porque siempre anota en el centro de la portería. (Ver fig.1.1.caso 1).

El segundo caso: Seda cuando el jugador anota todos los tiros pero estos pudieran variar en cuanto a la posición dentro de la portería es decir, que un tiro pudiera entrar en la esquina inferior derecha y el siguiente tiro cerca del travesaño. En este caso los tiros del jugador se consideran exactos pero no repetibles (Ver figura1.1. Caso2)

El tercer caso: Se presenta cuando el jugador dispara pero ninguno de sus tiros entra a la portería pero todos pegan en el travesaño (por mencionar alguna parte de la portería) en este caso se considera que los tiros del jugador son repetibles pero no exactos. (Ver fig1.1.Caso 3)

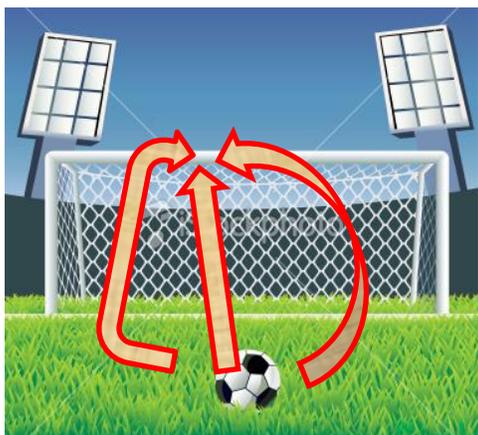
Cuarto caso: Y el último caso que se puede presentar que al hacer sus tiros, ni los anote y es posible que caigan o no cerca de la portería estos tiros se considerarían muy dispersos. En este caso el jugador no es exacto y tampoco es repetible. (Ver fig1.1.Caso4).



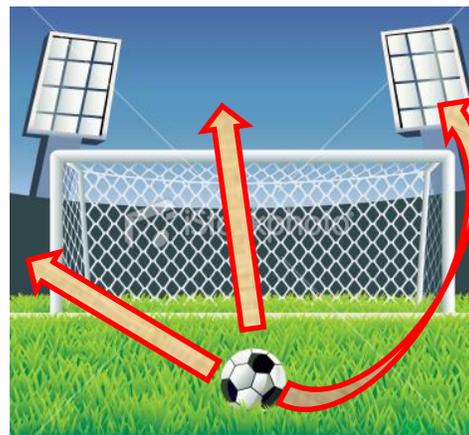
Caso 1. Es exacto y repetible



Caso 2. Es exacto pero no es repetible



Caso 3. Es repetible pero no exacto.



Caso 4. No es exacto ni repetible

Fig.1 1 Ejemplo de exactitud y repetibilidad.



1.1.5. Rangeabilidad.

Es el cociente del valor del límite superior entre el valor de límite inferior.

Por ejemplo:

Flujo máximo: 5000 m³/h

Flujo mínimo: 250 m³/h

$$\text{La Rangeabilidad} = \frac{\text{flujo Max}}{\text{flujo min}} = \frac{5000 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}}{250 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}} = 20$$

La Rangeabilidad es 20:1

Es decir es el rango de flujo cubierto por el medidor dentro del cual se cumple la tolerancia de exactitud establecida.

1.1.6. Span.

La diferencia entre el valor límite superior menos el valor de límite inferior.

Ejemplo: Para el termómetro que antes se mencionó el Span=150°C y para el manómetro el Span=50 atm.

1.1.7. Error.

El valor leído del instrumento menos el valor ideal de instrumento.

1.1.8. Error sistemático.

Es aquel que se produce bajo condiciones de repetibilidad es decir de igual modo en todas las mediciones que se realizan de un medidor. Puede estar originado por un defecto del instrumento, en una particularidad del operador o del proceso de medición, etc. El error sistemático y sus causas pueden ser conocidas o no. Se debe de aplicar una corrección para el error sistemático. El error sistemático es la diferencia entre el error y el error aleatorio.

1.1.9. Linealidad.

Sé define (según el API MPMS 1) como la curva de exactitud ideal de un medidor de volumen, la cual es una línea recta que denota un factor constante del medidor. La linealidad del medidor es expresada como el rango total de desviación de la curva de exactitud de línea recta entre los flujos mínimos y los máximos recomendados.

De manera resumida la linealidad es la cercanía con la cual una curva (en la figura 1 la curva azul) se aproxima a una línea recta (en la figura 1.1 la curva roja).

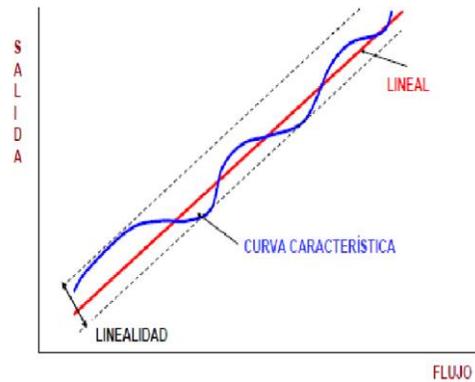


Fig.1 2 Ejemplo de linealidad.

1.1.10. Histéresis.

Se define (según el API MPMS 1) como la diferencia entre la indicación de un instrumento de medición cuando el mismo valor de la cantidad medida se obtiene mediante el incremento o disminución de su cantidad.

De esta manera la histéresis se da cuando los valores de una variable recorren su escala en dos sentidos de forma ascendente o descendente (como se observa en la fig.1.2) con respecto a la linealidad de los valores de la variable.

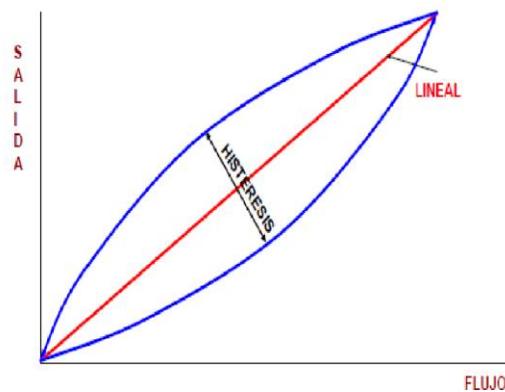


Fig1.3 Ejemplo de histéresis.

CAPITULO II.

2.-MEDIDORES INDUSTRIALES Y SUS PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.

2.1.-CLASIFICACION DE MEDIDORES DE ACUERDO A SUS PRINCIPIOS DE OPERACIÓN.

Inicialmente las mediciones de flujo en la industria eran consideradas de poco interés, recientemente el interés por esta variable acaparado la atención sobre todo con el objetivo de tener una medición exacta para monitorear y mejorar la eficiencia de los procesos y asegurar la transferencia de custodia. Esta es la razón de que en los procesos industriales una variable a controlar muy importante es la medición de flujo por lo tanto esto ha provocado que a través del tiempo se halla desarrollado y mejorado nuevas tecnologías.

En la medición de flujo existen varios tipos de medidores, es necesario hacer una clasificación. Los medidores los podemos clasificar en dos grupos los medidores de tipo volumétrico y los medidores de tipo másico dentro de estos grandes grupos existen diferentes sistemas en el que su principio de operacion.es el que los hacen distintos.

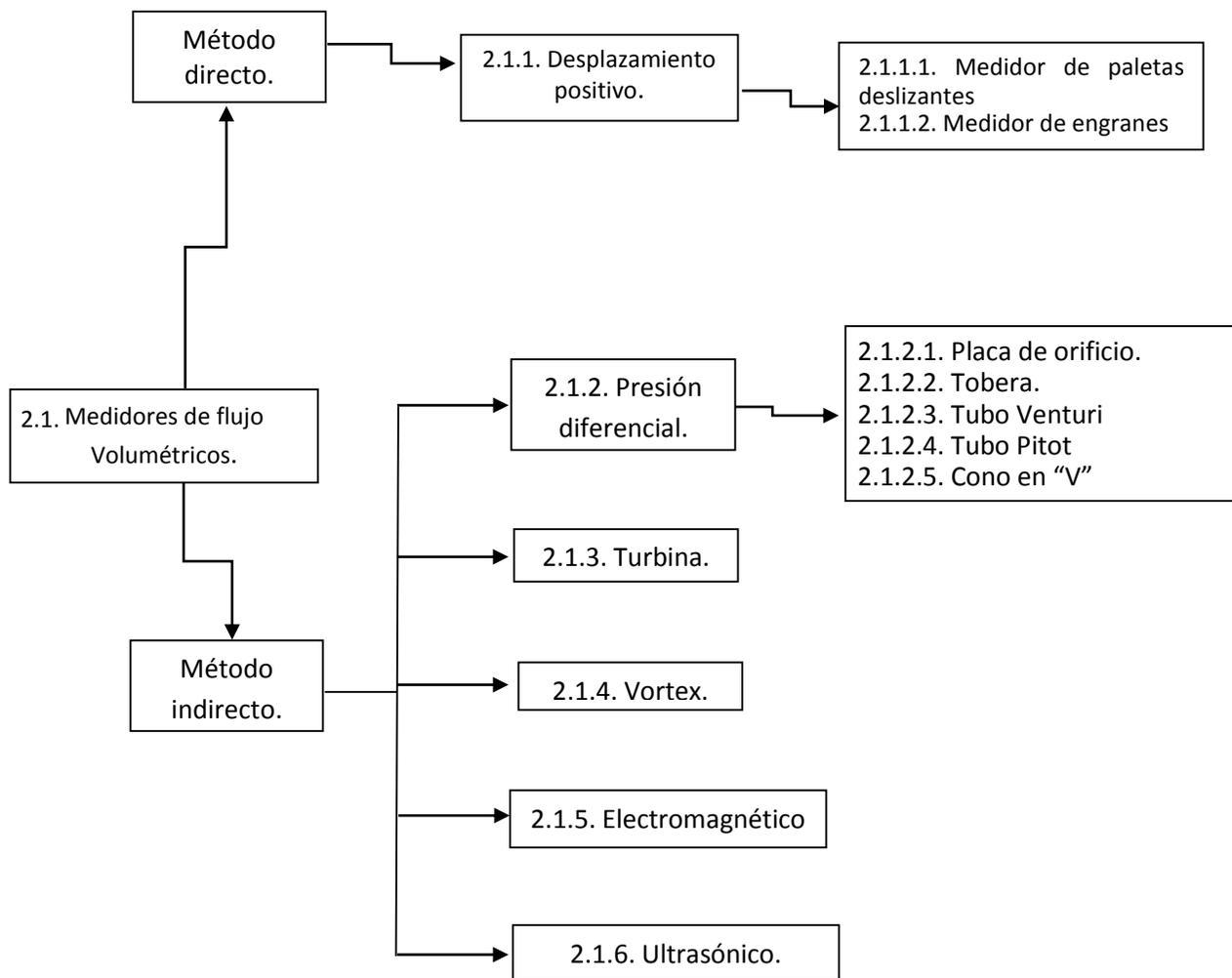


Fig.2.1 Clasificación de medidores de flujo de tipo volumétrico.



Los medidores de flujo másico, miden la masa directamente utilizando propiedades de la masa, opuestos a aquellos que miden volumen o velocidad.

Tienen una amplia gama de aplicaciones debido a que su medición es independiente del cambio de parámetros del fluido, sin necesidad de recalibrar o compensar los parámetros específicos del fluido.

Muchas de las otras tecnologías son afectadas por cambios en la densidad del fluido, viscosidad, presión y/o temperatura.

Básicamente existe:

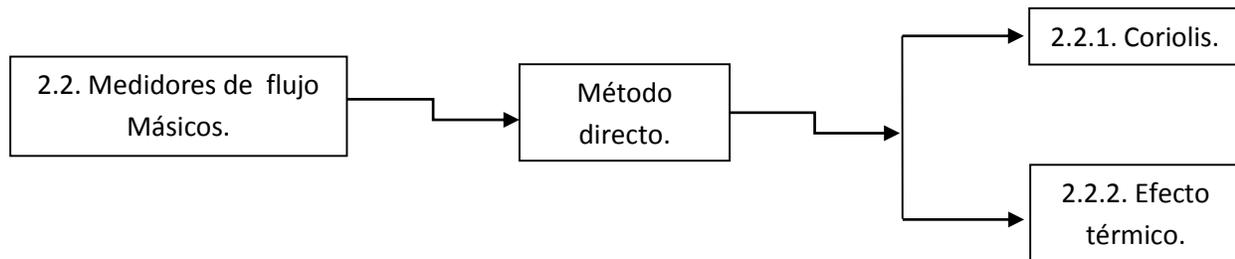


Fig.2.2 Clasificación de medidores de flujo de tipo másico.

A continuación se describen cada uno de los medidores de flujo de acuerdo a su principio de operación iniciado por los medidores volumétricos.

2.1.1. MEDIDORES DE FLUJO DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO.

Este tipo de medidores cuentan como mecanismos de desplazamiento que permiten que el fluido sea aislando momentáneamente en segmentos de volumen conocido con precisión, y cada segmento es contabilizado dando el valor total del flujo que pasa por el medidor.

Este tipo de medidores reciben su nombre de acuerdo al mecanismo de desplazamiento que utilizan para la segmentación del fluido, existen:

- Medidor de paletas deslizantes o veleta móvil.
- Medidor de engrane de rueda oval o helicoidales.

2.1.1.1. Medidor de paletas deslizantes.

Este tipo de medidor (Fig. 2.3) está conformado de un rotor con paletas distribuidas en parejas opuestas que tiene la facilidad de deslizarse hacia adentro y hacia fuera de su alojamiento. Las paletas que se encuentra opuestas y conectadas rígidamente mediante varillas, y el fluido que circula a través de estas provocan un giro sobre las paletas y el rotor.

Mediante la rotación, el líquido se transfiere de la entrada a la salida, a través del espacio entre las paletas y mediante el conteo de revoluciones, se determina la cantidad de flujo que ha pasado.

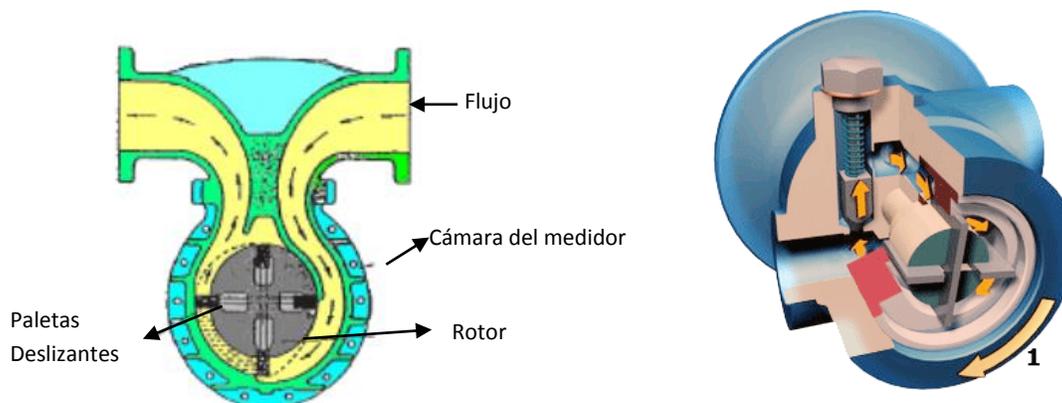


Fig.2.3. forma esquemática y física del medidor paletas deslizantes.

2.1.1.2. Medidor de engranes.

Este medidor dispone de dos ruedas ovales que engranan entre si y su movimiento de giro (se puede ver en la fig.2.4) se da debido a la presión diferencial creada por el fluido.

La acción del fluido actúa de forma alterna sobre cada una de las ruedas dando lugar a un giro suave de un par casi constante y preciso.

Tanto la cámara de medida como las ruedas están mecanizadas con precisión, con el objetivo de conseguir que el deslizamiento que se da entre ellas se dé con el menor rozamiento posible, sin que se formen espacios muertos y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.

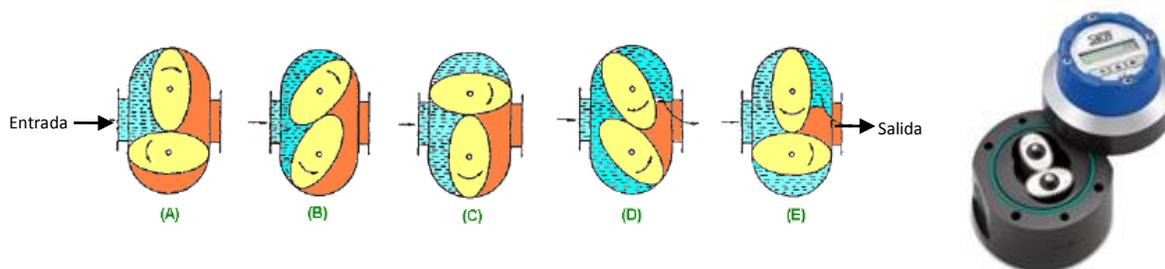


Fig.2.4. Ejemplo de un medidor de engranes. (Esquemático y real).

Ventajas

- Método de medición ampliamente aceptado y fiable.
- De gran exactitud (de hasta 1% o más) y alta repetibilidad.
- Se puede emplear con gases conductivos y no conductivos.
- Especialmente adecuados para medición de fluidos viscosos.
- Algunos modelos no requieren de alimentación eléctrica.
- Las condiciones a la entrada y a la salida no influyen en la medición.
- Cuentan con una gran cantidad de materiales.



Desventajas

- No indicados para fluidos contaminados o para dos fases.
- Por su diseño algunos modelos causan flujo pulsante.
- Son unidireccionales.
- Los diámetros nominales deben de ser grandes en comparación con otros métodos.
- Restricciones de temperatura y presión para evitar efectos de fugas en el cuerpo del medidor.
- Riesgo de congelación si se emplea al aire libre.
- Posibilidad de daños mecánicos por entradas de aire o vapor en el fluido.
- No es muy económico en comparación con otras tecnologías equivalentes.

Aplicaciones.

El campo de aplicaciones para este tipo de medidores es amplio, abarca desde gases hasta fluidos de alta densidad. Se utilizan en:

- Contadores de carburante en surtidores de gasolineras.
- La industria petroquímica en barcos cisterna (crudo, etc.),
- Contadores de gas para sistemas y aplicaciones domésticas
- Contadores de aceite de quema en camiones cisterna.
- Contadores de transferencia en sistemas de calibración.
- Para la industria láctea y otras industrias del sector alimenticio, requiere de un fácil desembalaje para tareas de limpieza sin perder presión de calibrado.
- Aplicaciones de transferencia de custodia.

2.1.2. MEDIDORES DE TIPO PRESIÓN DIFERENCIAL.

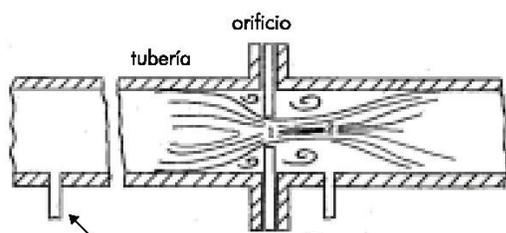
La presión diferencial es medida indirectamente ya que es causada por un elemento primario de restricción (que puede ser placa de orificio, tubo Venturi, tobera, etc.) que está introducido en la tubería, cuando el fluido pasa a través de la restricción del elemento provoca un cambio en la presión, la diferencia entre la presión de entrada y la presión de salida permite el cálculo de la medición. Dos tubos capilares comunican la presión diferencial al transmisor donde la información es procesada y convertida para ser enviada a la salida correspondiente

2.1.2.1. Placa de orificio

Consiste en una placa perforada, la cual es instalada en el interior de la tubería. Cuenta con dos tomas de presión una antes y una después de la placa (ver la fig.2.5).

Para medir la presión diferencial en la placa de orificio, se conectan dos tomas, una en la parte anterior y otra en la parte posterior de la placa. La disposición de las tomas, puede ser:

Tomas en bridas. Es bastante utilizada ya que las tomas están taladradas en las bridas que soportan la placa situadas a 1" aguas arriba y 1" aguas abajo. Esto facilita el reemplazo de la placa de orificio



Tomas de presión de una placa de orificio

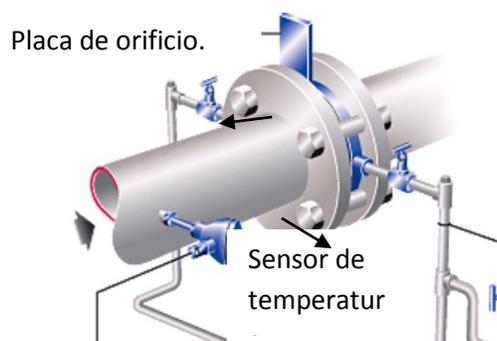


Fig.2.5. Principio de operación de una placa de orificio y un ejemplo de una placa de orificio instalada en la tubería.

Existen tres tipos de placas de orificios:

- placas de orificio concéntrico.
- placas de orificio segmentado
- placas de orificio excéntrico

Ventajas

- diseño simple y robusto
- Amplia variedad de materiales para aplicaciones muy variadas.
- Amplia variedad en diámetros estándar desde $\frac{1}{2}$ " hasta 40".
- Inversión baja.

Desventajas

- Tiene mayor pérdida de presión en comparación con el Venturi y la tobera.
- Requieren de longitudes de tramo recto aguas arriba.
- Requieren verificación continua.
- Los costos de instalación y mantenimiento se incrementa cuando se incluye instalación de capilares y válvulas asociadas.

2.1.2.2. Tobera

La tobera es otro tipo de elemento primario consiste en un cilindro con una extremo acampanado formando una ceja para ajustarse entre dos bridas. Entre el extremo acampanado y el cilindro se forma una curva para guiar el fluido a la sección cilíndrica llamada "garganta"(ver fig.2.6).

El objetivo de la curva es guiar suavemente el fluido hacia la garganta de medición. De acuerdo a la sección de entrada las toberas pueden tolerar velocidades de fluidos muy altas y resulta ser una buena elección para fluidos con dos fases, o líquidos viscosos, para líquidos que tengan una pequeña cantidad de sólidos en suspensión. Sin embargo, no debe emplearse para líquidos con concentraciones de sólidos mayores que puedan llegar a obstruirla.

También la tobera posee dos tomas de presión, una ubicada de aguas arriba y otra ubicada en el centro de la sección más pequeña.

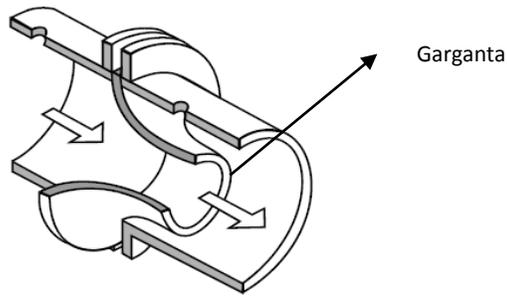


Fig.2.6 Esquema de una tobera.

2.1.2.3. Tubo Venturi

Los tubos Venturi se componen de tres partes bien definidas(ver la fig.2.7), una sección de entrada cónica unida en la que la sección transversal disminuye, lo que se traduce en un aumento de la velocidad del fluido y una disminución de la presión, una sección cilíndrica en la que se sitúa la toma de baja presión, y donde a velocidad del fluido se mantiene prácticamente constante, y por último una tercera sección de salida cónica divergente en la que la sección transversal aumenta, disminuyendo la velocidad y aumentando la presión. Esta última sección permite la recuperación de la presión y por lo tanto de energía.

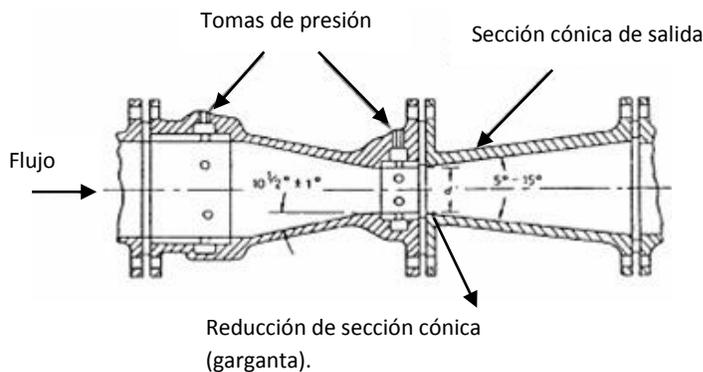


Fig.2.7. Esquema y medidor físico Venturi.

Ventajas.

- Se caracteriza por producir una menor pérdida de presión permanente con respecto a la placa de orificio y la tobera de flujo.
- Su capacidad de flujo es aproximadamente de un 50% mayor que una placa de orificio.
- El tubo Venturi poseen una gran precisión y permiten el paso de fluidos con un porcentaje relativamente grande de sólidos.

Desventajas.

- Las principales limitaciones de los tubos Venturi son su elevado costo y la longitud necesaria para su instalación, sobre todo para grandes tamaños de tubería.

Sin embargo, debido a su baja pérdida de carga, son justificados en casos donde tiene que bombearse grandes cantidades de líquido de forma continua.

Cuando la pérdida de carga no es importante, suele prescindirse del tubo Venturi y sustituirse por una placa de orificio debido a su menor costo y mayor facilidad de instalación y mantenimiento.

2.1.2.4. Tubo Pitot

El principio de medición del tubo de Pitot al igual que los medidores anteriores, está basado en la presión diferencial que se da en el dispositivo.

Este tipo de medidores consta en un sensor en forma de un tubo pequeño metálico el cual tiene uno o varios orificios anterior y posterior los cuales registran la presión (como se ven en la fig.2.8). Los orificios que se encuentra en la parte anterior registran la presión total (es igual a la presión estática más la presión dinámica) y los orificios de la parte posterior registran la presión estática.

El sensor atraviesa todo el diámetro de la tubería.

La Presión de impacto es medida y comparada con la presión estática para formar una diferencial.

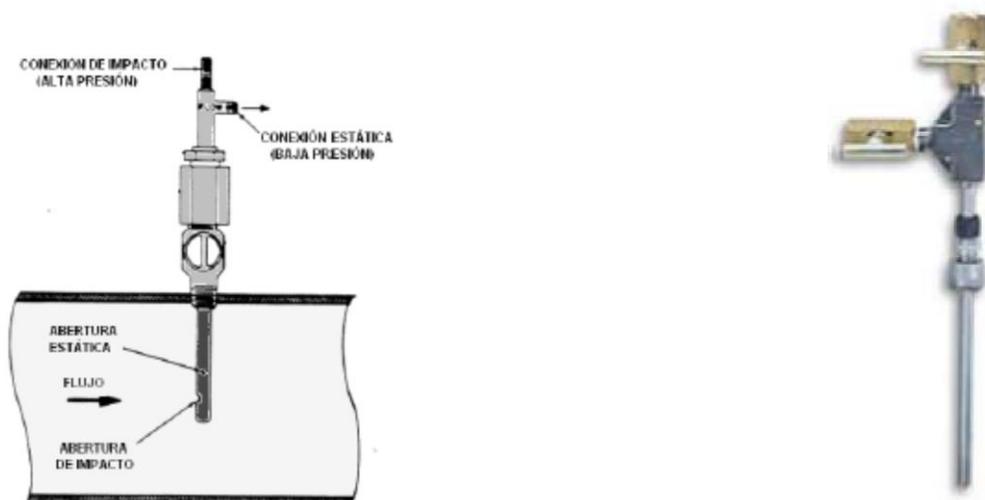


Fig.2.8. Medidor tubo Pitot.

Ventajas

- Son universalmente aptos para gases líquidos y vapores.
- Resultan una excelente opción incluso en condiciones extremas.
- Adecuada para ductos de sección rectangular
- Fáciles de instalar
- Las pérdidas de carga son bajas en comparación a las placas de orificio.

Desventajas.

- Son adecuados para fluidos con baja viscosidad
- No son aptos para aplicaciones higiénicas
- Un alineamiento es fundamental

2.1.2.5. Tuvo cono en V.

El medidor cono en V opera bajo el principio de presión diferencial. El desempeño del cono en V es mejor, ya que incluye un cono central en el interior del tubo. El cono interactúa con el fluido, modificando el perfil de velocidad del mismo para crear una región de baja presión en la toma de aguas abajo del medidor. Presenta baja caída de presión, es más estable con un amplio rango de materiales y sus aplicaciones son para líquidos, gas y vapor.

Para que este medidor pueda operar de forma eficiente una de las tomas se coloca inmediatamente corriente arriba del cono y la otra se coloca corriente abajo (como se ve en la fig.2.9). La posición central del cono en la línea optimiza el perfil de velocidad de flujo en el punto donde se hace la medición, asegurando mediciones de flujo altamente precisas y confiables, sin importar la condición de flujo aguas arriba del medidor.

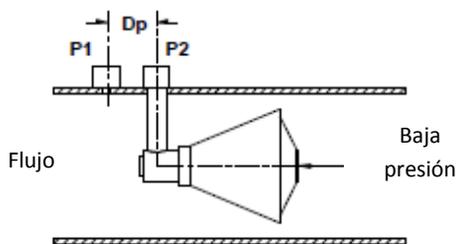


Fig.2.9 Medidor tipo Cono en V.

Aplicaciones.

Para los medidores de presión diferencial se ocupa en una amplia gama de flujos como son:

- Para líquidos, gases y vapores
- En medición de vapor y gases condensados a altas temperaturas.
- En sistemas de refrigeración.
- En sistemas de agua caliente

2.1.3. TURBINA.

Este tipo de medidores cuenta con un grupo de aspas giratorias fijadas en un eje central con pivotes, dentro de una tubería (ver fig.2.10). La energía de fluido se transmite a la turbina que gira a una velocidad proporcional al fluido relacionando un volumen determinado de fluido con el giro de la turbina. El movimiento del rotor puede ser detectado mecánica, óptica o eléctricamente, registrándose el movimiento del rotor en un sistema lector externo.

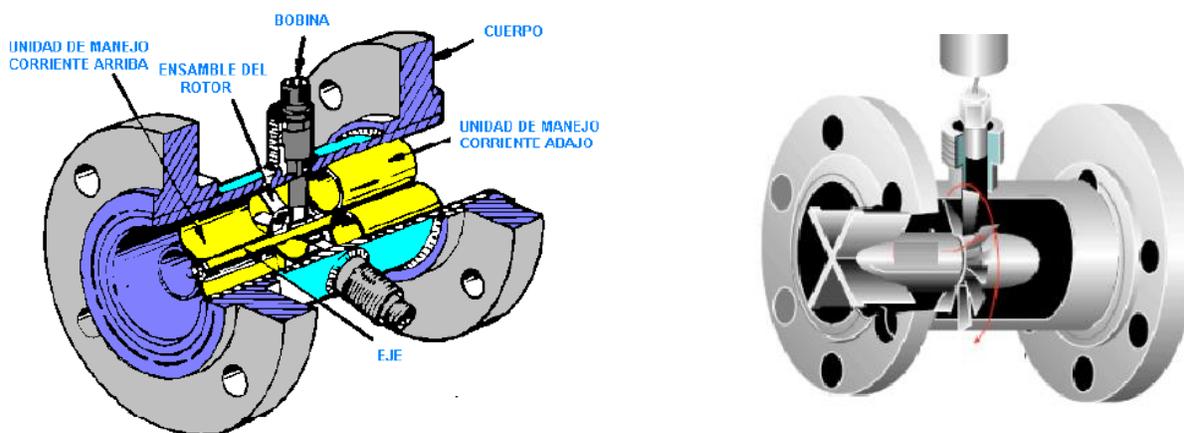


Fig.2.10 Medidores de tipo turbina.

El eje del rotor suele ser paralelo a la dirección que circula el fluido. En algunos modelos el rotor está montado en posición vertical respecto a la dirección del caudal.

Ventajas

- Ofrecen excelente repetibilidad a corto plazo.
- La temperatura y la presión no imponen límites de usabilidad.
- Permite la medición con fluidos agresivos y fluidos no conductores, incluso gases.
- Buenos resultados en aplicaciones para fluidos lubricantes.
- Ofrece alta exactitud en ciertas condiciones.

Desventajas

- Requiere tramos rectos de tubería de entrada y salida (20 veces el diámetro nominal para los tramos de entrada y 5 veces para los de salida).
- Los vórtices en el flujo les afectan fácilmente (esta situación se puede rectificar usando acondicionadores de flujo).
- El desgaste de los pivotes causa desviaciones en la ejecución de estos medidores y reduce su vida operativa.
- Los fluidos pulsantes afectan su correcto funcionamiento.
- Si el fluido contiene partículas sólidas intrusivas es necesario un filtro corriente arriba.

Aplicaciones.

- Flujos en grandes tuberías, como en suministro de agua.
- Medición de alta precisión de hidrocarburos.
- Contadores estándar de control
- Industria farmacéutica modelos higiénicos y de precisión para fluidos altamente valiosos.

- Son de los mejores medios para mediciones de transferencia de grandes cantidades de aceites ligeros.
- Industria química, por la resistencia a la corrosión y la facilidad de instalación.
- Aplicaciones de transferencia de custodia.

2.1.4. VORTEX.

Este tipo de medidor se basa en el efecto de von Karman

El efecto von Karman consiste en la formación de vórtices o remolinos intercalados, que se forman alrededor de un obstáculo que se encuentra en el camino del fluido.

En el que el fluido es separado por una barra obstructora (como se ve en la Fig.2.11.) la cual forma vórtices o vórtices en la parte posterior de la barra. La frecuencia de generación de los vórtices es directamente proporcional a la velocidad de circulación del fluido y por lo tanto a la medición del flujo.

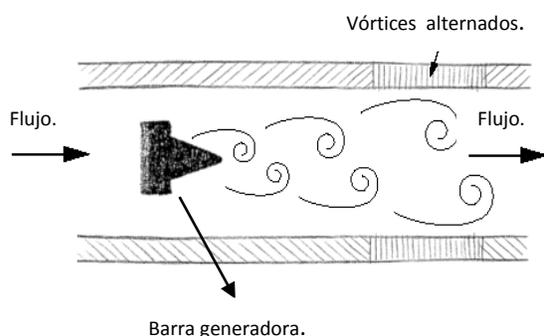


Fig.2.11. Medidores de tipo Vortex.

Ventajas

- Tiene buena Exactitud 0.75% para líquidos, 1 % para gases.
- Son de aplicación universal para la medición de flujos volumétricos de gases , líquidos y vapores
- Instalación simple.
- Resultan insensibles a cambios de temperatura, presión y viscosidad.
- Construcción totalmente soldada mejora confiabilidad y reduce emisiones.
- Económicamente atractivo para tamaños pequeños (1/2" hasta 12")

Desventajas

- Los flujos pulsantes y vórtices afecta la exactitud de la medición.
- Según el tipo de accesorios que se pueda encontrar corriente arriba necesitan tramos largos de tubería a la entrada y la salida.
- No se recomienda para fluidos altamente viscosos.
- No se recomienda para fluidos con sólidos disueltos
- No recomendado para operaciones de lotes
- No puede medir flujos con velocidades muy bajas ($Re < 4.000$)

Aplicaciones.

- Para determinar el flujo de fluidos no conductores o ligeramente conductores, como el agua mineral de una caldera.
- Se utilizan en la medición de aire comprimido, gas natural o componentes individuales del aire como el oxígeno, nitrógeno, etc.
- Se utiliza en la medición de flujos de vapores saturados o sobrecalentados.
- Se utiliza para gases secos o húmedos.
- Para hidrocarburos.

2.1.5. ELECTROMAGNÉTICO.

Para este tipo de medidores su principio de medición está basado en la ley de Faraday la cual establece que la tensión inducida es igual al movimiento de una barra metálica conductora con cierta velocidad a través de un campo magnético.

En un medidor electromagnético (Fig.2.12) el fluido funciona como la barra metálica conductora pasando a través de un campo magnético que es generado por un par de bobinas energizadas, situadas en ambos lados del tubo, el campo magnético debe ser perpendicular al eje del líquido conductor y al plano de los dos electrodos que se encuentra en el interior de la tubería detectan la tensión inducida.

El fluido debe tener alguna conductividad mínima ya que actúa como un conductor.

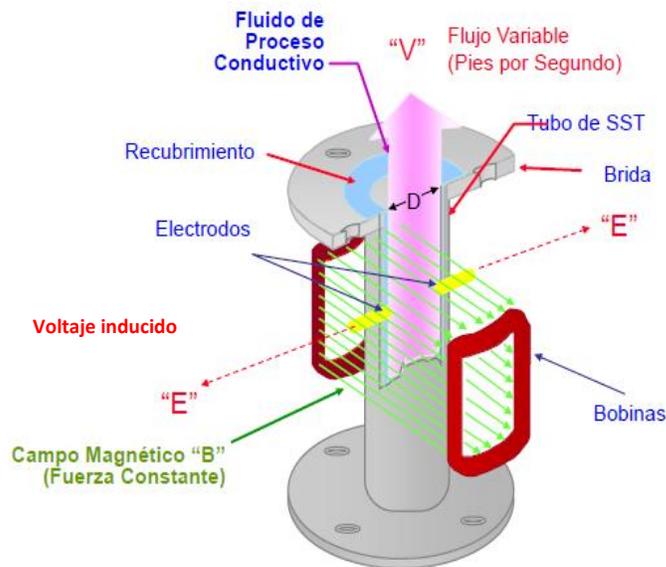


Fig. 2.12. Principio de medición del medidor tipo magnético.

Ventajas

- El principio de medición en que está basado es independiente de la presión, temperatura. Y viscosidad.
- Permite medición en presencia de sólidos en suspensión.



- El tubo de medición no contiene partes móviles.
- No experimenta pérdidas de carga.
- Gasto mínimo en mantenimiento y renovación.

Desventajas

- Tiene un alto costo inicial.
- Solo funciona con líquidos conductores.
- Las mediciones son menos exactas y más difíciles cuando los líquidos tienen una capacidad menor de conductividad.
- Los electrodos requieren de mantenimiento periódico.
- Requiere cuidados con respecto a las fuentes de energía externa que pueden provocar distorsiones en la operación normal del equipo.

Aplicaciones.

- Se utilizan en el tratamiento y distribución de agua potable a los consumidores
- En el control para la recolección de aguas residuales o aguas de lluvia para su purificación en plantas para tratamiento de agua para su devolución correcta al medio.
- Se utilizan en la industria química ya que estos son capaces de resistir fluidos agresivos.
- Industria de resinas y pinturas.
- En industria de alimentos (leche, mezclas, helados, cerveza, café, salsa, etc.).
- Líquidos mezclados con agua.

2.1.6. ULTRASÓNICO.

Existen dos tipos de medidores para poder determinar la cantidad de un fluido y son:

- Medidor ultrasónico por efecto Doppler.
- Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito de una señal.

2.6.1. Medidor de flujo ultrasónico por medio del efecto Doppler.

Este tipo de medidores está basado en el principio del efecto Doppler que consiste en el aumento o disminución de las frecuencias de onda y la distancia que se producen entre una fuente y un receptor (ver Fig.2.13).

Una manera de entender este fenómeno es cuando a medida que se acerca una ambulancia (elemento transmisor) hacia una persona (elemento receptor), el sonido de la sirena se vuelve más intenso y a medida que la ambulancia se aleja el sonido de la sirena disminuye a esto se le conoce como efecto Doppler.

El medidor de efecto Doppler utiliza este concepto al contar con dos sensores uno de ellos proyecta una onda de determinada frecuencia por medio de un cristal transmisor a través de fluido y el otro sensor recibe la onda reflejada.

Una de las principales características con las que debe contar el fluido para que este medidor pueda funcionar es que el fluido debe de tener sólidos en suspensión o burbujas de gas que puedan reflejar las ondas del sonido.

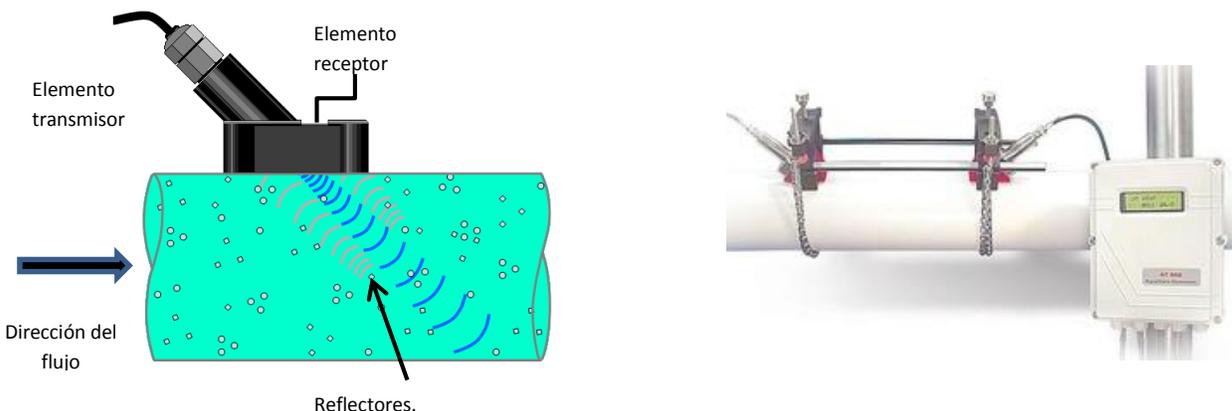


Fig. 2.13. Principio de medición del medidor tipo ultrasónico.

2.6.2. Medidor ultrasónico por tiempo de tránsito de una señal.

El principio de medición para este tipo de medidor consiste en una diferencial de tiempo de tránsito, es decir, mide el flujo tomando el tiempo que tarda una onda en propagarse a través del fluido y a su vez atravesar la sección de tubería.

Por lo general este tipo de medidores cuenta con un par de transductores que son colocados uno enfrente del otro.



Fig. 2.14. Medidor ultrasónico de tiempo de tránsito.

Ventajas

- Permite medir fluidos muy corrosivos sin que haya contacto directo.
- Los sensores pueden ser montados a posteriori tanto los de fijación externa como para los soldados en tuberías.
- No tiene partes móviles.



Desventajas

- Los resultados de las mediciones son independientes del perfil de velocidades por que la medición de las velocidades se hace en una zona estrecha.
- La exactitud depende de la propagación de las ondas sonoras en el fluido.
- Medidores de flujo por efecto Doppler solo se utilizan en algunos tipos de aplicaciones como por ejemplo para el control de flujo.

Aplicaciones.

- Medición de hidrocarburos.
- Para transferencia de custodia.
- En aplicaciones donde hay perfiles de flujos complicados.
- Para medición de hidrocarburos de referencia.
- Medición de flujo de canales abiertos
- Se utilizan preferente mente en fluidos limpios aunque algunos permiten medir cierto contenido de partículas.

2.2. MEDIDORES MÁSICOS

Los medidores de másicos miden directamente la masa utilizando sus propiedades. Tiene una amplia variedad de aplicaciones ya que la medición que se hace es independiente de los parámetros del fluido como presión, sin necesidad de recalibrar o compensar los parámetros específicos del fluido. Muchas de las otras tecnologías son afectadas por cambios en la densidad del fluido, viscosidad, presión y temperatura. Este tipo de medidores registran directamente el flujo en unidad de masa.

Algunos medidores de flujo másico son:

- a) El medidor de tipo Coriolis
- b) Medidor de efecto térmico

2.2.1. MEDIDOR DE TIPO CORIOLIS.

Efecto Coriolis se explica a partir de que un objeto de masa que se desplaza a través de una superficie giratoria, que gira con velocidad angular constante, experimenta una mayor velocidad tangencial cuando es mayor su alejamiento del centro. si el móvil se desplaza del centro hacia la periferia experimenta un aumento en su velocidad tangencial lo cual indica que se le está aplicando una aceleración y por lo tanto una fuerza sobre su masa o fuerza de Coriolis.

Un ejemplo de este fenómeno es cuando se lanza un proyectil, se esperaría que el proyectil viajara en línea recta (como se ve en la fig.2.15 a) y que su punto destino fuera el punto amarillo, pero la tierra realiza su movimiento de rotación y por esta razón el proyectil no llega al punto destino que se esperaba, en este caso el punto destino es movido hacia el oeste (punto rojo figura b). Este es el efecto Coriolis.

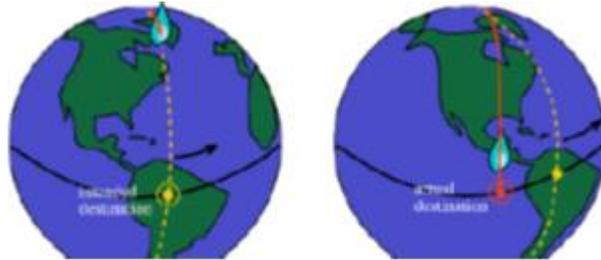
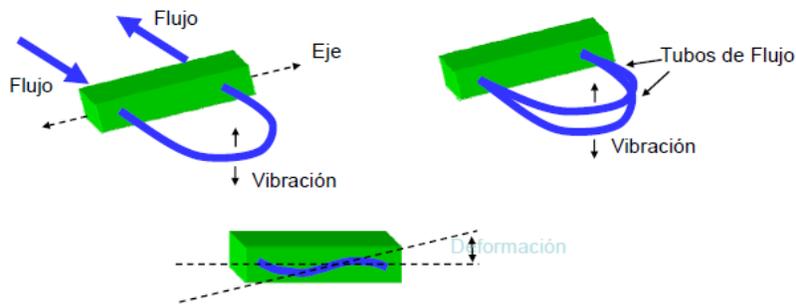


Figura 2.15 a y b ejemplo de la fuerza Coriolis.

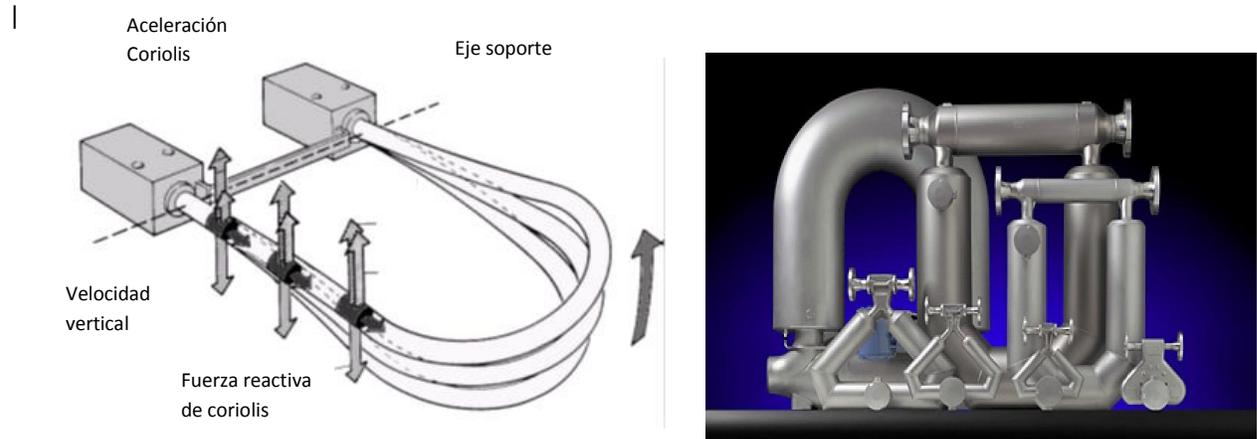
El medidor de tipo Coriolis opera bajo principios mecánicos ya que su elemento sensor es un tubo vibrante (como se ve en la Fig.2.16 y 2.17) en el cual se crea y se mide la aceleración Coriolis, que en el caso del medidor son provocadas por la oscilación del tubo (este actúa como la superficie giratoria).

El fluido en movimiento pasa a través de un tubo vibrando y forzando a tomar una aceleración conforme este se mueve hacia el punto de amplitud de vibración. A la inversa, el fluido desacelera conforme se mueve lejos desde el punto de amplitud hasta que sale del tubo. El resultado de fuerzas es una reacción en doble sentido del tubo del flujo mientras este atraviesa cada ciclo de vibraciones.

Los efectos de la fuerza de Coriolis tuercen y deforman los tubos y los sensores que se encuentran a la entrada y la salida del fluido registran una diferencia de tiempos.



2.16 Principio de medición del medidor tipo Coriolis.



2.17 Principio de medición y medidor tipo Coriolis.



Ventajas

- Principio de aplicación universal a partir de caudales líquidos y gases.
- Medición directa del medidor másico (no requiere compensaciones de presión o de temperatura)
- El principio de medición no depende de la densidad o de la viscosidad
- La exactitud es muy alta de (típicamente de $\pm 0.1\%$).
- Es insensible a los cambios de perfil de velocidades.
- No requiere de tramos rectos de entradas o salidas.

Desventajas

- La inversión económica inicial es relativamente alta.
- El costo de instalación puede ser considerable según el modelo y el fabricante.
- El rango de temperatura es limitado.
- Su uso se restringe a fluidos con bajo contenido en gases y a fluidos en una sola fase (ya sea líquida o gas).
- Algunos modelos de tamaño grande son muy pesados.

Aplicaciones.

- La mezcla y el envasado de varias materias primas.
- En el control de procesos.
- Tiene una exactitud alta entre 0.2 y 0.5%
- Medición de fluidos con densidades rápidamente cambiantes.
- En el control y la supervisión de la calidad de los productos.
- Son un método directo en las mediciones de flujos másicos con exactitudes de medición altas.
- Aplicaciones para transferencia de custodia.

2.2.2. MEDIDORES MÁSCOS TÉRMICOS.

Este tipo de medidores se basan comúnmente en dos principios físicos:

2.2.2.1. Tipo de dispersión térmica

2.2.2.2. Tipo de perfil térmico o aumento de temperatura.

2.2.2.1. Medidores de tipo de dispersión

A medida que el elemento se enfría es una medida de velocidad local y por lo tanto de flujo.

Este tipo de medidores puede trabajar de dos maneras en ambos casos es necesario que se introduzca un elemento calentador en el fluido.

Para el primer caso están conectados a un puente calentador de wheatstone. Si se mantiene constante la intensidad de la corriente el fluido es directamente proporcional.

En el segundo caso puede mantenerse constante la resistencia y en este caso la potencia varía al aumentar o disminuir el fluido.

2.8.2. Medidores de tipo de perfil térmico o aumento de temperatura.

Este tipo de medidores se basa en la elevación de temperatura ya que el fluido circula y tiene contacto con elemento de calentamiento que se encuentra en el centro del tubo, además en el interior se encuentran dos sensores que miden la diferencia de temperaturas entre dos puntos diferentes (Fig.2.18). Cuando el fluido circula existe una diferencial de temperaturas, ya que los sensores se enfrían o calienta y ocurre lo contrario si el fluido no circula. La diferencial de temperatura está directamente relacionada con el flujo circulante.

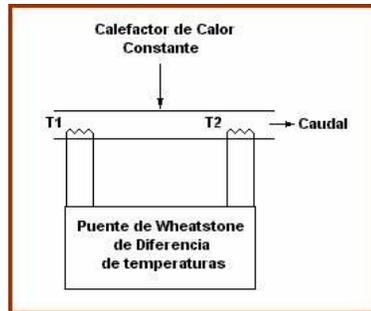


Fig. 2.18. Principio de medición y medidor másico térmico.

Ventajas

- No tiene partes móviles.
- La salida del flujo másico es directa.
- Las pérdidas de carga son despreciables.
- Ofrecen una respuesta rápida a las variaciones del fluido.
- La sensibilidad de medición es alta.
- Hay algunos modelos que ofrecen posibilidad de poder detectar la temperatura en un solo punto o en más de uno.

Desventajas

- Requieren una atención regular en aplicaciones con fluidos determinados.
- Algunos modelos son sensibles a la composición de gas.
- Requieren una calibración cuidadosa.
- Los cambios rápidos de temperatura de proceso pueden causar efectos de transferencia de calor variables.

Aplicaciones.

- Laboratorios de investigación y desarrollo.
- Plantas de producción de gases limpios (como H₂, He, Ar, etc.).
- Aplicaciones en ingeniería medica por ejemplo con flujos de sangre.
- Medición de gases anestésicos.
- Medición de descarga de gases en chimeneas de alivio.
- En control de CO₂ en cerveceras.
- Control de aire precalentado y quemadores de gas.



MEDIDOR	EXACTITUD	RANGEABILIDAD
Medidores de paletas deslizantes	0.6 a 3%	3:1
Placa de orificio	0.6 a 2%	3:1
Tobera	0.6 a 2%	3:1
Tubo Venturi	0.6 a 2%	3:1
Tubo Pitop	0.6 a 2%	3:1
Tubo cono en V	0.6 a 2%	3:1
Turbina	<0.1 a 2%	10:1
Vortex	0.5 a 1%	20:1
Electromagnético	0.2 a 1%	10:1
Ultrasónico tiempo de transito	0.35% a 2%	10:1
Ultrasónico efecto Doppler	1% a 2%	10:1
Medidor Coriolis	1 a 0.5%	25:1

Tabla 1.1. Características importantes de los medidores que afectan en la selección de los medidores.



CAPITULO III. 3.-SISTEMA DE MEDICIÓN.

Como vimos en el capítulo anterior hay una gran variedad de medidores con distintas características, para poder medir una amplia variedad de fluidos, pero no todos los medidores se usan para todas las mediciones, por ejemplo tenemos mediciones de operación, mediciones de referencia para este tipo de mediciones los medidores deben ser simples, de rápida reacción y libres de mantenimiento. A diferencia de las mediciones de transferencia de custodia, que quizás sea la más importante medición con respecto a fluidos, en este tipo de mediciones si es de gran importancia que el medidor cuente con una gran exactitud o incertidumbre y no tanto con una capacidad rápida de respuesta, además de que estos deben trabajar con equipo de calibración en base a patrones internacionales certificados y trazables lo que facilita el comercio internacional.

La medición de transferencia de custodia se da en las industrias donde el manejo en la medición de sustancias con un alto valor agregado se considera una operación muy importante ya que se encuentran en juego enormes cantidades de volumen y por lo tanto enormes cantidades de dinero.

3.1. TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

Entiéndase la transferencia de custodia como las acciones necesarias para entregar un producto a un comprador. La propiedad de custodia y de un producto recae en el dueño (vendedor) y esto quiere decir que él es responsable de su manejo y su resguardo hasta que el producto sea vendido, cuando esto sucede ahora la responsabilidad y los derechos de resguardo recaen en el nuevo dueño (comprador).

En general la transferencia de custodia se debe entender como el traspaso de la responsabilidad y el resguardo del producto de un vendedor a un comprador en una operación de compra-venta.

En particular la transferencia de custodia en la industria del petróleo (gas o liquido) se refiere a las transacciones relacionadas con el transporte de una sustancia física de un operador a otro.

Los siguientes lugares dentro de la cadena de producción son considerados puntos de transferencia de custodia son:

- * Petróleos producidos
- * Ventas nacionales de productos derivados del petróleo
- * Exportaciones de petróleos y productos derivados
- * Consumo propio de petróleo y productos derivados
- * Terminales de almacenamiento y distribución.
- * Camiones cisterna
- * Buques



Las mediciones antes mencionadas son de gran importancia por las grandes cantidades de dinero que están en juego y por esta razón es un requisito indispensable disponer de sistemas confiables de medición que garanticen las mediciones de productos vendidos.

Todos los sistemas de medición utilizados para cuestiones comerciales, deben de ajustarse a normas nacionales o internacionales aceptadas por organismos gubernamentales.

Para la medición de hidrocarburos es necesario hacer uso de los componentes del sistema de medición de hidrocarburos para transferencia de custodia. Es un conjunto completo de instrumentos de medición y otros equipos ensamblados para ejecutar mediciones específicas, y que sirven de base para transacción comercial, industrial o de servicios.

3.2. SISTEMAS DE MEDICIÓN DE HIDROCARBUROS.

La comisión nacional de hidrocarburos define el sistema de hidrocarburos como el conjunto de elementos físicos, equipos, instrumentos e instalaciones, así como también los principios metroológicos y normas y estándares a través de los cuales se cuantifican las cantidades o volúmenes de hidrocarburos que son producidos, consumidos, transportados o transferidos en custodia o en punto de venta, de petróleo crudo, gas natural y condensados.

En general el sistema de medición se entiende como el conjunto de instrumentos de medición y otros equipos, ensamblados, con cierto arreglo y este sirvan para ejecutar mediciones específicas, y que sirven de base para transacción comercial, industrial o de servicio.

La OIML R 117 (Organización Internacional de Metrología Legal) considera a los siguientes elementos como indispensables en la constitución de un sistema de medición:

- 3.2.1 Elemento primario (sensor de flujo)
- 3.2.2 Elemento secundario.
- 3.2.3 Punto de transferencia.
- 3.2.4 Circuito hidráulico (incluye prueba del medidor en sitio).
- 3.2.5 Dispositivo de eliminación de gases.
- 3.2.6 Filtro.
- 3.2.7 Elemento de impulsión (bomba o sistema elevado).
- 3.2.8 Dispositivos de regulación de flujo.
- 3.2.9 Elementos auxiliares.

3.2.1. Elementos primarios.

Son los dispositivos que están en contacto con el fluido.

Medidor de flujo: Estos dispositivos se explicaron en el capítulo 2 de acuerdo a su principio de operación. Estos convierte una característica asociada al flujo a una señal medible. se puede seleccionar de acuerdo al tipo de hidrocarburo a medir y a las condiciones de operación.



Fig.3.1.

Indicador de temperatura: (tipo bimetalico) Es un dispositivo que se encuentra en contacto con el fluido, y por medio de este se obtiene una señal que es proporcional a la variable temperatura, esta señal es acondicionada y posteriormente manda a un elemento secundario (a un transmisor). Estos instrumentos siempre son instalados en un tubo protector llamado termopozo (por ejemplo. termómetro bimetalico ver fig.3.1).



Fig.3.2.

Termopozo: Es una barra perforada por el interior (fig.3.2) Este es un accesorio que sirve de protección para el elemento sensor que se encuentre dentro de la línea y pueda sufrir algún tipo de daño y cuenta con un medio para unirse a un recipiente o sistema.



Fig.3.3

Indicador de presión: (Manómetro tipo Bourdón) es un dispositivo que se encuentra en contacto con el fluido, y por medio de este se obtiene una señal que es proporcional a la variable presión, esta señal es acondicionada y posteriormente manda a un elemento secundario (a un transmisor). (Por ejemplo un manómetro fig.3.3).

Sistemas de acondicionamiento de flujo: Este tipo de accesorio neutralizan las distorsiones de flujo que puedan ser provocadas por codos, válvulas, compresores, y otros disturbios que son provocados generalmente en la tubería (ver fig.3.4). Con este accesorio el fluido adquiere un perfil de flujo libre de remolinos, simétrico y repetible que los medidores de flujo requieran para una buena medición.



Fig.3.4 Acondicionador de flujo de tubos.

3.2.2. Elementos secundarios.

Son los dispositivos que captan la señal del fluido y amplifican la señal convirtiéndola en señal analógica o estándar.

Transmisor de temperatura: (tecnología RTD). Es un dispositivo que capta una señal de temperatura en el fluido por medio de un elemento primario transmite una señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20 mA de corriente continua. (fig.3.5).



Fig.3.5 Algunos tipos de transmisores de temperatura que existen en el mercado.

Transmisor de presión: (tecnología con diafragma) Es un dispositivo que capta una señal de presión del fluido por medio de un elemento primario este transmite la señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20mA corriente continua. (fig.3.6)



Fig.3.6 Algunos tipos de transmisores de Presión que existen en el mercado.

Transmisores de presión diferencial: (Sensor de tipo diafragma ver fig.3.7) Es un dispositivo que capta una señal de presión del fluido por medio de un elemento primario (por ejemplo un diafragma) esta transmite la señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20mA corriente continua.



Fig.3.7 Algunos tipos de transmisores de Presión diferencial que existen en el mercado.



Transmisores de flujo: Es un dispositivo que capta una señal de la cantidad de fluido por medio de un elemento primario (medidor de flujo) esta transmite la señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20mA corriente continua.

Transmisor de densidad. Es un dispositivo que capta una señal de densidad del fluido por medio de un elemento primario (Sensor tipo diapasón o de diafragma) y este tiene a su vez un sensor de temperatura que compensa las variaciones de flujo, este transmite la señal convirtiéndola a una señal de salida analógica estándar de 4-20mA corriente continua.

3.2.3. Punto de transferencia de custodia.

Al hablar de un punto de transferencia de custodia se hace referencia a cada Activo (comprador - vendedor) para cuantificar los volúmenes transferidos, deberá existir un sistema de medición que cumpla con los requerimientos establecidos en estos lineamientos para estas actividades y que el fluido a medir cumpla con las características metrológicas para ser medido.

Por lo general este punto es acordado entre las partes que interviene en la transacción.

3.2.4. Circuito hidráulico.

El circuito hidráulico está conformado por tuberías y accesorios.

Tubería y accesorios: Las secciones de tuberías y accesorios deben estar de acuerdo a la condiciones de operación del fluido como lo son presión y temperatura. Por lo general las tuberías manejan como material acero inoxidable o como se mencionó antes el material que sea resistan a las condiciones del fluido que se está manejando.

La tubería debe ser protegida contra deformaciones por cargas externas mediante soportes adecuados

Los accesorios como son por ejemplo las conexiones de bridas, empaques, espárragos, tuercas hexagonales y probadoras son indispensables para la medición de flujo.

Los probadores son de gran utilidad para asegurar el buen funcionamiento del sistema y hay una gran variedad de estos, a continuación se describen los más comunes:

Probador bidireccional: Consta de un tubo en forma de “U” (como se muestra en la fig.3.8) de volumen conocido, el probador está conectado en la línea principal de proceso, se abren las válvulas de entrada y salida del probador y se cierra la válvula de la línea principal del fluido de esta manera se hace circular el fluido a través del probador para la verificación del medidor.

El flujo que acaba de pasar por el medidor (que se encuentra en la línea) y que ahora está pasando por el probador empuja una esfera a lo largo del tubo cuando la esfera crea un sello hermético con la paredes del probador, cuando la esfera se aproxima al área de volumen conocido, hay un sensor que detecta su proximidad y manda una señal eléctrica a un contador electrónico que abre una compuerta la cual cuenta los pulsos que son emitidos por el medidor, cuando la esfera se encuentra fuera del área de volumen conocido se acciona un segundo sensor y envía una señal eléctrica al contador electrónico para cerrar la compuerta electrónica para final se contabilizan el total de pulsos de ida y vuelta y se hacen las correcciones. Luego para regresar la esfera al punto

de partida se resuelve con una válvula de cuatro vías se invierte el pulso del fluido dentro del probador por medio de una válvula de cuatro vías y se repite la operación.

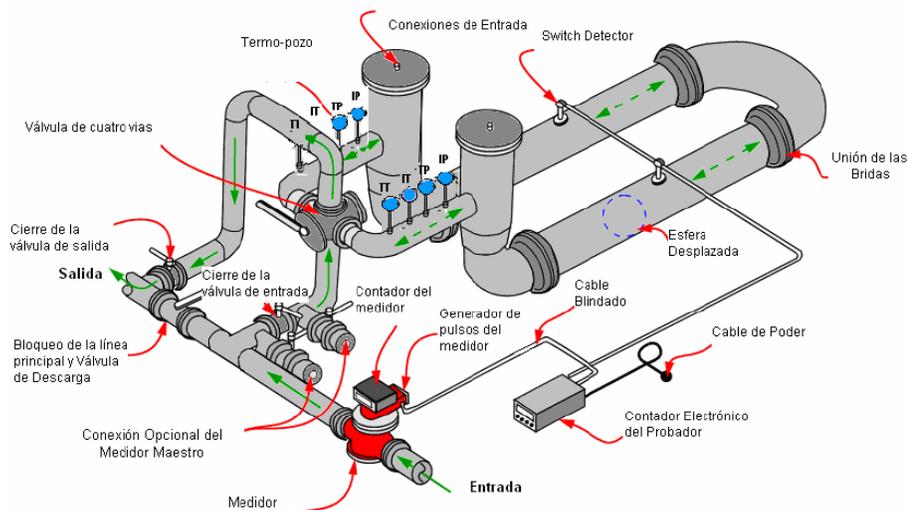


Fig.3.8 Probador de desplazamiento positivo.

Probador maestro. Este tipo de probadores se refieren a un medidor que ha sido seleccionado para calibrar a otro medidor (como se ve en la fig.3.9) y comparar las dos lecturas de los dos medidores. Al igual que los probadores convencionales el medidor debe estar en serie, asegurando que todo el fluido que pasa por el medidor a evaluar pase también por el medidor calibrador.

Tanto el medidor a evaluar como el medidor maestro deben estar equipados con registradores de flujo o contadores de pulsos, de tal forma que sean iniciados y detenidos al mismo tiempo en forma eléctrica.

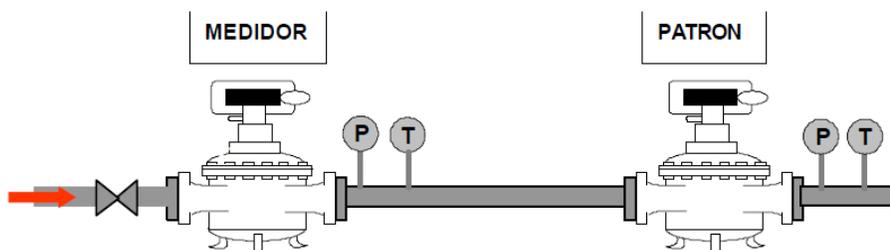


Fig.3.9 Probador maestro.

Probador compacto tipo pistón: Está constituido principalmente por el cilindro del probador, la válvula "Popet" y los detectores de posición ópticos (ver fig.3.10).

Inicialmente, antes de iniciar su operación, el probador compacto está en estado de reposo con la válvula "Popet", montada sobre el pistón, mantenida abierta hidráulicamente permitiendo que el

fluido pase libremente a través del arreglo pistón-cilindro. Cuando se inicia una corrida, la válvula “Popet” es cerrada neumáticamente, y el fluido empuja el pistón aguas abajo a través del cilindro.

Los pulsos que provienen del medidor bajo prueba son totalizados por un contador de pulsos en el lapso de tiempo requerido para que la bandera alcance esos dos detectores ópticos

Finalmente, la válvula “Popet” es abierta y el pistón es regresado hidráulicamente a la posición inicial de reposo. Esto constituye una pasada del probador compacto.

Durante esta acción, una bandera instalada en el vástago del pistón pasa a través de los detectores ópticos que definen el volumen certificado del probador.

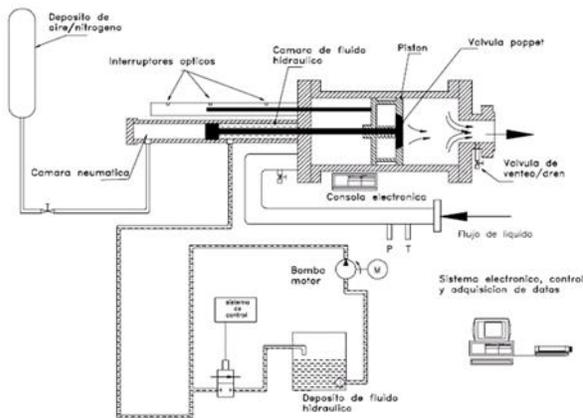


Fig.3.10. Probador compacto de tipo pistón.

3.2.5. Eliminación de gases.

Se elimina los gases o aire que pueda haber en la tubería durante la transportación de los hidrocarburos. Esto se hace mediante dispositivos mecánicos, por ejemplo la apertura y el cierre de un arreglo de válvulas que se encuentran instaladas en el sistema de medición.

3.2.6. Filtro.

Es un equipo que ayuda a eliminar partículas sólidas y material extraño, que puedan dañar el funcionamiento del medidor. Este tipo de equipo cuenta un medio filtrante en forma de canasta que retiene el material no deseado. Debe contar con un indicador de presión diferencial.



Fig.3.11 Modelos de Filtros de tipo canasta.



3.2.7. Elemento de impulsión (bombas).

Es un equipo transformador de energía mecánica (que puede proceder de un motor eléctrico) y es transformada en energía de presión y esta ayuda a mover un fluido para que este pueda ser transportado. En la mayoría de los casos en los sistemas de medición estos equipos se encuentran de manera implícita ya que por lo general estos se hallan desde los pozos y no se requiere de ningún otra hasta el punto de transferencia de o punto de entrega después de algún otro equipo, que a su salida requieran de energía para poder mover el flujo a su destino final.

3.2.8. Dispositivos de regulación de flujo.

*Válvula de seguridad de presión. Son dispositivos que se utilizan expulsar una sobre presión que se pueden generar en la tubería.

*Válvula reguladora de flujo. Tiene la función de mantener constante el flujo, independientemente de la presión y de la temperatura

*válvulas reguladoras de presión. Este tipo de dispositivos tiene la función de proteger las tuberías de una sobrepresión y regular la presión manteniéndola constante a la descarga.

*Válvula de bloqueo. Es un dispositivo mecánico el cual tiene la capacidad de taponear completamente e flujo y no permitir el paso.

*Válvula de purga: Es un dispositivo mecánico que se encarga de ventear la presión de la conducción de señal a la atmósfera antes de retirar un componente o facilitar su calibración.

*Válvulas de control: Es un dispositivo mecánico interactúa directamente con el fluido del proceso con la finalidad de absorber una cantidad adecuada de presión para así mantener al sistema total en balance bajo todas las condiciones de operación.

*válvulas motorizadas. Este tipo de válvulas están controladas por un motor que funciona igual que una bomba para mover el fluido estas son válvulas que son controladas por motores actúan de igual forma estas regulan temperatura o presión. La fuerza de apertura y cierre están equilibradas por el motor.

*Actuador. Es un dispositivo mecánico que proporcionar una fuerza para mover o actuar una válvula. La fuerza del actuador proviene de tres posibles fuentes presión neumática, presión hidráulica y fuerza motriz (eléctrica o motor electromotriz). Dependiendo del el origen de fuerza se le denomina al actuador y pueden ser neumático, hidráulico o eléctrico.

3.2.9. Elementos auxiliares:

Cromatógrafo: Es un sistema de muestreo (fig.3.12) cualitativo, es un equipo el cual obtiene como resultado la composición de un fluido obtenido mediante técnicas de retención selectiva cuyo



objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla y en algunos casos identificar estos si es que no se conoce su composición.



Fig.3.12 Cromatógrafo.

Computador de flujo: Un computador de flujo es un dispositivo electrónico (ver fig.3.13) el cual consta de una pantalla de visualización además de que implementa algoritmos que sean necesarios para convertir los datos recibidos de los medidores de flujo a la que se conecta en volúmenes en condiciones de base.

Un computador de flujo también registra los cambios que se han hecho en cualquiera de los parámetros necesarios para cambiar los datos del medidor de flujo en volumen. Esto registra los eventos y alarmas relacionadas a los computadores de flujo (por ejemplo, la pérdida del flujo, la pérdida de las señales, o la transición de estas señales eléctricas cerca de su rango superior o inferior). El flujo de datos está disponible externamente a través de una interfaz electrónica para que otros equipos se puedan descargar la información a efectos de supervisión, contabilidad o auditoría.



Fig.3.13 Modelo de computador de flujo.

El computador tendrá capacidad de almacenamiento suficiente para guardar los registros históricos, horarios, con la información completa del cálculo, correspondiente una duración de varios días.

La información de los registros históricos mencionados será suficiente para generar un rastro de auditoría que permita reconstruir los cálculos si a posteriori se detecta un error que amerite corrección.

Las variables del rastro de auditoría serán promedios horarios o diarios ponderados, por caudal.

La información de los instrumentos que generan las variables del cálculo (medidor, Cromatógrafo, transmisores de presión y temperatura) deberá llegar al computador de la manera más directa



posible. Cuando esta información esté disponible en formato digital y pueda ingresar al cálculo a través de un puerto de comunicaciones del computador, deberá preferirse este método a una entrada analógica o de pulsos, por la degradación que la señal pueda sufrir en su transmisión.

Tomas de muestra: Las tomas de muestra se deben de hacer tomándolas sobre la tubería estas tomas se realizan con la finalidad de conocer algunas propiedades como, densidad, contenido de agua y sólidos en suspensión, etc.

Analizadores de humedad: Son aparatos ideales para determinar con precisión la humedad o cantidad de agua contenida en el gas del hidrocarburo esto da pauta para ver si el producto se puede comercializar. Los sistemas pueden estar instalados en línea. Operan bajo la el principio de absorción de luz, el software analiza los picos de absorción.



Fig.3.14 Analizador de humedad.

Detector de ácido sulfhídrico: Este tipo de sensores determinan la cantidad de ácido sulfhídrico (en PPM) que pueda quedarse estancado y en lugares de las instalaciones donde se puedan darse fugas (ver Fig.3.15).

En las industrias petroleras los trabajadores están expuestos a la presencia de ácido sulfhídrico, H₂S, un gas altamente toxico e inflamable. Industrias como las de exploración de petróleo y gas, petroquímica, entre otras, utilizan detectores para prevenir la exposición del personal.



Fig.3.15 Analizadores de ácido sulfhídrico.

Densímetro: Los densímetros son dispositivos que miden la densidad relativa o gravedad API, la gravedad específica en línea, con una gran precisión y en un tiempo muy breve. Estos pueden ser de inserción o pueden ser instalados en línea. La densidad sirve para tener indicios de la calidad del crudo, valor comercial y que proceso se debe utilizar para su tratamiento.



Fig.3.16 Modelos de densímetros.

Muestreador automático: Es un dispositivo usado para extraer una muestra representativa de líquido que fluye en una tubería. El muestreador automático consiste generalmente en una sonda, un extractor de muestra, un controlador asociado, un dispositivo de medición de flujo y un receptor de muestra.

Analizador de corte de agua: (Tecnología por medio de microondas-) Mide con precisión todo el rango de concentración de crudo y agua en un flujo mezclado. El medidor utiliza como principio la absorción del agua. El medidor puede ser usado solo para medir y reportar la concentración de agua en la mezcla.



Fig.3.17 Analizadores de corte de agua.

Interruptor: Dispositivo diseñado para abrir o cerrar un circuito por medios no automáticos y para abrir el circuito automáticamente cuando se produzca una sobre corriente predeterminada, sin dañarse a sí mismo, cuando se aplica correctamente dentro de su valor nominal

La OIML define las exactitudes para los medidores de acuerdo a el fluido que se está midiendo, pero para este caso la comisión nacional de hidrocarburos emitió en su un plan rector as siguiente exactitudes. Se considera los parámetros del plan rector en lugar de los que establece la OIML, ya que la ley federal establece que hay que considerar normas nacionales en primera instancia y en



caso de no contar con esta se procede a normas internacionales. Las exactitudes del plan rector son las siguientes.

Tipo de Medición	Aceite ²		Gas ²	
	Incertidumbre 2012	Incertidumbre 2015	Incertidumbre 2012	Incertidumbre 2015
Volúmenes extraídos en pozos y primeras baterías ¹	±15.0%	±8.0%	±15.0%	±10.0%
Volúmenes exportados	±0.3%	±0.25%	N/A	N/A
Transferencia de custodia activos-GTDH (entrega-recepción)	±1.0%	±0.5%	±5%	±2.0%
Venta subsidiarias	±0.3%	±0.25%	±2.0%	±1.0%

- (1) Dichas incertidumbres de los volúmenes extraídos de aceite y gas son de referencia y serán ajustadas con el resultado de las auditorías que se llevarán a cabo durante el periodo julio diciembre 2011
- (2) Los volúmenes de aceite y gas son sin agua.

Tabla 3.1.Tomada de los lineamientos técnicos emitidos por la comisión nacional de hidrocarburos.



CAPITULO IV. 4.-REQUERIMIENTOS LEGALES.

Las mediciones que se hacen hoy en día para la comercialización nacional e internacional de productos con un alto valor agregado como el petróleo y sus derivados, requieren de probar que sus servicios de medición y/o calibración son coherentes además de mantener y demostrar su consistencia, y aunado a esto deben de cumplir con los requisitos de exactitud. La calidad del resultado de una medición depende de varios factores, sin embargo uno de ellos es el más importante el cual nos permite comprobar que los resultados de las mediciones son correctos en comparación con otros patrones esta propiedad es la trazabilidad.

4.1 TRAZABILIDAD.

El vocabulario internacional de metrología (VIM) define la trazabilidad como la propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por el cual pueda relacionar las diferencias determinadas generalmente a patrones nacionales o internacionales por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas las incertidumbres determinadas.

Un rasgo destacado de la definición anterior, es que para esta propiedad no es importante el instrumento (en este caso el medidor) como tal, sino la respuesta que se obtiene al ser empleado en alguna actividad de medición.

Otra característica importante que hay que remarcar de la definición, es que para un instrumento pueda ser trazable, es necesario ligar este a un patrón nacional o internacional por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones por consiguiente esto quiere decir que no es necesario que el resultado de la medición que se hace con el instrumento en cuestión tenga que ser comparada con el valor de la medición del patrón nacional, es suficiente con comparar el resultado con un eslabón de la cadena. Es por ello que los laboratorios disponen con patrones secundarios o patrones de trabajo para realizar las calibraciones, ya que al hacerlo con un patrón internacional o un eslabón cercano al inicio de la cadena el costo resultan ser muy altos.

La cadena de trazabilidad: Es una cadena de comparaciones ininterrumpidas que empieza con un patrón internacional. Una vez que se tiene el patrón internacional, este se fija como patrón nacional y posteriormente se responsabiliza a una organización o entidad para disponer y mantener trazabilidad con los patrones internacionales.

De tal manera la trazabilidad es necesaria para que los resultados de las mediciones sean comparables en cualquier tiempo y espacio.

Para lograr una comparabilidad entre resultados es necesario que estén referenciados a un patrón, material de referencia o ambos.



La trazabilidad es considerada como un concepto de aseguramiento para garantizar las mediciones, con este fin surge la necesidad de mantenerla principalmente en aplicaciones de transferencia de custodia.

Uno de los principales problemas es mantener y comprobar la trazabilidad en las mediciones de flujo, una manera de mantenerla en los medidores es poner gran cuidado no solamente en los resultados de la calibración del instrumento, sino además opéralos y mantener las condiciones que prevalecieron en la calibración.

Otra manera de mantener esta propiedad metrológica es por medio del uso de patrones de control, estos instrumentos o dispositivos cuya función principal es vigilar el estado de funcionamiento de los patrones de referencia, estos son empleados para detectar cambios que puedan presentarse en los patrones de referencia.

Se requiere que las mediciones realizadas por los laboratorios tengan su trazabilidad metrológica, es decir, que el resultado de una medición cuente con la propiedad de vincularse a una referencia reconocida por medio de una cadena continua y documentada de calibraciones y comparaciones. Cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre declarada de la medición.

Como consecuencia para poder garantizar o poder demostrar los requisitos de exactitud no es suficiente con disponer de un certificado o un informe de calibración.



4.2 REQUERIMIENTOS CONTRACTUALES.

Al querer se vender hidrocarburos a nivel internacional las medición se vuelve más compleja cuando dos o más compañías participantes tratan de pactar la calidad de producto que se está midiendo y de llegar a un acuerdo sobre el pago de acuerdo a la cantidad. Para proteger el interés de cada compañía se hace un contrato que especifica todos los requerimientos de la medición para la entrega del producto final, a continuación se muestran algunos requisitos y especificaciones básicas e importantes que debe contener los contratos:

Definiciones usadas en el contrato.

- 4.2.1. Selección del medidor.
- 4.2.2. Cantidades de material.
- 4.2.3. Propiedades de flujo.
- 4.2.4. Diseño de la estación de medición.
- 4.2.5. Mediciones que se van hacer.
- 4.2.6. Calidad del producto.
- 4.2.7. Precio.
- 4.2.8. Facturación.
- 4.2.9. Condiciones de entrega.
- 4.2.10. Requerimiento gubernamental
- 4.2.11. Tercería.
- 4.2.12. Mantenimiento.
- 4.2.13. Alarmas.
- 4.2.14. Auditorias.
- 4.2.15. Calibración.
- 4.2.16. Procedimiento de operación mantenimiento y medición.
- 4.2.17. Informe de datos de medición.
- 4.2.18. Requerimiento de frecuencia de prueba.

4.2.1.-SELECCIÓN DEL MEDIDOR.

En esta sección se muestra el tipo de medidor a ser usado (de acuerdo a su principio de operación), se dan detalles de las especificaciones de acuerdo a la normatividad que aplique, el tipo de prueba a utilizar, tolerancias, procedimientos para la medición y se especifica el equipo que lo conforma. El medidor tiene que ser capaz de medir el rango para el cual fue calculado además este no debe exceder los límites que se establecieron en el cálculo También se especifica la incertidumbre con la que el medidor debe funcionar.

4.2.2.-CANTIDAD DE MATERIAL.

Se especifica la cantidad de hidrocarburos (líquidos o gases) a ser medido por el vendedor, además se fijan los límites de medición (volumen máximo y volumen mínimo) donde el volumen acordado pueda estar por arriba o por debajo de la cantidad establecida, y además cualquier corrección hecha en la medición es establecida.



4.2.3.-PROPIEDADES DEL FLUJO.

Los materiales son especificados a partir de algunas propiedades del fluido por lo general se toman en cuenta las más básicas como son presión, temperatura, contenido de azufre se comienza a tomar acciones cuando los materiales se encuentre fuera de los límites acordados.

4.2.4.-DISEÑO DE LA ESTACION DE MEDICION.

La propiedad y responsabilidad para el diseño, instalación, mantenimiento y operación de la estación de medición tanto del comprador como del vendedor son tratadas o habladas. Para las estaciones de medición son cubiertos por estándares, referencias específicas a los estándares son hechos.

Para minimizar los errores de flujo en un sistema de medición como se requiere en situaciones de transferencia de custodia, es necesario un estudio completo y el entendimiento de los efectos de varias influencias sobre la exactitud requerida antes de diseñar el conjunto.

4.2.5.-MEDICIONES QUE SE VAN HACER.

En algunas ocasiones las unidades de medición pueden ser mantenidas o pueden variar siempre y cuando se tenga de por medio un acuerdo gubernamental o contractual.

Para las medición de volumen es necesario especificar las condiciones estándar de referencia, como temperatura y presión, las condiciones estándar de referencia de Pemex son: 20°C y 101.325KPa absolutas (1 atmósfera) de acuerdo a lo dispuesto por el Art.57 de los lineamientos técnicos las unidades y las condiciones de referencia, estas deben apegarse a la NOM-008.

Para las mediciones que se van hacer en el algunos contratos de compra-venta o exportación y se haga mención de otras condiciones de referencia y a otras unidades, los elementos que conforman el sistema de medición se deben apegar a la NOM-008, en la cual precisa que las condiciones y unidades deben ser transformadas a las condiciones acordadas contractualmente debiendo quedar así en los en los términos y condiciones del contrato.

4.2.6.- CALIDAD DEL PRODUCTO.

Cualquier producto natural o fabricado puede tener pequeñas y variadas cantidades de material extraído que no es deseable pero cuyas cantidades pueden ser limitadas. La sección de totalidad se define la corrección del comprador y el vendedor, si tal límite es excedido esas especificaciones pueden también incluir precio separados por una de las corrientes, así las cantidades pueden ser delineados para un pago apropiado de la mezcla. Se especifican las características que debe tener el producto por ejemplo contenido de agua máximo, Grados API, poder calorífico y cuando estas no son posibles de cumplir se hacen las penalizaciones correspondientes o en su caso llegar a un acuerdo. El tipo de pruebas que se pueden realizar son: gravedad específica y calidad de gas natural.

4.2.8.-PRECIO.

El precio se fija de acuerdo a la calidad del producto, pero si en este hay medios contaminantes no deseados, esto se puede ver reflejado en una reducción de precio y puede ser permitido en vez de una entrega reducida. Por ejemplo los factores que afecta el precio del producto son: la densidad, el contenido de azufre.



4.2.9.-FACTURACION.

En esta sección se ajusta un límite absoluto para el cálculo de la cantidad con una disposición para corregir errores. Se especifica el procedimiento para la facturación, el periodo de pago y penalizaciones de pagos posteriores.

4.2.10.-CONDICIONES DE ENTREGA.

Algunos requisitos están hechos para estimar la entrega durante las veces en que el medidor este fuera de servicio o registrando inexactitud, el procedimiento y el periodo para resolver estos acontecimientos serán incluidos.

4.2.11.-REQUERIMIENTOS GUBERNAMENTALES.

En este apartado se establecen las especificaciones de dispositivos, equipos y accesorios que intervienen en la medición de hidrocarburos estos parámetros son establecidos por el gobierno y son obligatorios, es necesario cumplir con éstos. De no cumplir con lo establecidos se incurrirá en caras penalizaciones. En México las leyes que rigen son la ley federal de metrología y normalización. Y la comisión nacional de hidrocarburos.

4.2.12.-TERCERIAS.

Se especifica quienes son la compañías que van a participar como intermediarias en el proceso de medición por ejemplo para auditorias, certificadores, etc.

4.2.13.-MANTENIMIENTO.

En esta sección se fija el tipo y la frecuencia con que debe realizarse el mantenimiento preventivo del medidor y los componentes del sistema de medición, este tipo de actividades puede ser tan frecuente como cada semana. Por lo general en este apartado del contrato se especifica que para dar mantenimiento se debe considerar de fácil acceso sobre todo las partes donde se requiera continua calibración, se fija el tiempo y el tipo de mantenimiento que se debe darle al equipo asociado al sistema de medición.

4.2.14.-ALARMAS.

En este apartado se fijan los límites de medición, por si por algún evento se llegan a exceder los límites fijados.

4.2.14.-AUDITORIAS.

Las auditorias son parte necesaria del control de calidad con referencia al reporte de las mediciones totales. En este apartado se fija el tiempo mínimo que debe realizarse este tipo de examen. De acuerdo a los lineamientos técnicos estipulados por la secretaria de energía en el art.95 los sistemas de medición de transferencia de custodia deberán de ser auditados como mínimo una vez al año. La comisión podrá solicitar auditorias adicionales a petición de SHCP o cuando lo considere necesario.



4.2.15.-CALIBRACIÓN.

Se especifica el tiempo en que se debe calibrar el medidor y todos los instrumentos que estén relacionados con el sistema de medición, se precisa si es posible calibrar en línea sin necesidad de desconectar los instrumentos. Se hace las consideraciones pertinentes para poder tomar la decisión en cuanto a, si es necesario que el medidor se lleve a calibrar a un laboratorio, en caso de que el medidor se encuentre como parte del sistema se especifica el tipo de probador a utilizar (bidireccional, tipo pistón o maestro). La frecuencia de calibración se realiza por periodos que van desde mensuales, trimestral semestral o hasta anuales.

4.2.16.-PROCEDIMIENTO DE OPERACIÓN, MANTENIMIENTO Y MEDICIÓN.

Estos procedimientos son una parte fundamental en los contratos entre los asociados y autoridades reguladoras, ya que son una parte esencial del control de calidad donde la validez de las mediciones es crítica para las mediciones en transferencia de custodia. El objetivo de realizar este tipo de procedimientos es validar el sistema de medición completo utilizado para confirmar que lo reportado es lo que se mantiene, así como también cualquier tolerancia de medición requerida por contrato o por una autoridad reguladora.

4.2.17.-INFORME DE DATOS DE MEDICIÓN.

Es fundamental para la industria contar con informes los cuales puedan servir de referencia para prevenir futuros eventos.

En general en esta parte del contrato se especificara el intervalo de tiempo en que se debe realizar los informes por ejemplo: cada dos horas, diario y mensualmente. En algunos casos se especifica los detalles que deben contener los informes por ejemplo: factores de corrección aplicados y datos necesarios para la corrección de factores, valores instantáneos de flujo y todas las señales de instrumentos.

Requerimientos contractuales son verificados por la EMA que es la entidad de acreditación en México y el tipo de evaluación que se realizan en estos casos es una evaluación de conformidad de una norma la cual se basa en normas nacionales o internacionales adecuando lo de acuerdo al país.

4.2.18.-REQUERIMIENTOS DE FRECUENCIA DE PRUEBA.

El tipo de frecuencia debe ser diseñado para darse cada tres meses, cada medio año o cada año. El tipo de requerimientos de frecuencia consiste desde calibración e inspección, u otro tipo de prueba, como gravedad específica, determinación de densidad.

Una manera de verificar que ambas partes están de acuerdo es cuando el comprador envía una factura al vendedor esto quiere decir que ambas partes están satisfechas con ambos resultados.



4.3 .ENTIDADES REGULADORAS.

Es necesario que en los países como, México donde se lleva a cabo intercambio de bienes (como el petróleo) se cumpla con los requisitos establecidos normativos nacionales e internacionales. Es necesario que existan entidades que se hagan cargo de verificar los requisitos necesarios para la medición, además las entidades son responsables de comprobar que los requerimientos contractuales y sobre todo que la normatividad sea aplicada adecuadamente para los sistemas de medición

En México las entidades responsables de verificar que la normatividad se implemente adecuadamente son: el centro nacional de metrología (CENAM) y la entidad mexicana de acreditación (EMA) cada una de estas instituciones tiene sus objetivos principales en las mediciones de transferencia de custodia.

4.3.1. El Centro Nacional de Metrología.

El Centro Nacional de Metrología (CENAM) es el laboratorio nacional en materia de medidas de México. Es un organismo dependiente de la Secretaría de Economía, que se encarga de mantener y establecer en uso de patrones en la mediciones realizadas en México, además se encarga de la hora oficial (los horarios de verano y de invierno).

La misión del CENAM dentro de la sociedad es satisfacer las necesidades metroológicas presentes y futuras estableciendo patrones nacionales de medición, difundir la exactitud por medio de servicios tecnológicos, además desarrolla materiales de referencia, con el fin de incrementar el desarrollo sustentable y la competitividad del país.

El centro nacional de metrología empezó a funcionar el 29 de abril de 1994. Fue creado con el fin de apoyar el sistema metroológico de país.

Las principales funciones de CENAM son:

- Establecer y mantener los patrones nacionales.
- Ofrece servicios metroológicos como calibración de instrumentos y patrones.
- Ofrece certificación de instrumentos.
- Desarrollo de materiales de referencia.
- Cursos especializados en metrología,
- Asesorías
- Venta de publicaciones.

El CENAM es un laboratorio nacional de referencia en materia de mediciones es responsable de establecer y mantener los patrones nacionales, ofrece servicios metroológicos como calibración de instrumentos y patrones de certificación y desarrollo de materiales de referencia.

El CENAM ofrece servicios de calibración, además difunde su exactitud a través de patrones de referencia pertenecientes a laboratorios secundarios que son certificados por la EMA. Este tipo de patrones son generalmente utilizados para calibración en sitio. Organiza pruebas de competitividad para laboratorios, así como pruebas para la evaluación de la conformidad de instrumentos de medición.



Adicionalmente, el CENAM contribuye al desarrollo de la metrología científica, legal e industrial, a través de su participación en diversos comités y grupos de trabajo en organizaciones internacionales de metrología y de normalización

Interactuar de forma complementaria con los laboratorios del país mientras la EMA se encarga de acreditar estos laboratorios secundarios y de emitir un certificado. Demostrar su capacidad técnica por medio de comparaciones internacionales de metrología. Actuar como apoyo científico y técnico.

Los laboratorios de referencia tendrán la misma responsabilidad de un laboratorio de referencia nacional.

4.3.2. LA ENTIDAD MEXICANA DE ACREDITACION (EMA).

La EMA es la Entidad Mexicana de Acreditación, se creó el 15 de enero de 1999, surgió como la primera entidad acreditadora en México en respuesta a los requerimientos globales del libre comercio de la conformidad expresada en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización de 1997.

La misión de la EMA es acreditar organismos de evaluación de la conformidad de que cumplan con la normatividad nacional con responsabilidad social.

La EMA está reconocida a nivel internacional por el Foro Internacional de Acreditación (IAF) y por la Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios (ILAC); demostrando que sus actividades cumplen con normas, guías y directrices aplicables, y que su operación es comparable con entidades a nivel mundial.

El principal objetivo de la EMA

- Es evaluar, acreditar y garantizar la verificación de los laboratorios de entidades
- La verificación de Conformidad de los laboratorios,
- La verificación de unidades (organismos de inspección) y organismos de certificación que cuente con personal capacitado, equipo de calidad y que operando bajo normas vigentes nacionales e internacionales.

Es importante que los países cuenten con entidades que se encarguen de evaluar y verificar la confiabilidad de instrumentos de medición o de laboratorios que realice actividades de medición. Y sobre todo que estas entidades encargadas de estas actividades, tengan contacto cercano con laboratorios y organismos internacionales relacionados con la metrología con el fin de mantener una equivalencia entre patrones nacionales con otros países y por consiguiente, promover la aceptación



CAPITULO V. 5.-OPERACIÓN.

5.1 CALIBRACIÓN DE MEDIDORES.

Para asegurarnos que un nuestro sistema de medición tiene buen desempeño en las operaciones de transferencia de custodia es necesario tener una rutina de calibración y la validación de dicho sistema.

La **Calibración** es simplemente el procedimiento de comparación entre lo que indica un instrumento y lo que "debiera indicar" de acuerdo a un patrón de referencia con valor conocido.

Un **patrón** de medición es una representación física de una unidad de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir uno o varios valores conocidos de una magnitud, para servir de referencia.

Técnicas de calibración

Las técnicas de calibración de los sistemas de medición de flujo de líquidos pueden clasificarse en:

- Gravimétricas
 1. sistemas estáticos de pesado.

- Volumétricas

Las técnicas de calibración en sitio nos permiten calibrar los sistemas de medición bajo las condiciones de instalación y operación del sistema empleando patrones de referencia:

1. Medidores maestros
2. Patrones volumétricos
3. Probadores de desplazamiento positivo

El patrón nacional para flujo de líquidos se fundamenta en el pesado estático de la masa colectada de líquido. La cantidad de líquido colectada por unidad de tiempo es determinada gravimétricamente para definir el flujo másico. El flujo volumétrico que pasa a través de un área de sección transversal en un intervalo de tiempo definido se determina mediante la densidad del líquido.

En México cuenta con una guía técnica en la que se establecen los criterios y requisitos en la calibración de medidores de flujo líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico, probadores de desplazamiento positivo tipo bidireccional, probadores de desplazamiento positivo compactos y medidores de flujo de referencia

5.1.1. Procedimiento general para la calibración de medidores de flujo empleando una medida volumétrica.

Para este procedimiento se cuenta con una Medida volumétrica, en concreto, se va a determinar el volumen contenido en un recipiente, a partir de la pesada del volumen de agua destilada contenida en dicho recipiente.

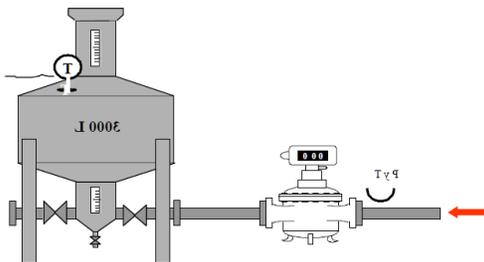
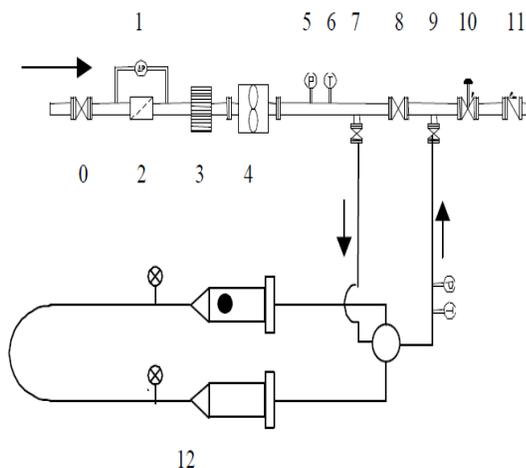


Figura 5.1. Esquema general de la instalación de un medidor de flujo de líquidos cuando se emplea para su calibración una medida volumétrica.

5.1.2 Procedimiento general para la calibración de medidores de flujo con señal de salida digital empleando como referencia un probador bidireccional de desplazamiento positivo.

Para que se pueda llevar a cabo este procedimiento es necesario un equipo de volumen conocido como lo es un probador bidireccional y consiste en hacer pasar el fluido a través del probador, entre los detectores en condiciones de referencia estándar, de temperatura y presión; con el objetivo de que el medidor de flujo sea calibrado en condiciones a las cuales normalmente opera en el sistema de medición.



- 0. Válvula reguladora de presión
- 1. Indicador de presión diferencial
- 2. Sistema de filtrado
- 3. Sistema acondicionador de flujo
- 4. Medidor turbina
- 5. Indicador de presión
- 6. Indicador de temperatura
- 7. Disparo número 1
- 8. Válvula desviadora de flujo
- 9. Disparo número 2
- 10. Válvula reguladora de flujo
- 11. Válvula de bloqueo
- 12. Probador bidireccional

Figura 5 2a. Instalación del probador bidireccional para calibración.



Figura 5 2b Instalación del probador bidireccional para calibración.

5.1.3 Procedimiento general para la calibración de medidores de flujo empleando como patrón de referencia un medidor de flujo(MAESTRO).

A continuación se describe el procedimiento general dado por el CENAM.

I Instrumentos y equipo

- Medidor de flujo de referencia cuya capacidad debe ser igual o mayor al medidor bajo calibración.
- Sensores de temperatura en el patrón y en el medidor, lo más cercanos a los medidores de flujo. Incertidumbre en la medición de temperatura 0,2 °C o mejor. En algunas mediciones de hidrocarburos se recomiendan una incertidumbre de 0,05 °C.
- Sensores de presión en cada uno de los medidores. Incertidumbre en la medición de 0,05 MPa o mejor. En algunas mediciones de hidrocarburos recomiendan una incertidumbre de 0,025 MPa o mejor.
- Cronómetro.

II. Requerimientos

- El medidor de flujo a calibrar debe de ser calibrado con el líquido o líquidos con los que opera normalmente el sistema de medición.
- El medidor de referencia debe estar calibrado con el fluido correspondiente.
- El medidor de flujo debe ser instalado de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- No debe existir vibración o pulsaciones que puedan afectar el comportamiento del medidor de flujo.
- Flujos de prueba. El número de flujos seleccionados puede estar entre 2 y 5 flujos diferentes en el alcance del medidor.

III. Actividades preliminares.

- Verificar la instalación por fugas.

IV. Procedimiento de Calibración.

1. Fijar el flujo de prueba a través de la operación de la válvula instalada a la entrada del medidor bajo calibración.



2. Empleando el indicador del medidor y/o un cronómetro durante la prueba para determinar el flujo.
 3. Inicie las corridas al flujo predeterminado, abriendo la válvula a la salida del medidor de referencia.
 4. Medir el tiempo de la prueba para obtener el flujo de la prueba.
 5. Cuando en el medidor de referencia ha pasado el volumen establecido (tiempo mínimo de la prueba 1,5 s), cerrar la válvula del medidor de referencia.
 6. Durante el tiempo de la prueba registrar la temperatura y la presión del fluido en ambos medidores.
 7. Registrar la lectura de volumen en ambos medidores.
 8. Repetir los pasos del 3 al 7 al menos cinco veces para cada flujo.
 9. Calcular el resultado de la medición (mensurando) e incertidumbre con los datos obtenidos.
- De manera que se describió el procedimiento anterior, los primeros dos procedimientos son muy similares.

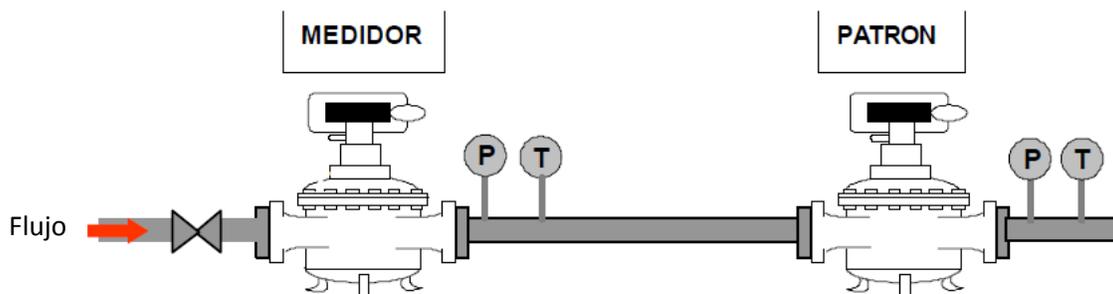


Figura 5.3. Arreglo de la instalación medidor bajo prueba y del patrón de referencia.

Los métodos volumétricos que se describieron anteriormente sirven para determinar el factor del medidor (FM) o el factor K de un medidor de flujo volumétrico para líquidos, utilizando como referencia un patrón volumétrico.

Factor del medidor, FM: Es un factor adimensional por el cual debe multiplicarse la respuesta del medidor para obtener la mejor estimación del mensurando.

Factor K: Es la señal de salida de un medidor de flujo, expresada en número de pulsos por Unidad de volumen.

Para llevar a cabo la calibración de los medidores se han certificado algunos laboratorios por la EMA, realizan su actividad determinando el error en un instrumento para medir así como otras características metrológicas. Como resultado de su actividad los laboratorios de calibración emiten un dictamen o informe de calibración.

Se considera que hay dos modalidades para calibrar:



La primera es enviar el medidor a las instalaciones del laboratorio calibrador donde se realizara la comparación entre el patrón y el instrumento en este caso el medidor de flujo. Aunque esta modalidad es la más utilizada tiene ciertas desventajas como que se requieren largos tiempos para su realización y se corre el riesgo de que en el transporte del medidor sufra daños.

La segunda modalidad es realizar la calibración en sitio. El laboratorio lleva sus patrones de referencia a las instalaciones para realizar la calibración del instrumento o sistema de medición. En esta modalidad el cliente asegura que su instrumento es calibrado en condiciones de operación. El patrón que es transportado hasta las instalaciones debe de cumplir con ciertos requisitos como son de reproducibilidad, robustez, funcionalidad, entre otros.

El resultado de una calibración permite determinar las correcciones con respecto a las indicaciones. Los resultados se registran en un documento llamado certificado de calibración o informe de calibración.

La frecuencia de calibración es responsabilidad de las partes interesadas en el sistema de medición. Los periodos de calibración se establecen sobre la base de los requerimientos contractuales, al tipo de aplicación, a las condiciones de operación y a la experiencia sobre el historial del comportamiento del sistema de medición.

5.2 MANTENIMIENTO.

En las industrias como la del petróleo un punto fundamental es garantizar el funcionamiento regular de las instalaciones y mantener la calidad del producto por lo tanto es necesario hacer uso de procedimientos que ayuden a cumplir con este objetivo.

En la actualidad las actividades de mantenimiento cumple con esta necesidad, este tipo de actividades se ve como una inversión que ayuda a mejorar y mantener la calidad del producto. Por esta razón Pemex realiza planes estratégicos de mantenimiento en sus instalaciones a los elementos que conforma a los sistemas de tuberías.

Para las instalaciones en Pemex se lleva acabo dos tipos de mantenimiento:

El mantenimiento preventivo el cual ayuda a identificar fallas antes de que no puedan ser corregidas o puedan llevar a fallas mayores.

El mantenimiento correctivo se aplica cuando ya ocurrió una falla y es necesario tomar una acción para corregir modificar algún instrumentó o equipo.

El mantenimiento predictivo, el mantenimiento predictivo es aquel que trata de que no ocurra se le da mantenimiento antes de que exista una anomalía.

Por lo antes mencionado podemos resumir que los principales objetivo del mantenimiento son:

- Garantizar el funcionamiento regular de las instalaciones y servicios.
- Evitar que los instrumentos que forman parte de las instalaciones se deterioren.
- Conseguir los objetivos antes mencionados al menor costo posible.



La misión del mantenimiento es implementar y mejorar en forma continua la estrategia de mantenimiento para asegurar el máximo beneficio a los clientes mediante prácticas innovadoras, económicas y seguras.

A continuación se describen las actividades de mantenimiento que se le da a los instrumentos que se encuentran asociado al sistema de medición:

Filtros:

- verificar que no haya fugas entre el medio filtrante y la tubería.
- limpiar el medio filtrante (la canasta).
- Verificar que los empaques se encuentre en buen estado.
- Verificar que los tornillos este reforzados.
- Verificar que el cuerpo del filtro no se encuentre dañado o corroído.
- Verificar que la canasta se encuentra en buenas condiciones, observar que no tengas abolladuras o fisuras si y que no exista ningún tipo de corrosión.

Medidor Coriolis.

- Verificar que no hay fugas o fisuras dentro del tubo Coriolis.
- Verificar que no exista corrosión.
- Pruebas de arranque
- Verificar que los detectores estén funcionando adecuadamente.
- Verificar que el empaque se encuentra en buenas condiciones.
- Verificar que la medición de las tomas de presión son adecuadas.

Tuberías:

- Se debe realizar una inspección visual para verificar que no existan agujeros o fugas en la tubería, por cada determinado tiempo.
- Verificar que la tubería no este corroída
- Remover todos los contaminantes visibles como son: cascarilla de laminación, óxido, grasa y aceite, y otros no visibles, tales como: sales solubles de cloro, hierro, sulfatos y silicatos.
- Verificar la superficie anticorrosiva de la tubería.
- Medición de espesor.
- Medición de franjas y marcas.
- Cuando existen daños mecánicos o imperfecciones superficiales el mantenimiento a seguir es mediante el uso de un sistema de esmerilado.
- En áreas pequeñas con ralladuras y ranuras pueden ser reparadas con soldadura de relleno.

Válvula desviadora de flujo

- Verificar la ausencia de fugas
- Verificar sellos y asientos.

Válvula reguladora de flujo

- Verificar la ausencia de fugas
- Verificar sellos y asientos.



Válvula de bloqueo.

- Verificar empaques y sellos.
- Verificar la ausencia de fugas.
- Verificar que no esté dañado asiento y disco
- Apretar tornillos en uniones.

Válvula de cuatro vías.

- Verificar la ausencia de fugas
- Verificar sellos y asientos.
- Verificación de toma eléctrica.

Válvula reguladora de presión:

- Verificar que no tengan fugas
- Verificar que el empaque de las válvulas este en buenas condiciones.
- Verificar que sus internos no se encuentre desgastados.
- Sustituir parte o piezas exteriores para mantener el buen funcionamiento normal de los equipos.

5.3. AUDITORIAS.

En industrias donde se manejan fluidos tan valiosos como los hidrocarburos para poder mantener una armonía entre las partes que se encuentran involucradas en la mediciones de transferencia de custodia, es necesario hacer uso de una tercería, la cual acuda periódicamente a las instalaciones donde se está realizando la medición y este tercero por medio de un procedimiento de auditor tiene como objetivo verificar que se están cumpliendo las condiciones de operación que se acordaron en el contrató.

La auditoría es un tipo de examen crítico o un proceso sistemático, que consiste en obtener y evaluar objetivamente evidencias con vistas eventuales con propósito de acciones correctivas. De otra manera se puede entender como el control interno de las organizaciones para garantizar la integridad de su patrimonio, la veracidad de su información, el mantenimiento, y la eficacia de sus sistemas de gestión.

Las auditorias pueden ser internas o externas:

5.3.1. Auditorías internas.

Son denominadas como de primera parte ya que estas son realizadas o emitidas por la dirección o sirven para fines internos y sirven de base para la auto-evaluación.

5.3.2. Auditorías externas.

Auditorias por lo general conocidas de segunda o terceras partes. Este tipo de auditorías son generalmente emitidas por compañías que tiene interese por ciertos clientes. En las auditorias de tipo terciarias se obtiene certificados de conformidad de acuerdo a lo especificado en el contrato. La frecuencia de las auditorias en los sistemas de medición deberá ser como mínimo una vez al año La comisión podrá solicitar auditorias adicionales a petición de la SHCP o cuando lo considere necesario.



Para iniciar el proceso de auditoría, se debe seguir los siguientes pasos:

PASOS BASICOS DE AUDITORIA EN LA MEDICIÓN:

1. Se hace la selección del sistema de medición.
2. Se realiza un revisión de términos de contrato, acuerdos, derechos, estándares de equipo, requerimientos de mantenimiento, procedimientos (algunas tercerías tiene como objetivo desarrollar los procedimientos de no contar con estos).
3. Se lleva a cabo una visita en sitio para inspección del equipo (medidores que se encuentran instalados en sitio), de procedimientos de operación y de mantenimiento.
4. Se hace una revisión de registros históricos de mantenimiento como :
 5. Informes diarios de la medición.
 6. Informe de funcionamiento y calibración del probador.
 7. Informes de calibración.
 8. Certificación de los equipos de medición.
9. Determinación de la exactitud de los datos: comparación de volúmenes con equipo de referencia, etc.
10. Revisar las asignaciones para determinar que lo establecido en el contrato es lo que se está usando.
11. Reporte de discrepancias, conclusiones y recomendaciones

Una vez efectuada la auditoría, se levantará un informe, el cual deberá contener:

- a) Resumen del alcance de la auditoría
- b) Resumen de los términos de referencia del auditor
- c) Lista de requisitos auditados
- d) Conclusiones
- e) Recomendaciones

De acuerdo a los lineamientos de la secretaria de energía las auditorias deben concentrarse en los siguientes objetivos:

- I. Parte de la comisión, incrementara la confianza en los sistemas de medición y datos generados y reportados. Las auditorias deberán ser realizadas por personal independiente, imparcial y que cuentan con la capacitación técnica adecuada en el flujo y la calidad de los hidrocarburos líquidos y gaseosos tanto en acción como en operación.
- II. Verificar que la instalación de equipos y sistemas sean con base a los estándares y normas usuales aplicables para la fiscalización de hidrocarburos tanto nacionales como internacionales, incluido su rango de incertidumbre.



- III. Enumerar los factores o no conformidades que son encontrados y que podrían afectar el logro del nivel de la incertidumbre indicado en los lineamientos. Estos deben ser jerarquizados por su impacto potencial y/o severidad de afectación.
- IV. Recomendar cambios en la operación, mantenimiento, diseño, equipos y/o construcción, implementación, procedimientos, manejo, etc., que puedan producir mejoras en el nivel de incertidumbre.
- V. Cuantificar los beneficios en la operación así como los logros en los niveles de incertidumbre que puedan ser alcanzados con la implementación de las diversas recomendaciones.
- VI. Aprovechar el proceso de la auditoría para apoyar y capacitar al personal involucrado en la operación y mantenimiento de los sistemas de medición a fin de asegurar que en el futuro se logren acciones eficientes relacionadas con la administración, supervisión y control de los sistemas.

El auditor necesita tener acceso a toda la información relativa de la medición. Esto incluye las secciones de medición y las definiciones del contrato, informes de pruebas y los informes de inspección de tubos, gas registros chequeos, los datos de transferencia de custodia y cualquier otro tipo de información que se dispone sobre el sistema de medición. Todos los datos disponibles para la medición deben ser puestos a disposición del auditor.

Las auditorías son consideradas como la última oportunidad para asegurar que la medición se está haciendo correctamente.



CAPITULO VI. 6.-EJEMPLO DE APLICACIÓN.

6.1. ESPECIFICACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE ACEITE.

La mezcla de hidrocarburos es extraída de los pozos a través de plataformas de perforación. Una vez extraída la mezcla esta pasa a un cabezal de recolección que se encuentra en una plataforma de producción, en estas plataformas se efectúa la separación (aceite-gas) el equipo utilizado es un separador. Este puede ser de dos fases (líquidos y gas) o tres fases (aceite, gas y agua). Una vez separada la mezcla se envía mediante un equipo de bombeo y se realiza la medición del gas y el aceite, y finalmente los productos son enviados, a los centros de distribución, almacenamiento o refinación.

Para este ejemplo solo se tomara en cuenta la medición del aceite que será enviado a los centros de distribución, almacenamiento o refinación.

Para el aceite que se va a medir se tiene las siguientes condiciones:

6.1.1. Condiciones ambientales.

El sistema de medición se instalará en un ambiente marino, altamente corrosivo por lo que tienen que resistir las siguientes condiciones ambientales:

Variables.	Condiciones.
Intervalo de temperatura:	10°C a 45°C.
intervalo de humedad relativa:	80 a 100%.
Velocidad media del viento:	57 KPH
Velocidad máxima promedio del viento:	140 KPH
Velocidad máxima instantánea del viento:	209 KPH
Precipitación pluvial anual media:	860 mm

Tabla 6.1. Condiciones ambientales.

6.1.2.-Condiciones de operación.

El sistema de medición de flujo, debe ser capaz de operar a las condiciones máximas y mínimas que a continuación se indican:

EN LINEA EN EL CABEZAL GENERAL A LA ENTRADA DEL SISTEMA DE MEDICION.			
Parámetros	Máximo	Normal	Mínimo
Presión	35.4 Kg/cm ²	34.3 Kg/cm ²	29.0 Kg/cm ²
Temperatura	100°C	70°C	60°C
Flujo	225 MBPD	154.3 MBPD	105 MBPD

Tabla 6.2. Condiciones de operación.

Parámetro	Cantidad / unidad
Gravedad específica del aceite	0.81
Densidad API	42.62
Viscosidad de aceite	3.40 cp.@ P y T.
Densidad del aceite	50.7 lb/pie ³ @ P y T.
Agua en aceite	2.93%
Condiciones base	14.7 Psia y 60°F

Tabla 6.3. propiedades del fluido.

6.2.- SELECCIÓN DEL MEDIDOR.

Para llevar a cabo la integración del sistema de medición de líquido es necesario especificar los instrumentos de acuerdo a las condiciones de operación de proceso.

La selección del medidor es la parte central del sistema de medición, una vez elegido el tipo y el tamaño del medidor que se va a usar, se procede a hacer el cálculo de las tuberías y posteriormente, seleccionar los demás instrumentos que integran el sistema de medición. Para la selección del medidor se echó mano del método Barker-Counsell que se describe en el anexo 3 de este trabajo y con el apoyo del Software llamado Rosemount Software - Instrument Toolkit.

Este software es una herramienta que brinda Emerson que es fabricante de medidores de flujo y que se encuentra en su página de internet con el mismo nombre.

A continuación se describe la secuencia que se siguió para introducir datos en el programa y seleccionar el medidor.

1.- El programa pregunta que tecnología se utilizara para iniciar el cálculo. Se eligió la tecnología Coriolis por que tiene una gran exactitud en comparación de los demás medidores que existen en el mercado.

Posteriormente aparece la primera ventana en donde hay que llenar datos generales como: el tipo de aplicación, servicio de fluido, el tamaño del medidor y cual va hacer el uso

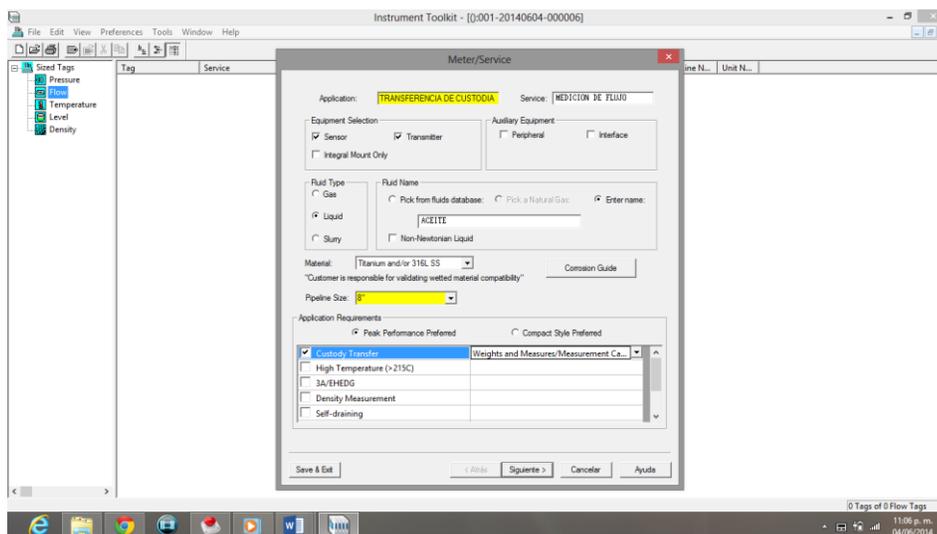


Fig 6.1. Primera ventana para carga datos generales.



2.- El siguiente paso es introducir los datos de las propiedades del fluido.
Para la siguiente venta hay pequeñas ventanas solicitado datos del fluido. Para efectos de descripción considerare cada ventana como pregunta y el dato introducido como respuesta.

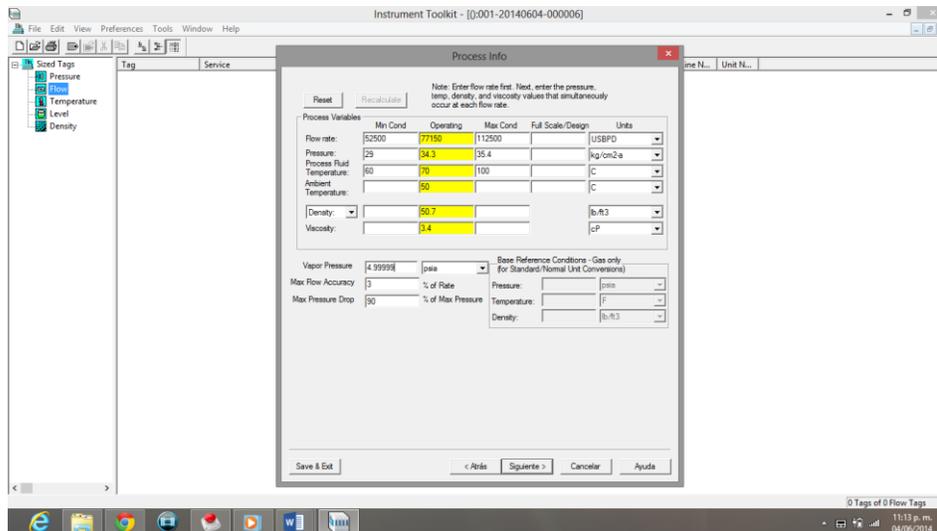


Fig 6.2. Segunda ventana para carga datos de las propiedades del fluido.

¿Cuál va hacer el tipo de aplicación?

R=Aceite amargo.

¿Cuál es el tipo de servicio?

R=Para FE-3111 es el medidor que se está usando

¿Se va a especificar solo el sensor o si también se va especifica el transmisor?

R= para el caso del aplicación solo se eligió que se va a especifica el sensor.

3.-Como siguiente paso pregunta sobre el fluido,

¿Cuál es el nombre del fluido?

Para este caso en particular el fluido es aceite amargo.

¿Cuál es el estado de agregación del fluido?,

R=Liquido.

4.-Posteriormente hay que introducir datos sobre el tipo material que es adecuado para este servicio (el programa trae un apéndice de varios materiales y da la opción de acuerdo al tipo fluido que se eta manejando). El material que se va a utilizar para la medición del aceite amargo va hacer acero inoxidable 316 SS.

¿Cuál es el tamaño del medidor?

Para este primer caso se introducirá un tamaño de 8".para ver el comportamiento de la velocidad en el medidor.



5.-Hay que introducir algunos datos por ejemplo si el medidor necesita cumplir con algún tipo de aplicación específica requerida, en nuestro caso la aplicación sería de transferencia de custodia.

6.-En el siguiente paso hay que darle las variables de proceso como son:

¿Cuál es la presión máxima, normal y mínima?

Para el proceso son: 35.4 Kg/cm², 34.3 Kg/cm² y 29.0 Kg/cm² respectivamente.

¿Cuál es la temperatura máxima, normal y mínima?

Para el proceso son: 100°C, 70°C y 60°C.

¿Cuál es el flujo máximo, normal y mínimo? Para el proceso es:

112500 MBPD, 77150 MBPD y 52500 MBPD. Se considera la mitad de flujo, ya que se está pensando en un sistema de medición con dos medidores y no solo uno.

También hay que darle algunos datos como

Viscosidad, 3.40 cp. @ P y T.

Densidad 50.7 lb/pie³ @ P y T.

Con los datos que se le adicionan al programa este nos arroja varias posibles opciones que pueden servir para el caso de aplicación entre ellos hay que elegir uno.

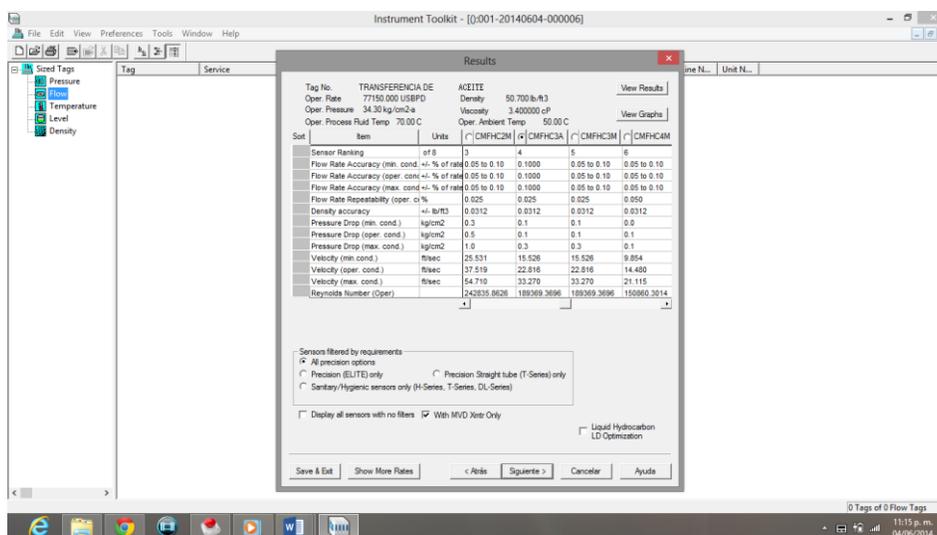


Fig 6.3. Tercera ventana posibles modelos de medidor.

El criterio más importante que hay que considerar para la selección del medidor es la velocidad del flujo en el medidor ya que en la norma NRF-313-PEMEX-2013 la velocidad para líquidos no debe ser superior de 20 ft/s, este es uno de los primeros limitantes para la selección del medidor, sin perder de vista la exactitud, la incertidumbre y la Rangeabilidad ya que estas características juegan un papel, muy importante dentro de las mediciones de transferencia de custodia.

Como se mencionó anteriormente, el programa dio como resultado varias opciones de posibles medidores que pueden cumplir con el servicio requerido para el aceite que tenemos. Se eligió un medidor que no supere las velocidades solicitadas.



El programa nos permite obtener una memoria de cálculo, permitiendo de esta manera compara entre diferentes tamaños de medidores.

De los datos obtenidos por el programa se tiene la siguiente tabla para un medidor de 8"

MEMORIA DE CALCULO					
	Min	Operating*	Max	Design	Units
Flow Rate:	52500.000	77150.000	112500.000		USBPD
Pressure:	29.000	34.300	35.400		kg/cm2-g
Process Fluid Temperature:	60.000	70.000	100.000		C
Ambient Temperature:	10.000	31.000	41.500		C
Density:	50.700	50.700	50.700		lb/ft3
Viscosity:	3.400	3.400	3.400		cP
Gas only	Base Reference Temperature:	F			Density:
	Base Reference Pressure:	psia			
	Base Reference Density:	lb/ft3			
Process Connection:	8-inch ANSI CL600 weld neck raised face flange				
Process Connection Pressure Rating:	86.168	kg/cm2-g			
@ Temperature:	100.000	C			
Flow Rate	USBPD	Mass Flow Accuracy +/- % of Rate	Pressure Drop* kg/cm2	Velocity* ft/sec	Re
112500.000		0.100	0.292	33.270	276138.096
106500.000		0.100	0.263	31.496	261410.731
100500.000		0.100	0.236	29.721	246683.366
94500.000		0.100	0.210	27.947	231956.000
88500.000		0.100	0.186	26.173	217228.635
82500.000		0.100	0.163	24.398	202501.270
77150.000		0.100	0.144	22.816	189369.370
70500.000		0.100	0.122	20.849	173046.540
64500.000		0.100	0.103	19.075	158319.175
58500.000		0.100	0.087	17.301	143591.810
52500.000		0.100	0.071	15.526	128864.445
*All pressure drop and velocity results are based on the process conditions (except flow rate) that are entered in the Operating column.					
Notes:					
Prepared by:		Project ID:	001-20130304-000005		
Instrument Toolkit	Version: 3.0 (Build167C)	Application:	FE-3102-1		

Tabla 6.4 Memoria de cálculo para el medidor de 8".

Para un medidor de 8" se tiene una velocidad de 22.816 ft/s están por arriba del parámetro permitido por la NRF-313-PEMEX-2013.

La tabla anterior nos lleva a hacer un nuevo cálculo para un medidor mayor. Repitiendo el mismo procedimiento que para el medidor de 8".



La siguiente memoria de cálculo es para un medidor de 10”.

MEMORIA DE CALCULO						
Fluid:		ACEITE				
Fluid State:		Liquid				
Mass Flow Accuracy at Operating. Flow (+/- % of Rate): 0.10000						
Density Accuracy at all Rates (+/-):		0.03120 lb/ft3				
Pressure Drop at Operating Flow:		0.06386 kg/cm2				
Sensor Minimum Pressure at operating conditions:		kg/cm2-g				
Velocity at Operating Flow:		14.48007 ft/sec				
		Min	Operating*	Max	Design	Units
Flow Rate:		52500.000	77150.000	112500.000		USBPD
Pressure:		29.000	34.300	35.400		kg/cm2-g
Process Fluid Temperature:		60.000	70.000	100.000		C
Ambient Temperature:		10.000	31.000	41.500		C
Density:		50.700	50.700	50.700		lb/ft3
Viscosity:		3.400	3.400	3.400		cP
Gas only	Base Reference Temperature:	F			Density:	
	Base Reference Pressure:	psia				
	Base Reference Density:	lb/ft3				
Process Connection:		10-inch ANSI CL600 weld neck raised face flange				
Process Connection Pressure Rating:		86.168 kg/cm2-g				
@ Temperature:		100.000 C				
Flow Rate	USBPD	Mass Flow Accuracy +/- % of Rate	Pressure Drop* kg/cm2	Velocity* ft/sec	Re	
112500.000		0.100	0.129	21.115	219984.237	
106500.000		0.100	0.116	19.989	208251.745	
100500.000		0.100	0.104	18.863	196519.252	
94500.000		0.100	0.093	17.736	184786.759	
88500.000		0.100	0.082	16.610	173054.267	
82500.000		0.100	0.072	15.484	161321.774	
77150.000		0.100	0.064	14.480	150860.301	
70500.000		0.100	0.054	13.232	137856.789	
64500.000		0.100	0.046	12.106	126124.296	
58500.000		0.100	0.039	10.980	114391.803	
52500.000		0.100	0.032	9.854	102659.311	
*All pressure drop and velocity results are based on the process conditions (except flow rate) that are entered in the Operating column.						
Notes:						
Prepared by:		Project ID:		001-20130304-000005		
Instrument Toolkit		Version: 3.0 (Build167C)		Application: FE-3102-1		

Tabla 6.5 Memoria de cálculo para el medidor de 10”.

Para un medidor de 10” se tiene una velocidad de 14.480 ft/s están por abajo del parámetro permitido por la NRF-313-PEMEX-2013.

La tabla anterior nos lleva a seleccionar este medidor de 10” que cumple con los requerimientos normativos.

Una vez elegido el tamaño del medidor se procede a hacer el cálculo para el tamaño de las tuberías de sistema de medición.

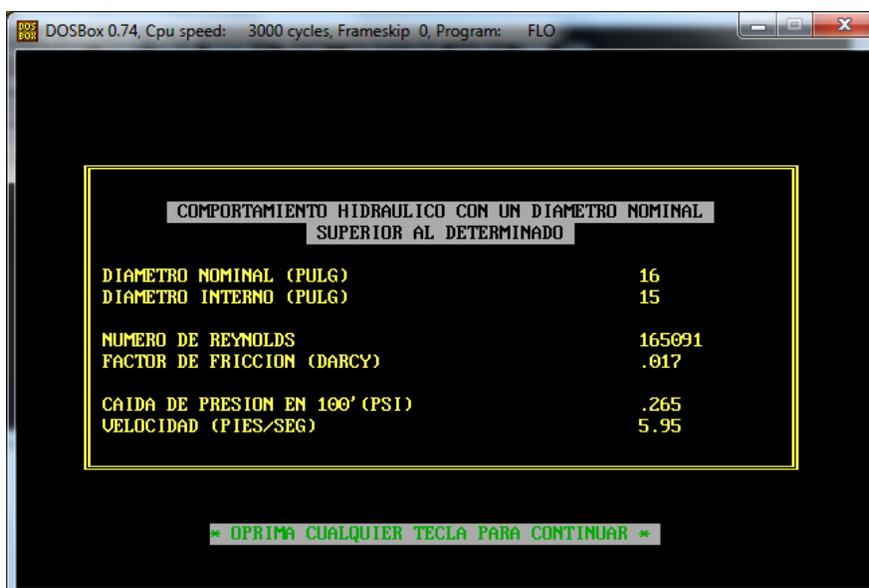


Para el dimensionamiento de las tuberías del sistema de medición en plataformas, se toma como criterio del API-14E, en el cual dice que la velocidad permitida en una tubería a la salida de un sistema de bombeo debe ser de 6-9ft/s.

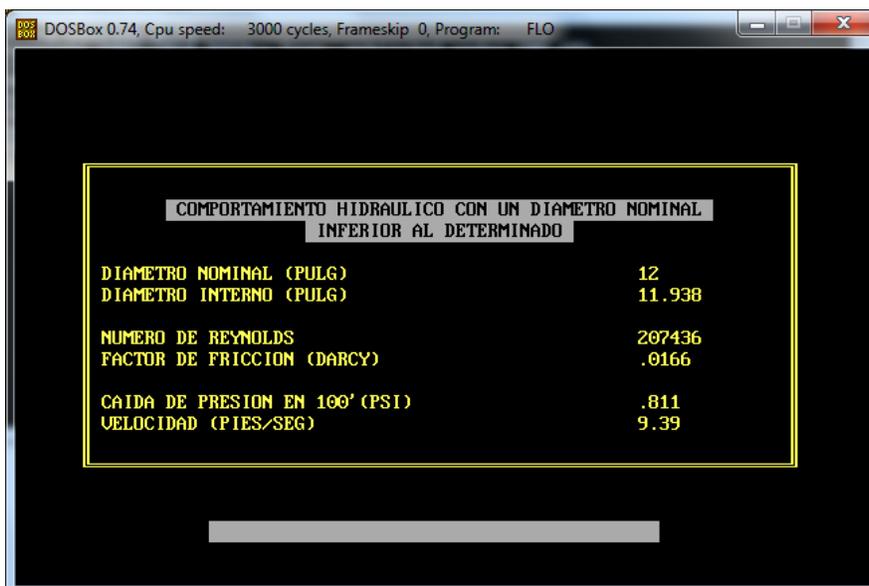
Se utilizó el programa DOS Box.

Para este caso se introducen datos del flujo que se está manejando que sigue siendo 112500BPD el mismo flujo que se utilizó para calcular el medidor. Y se utiliza como restricción la velocidad de la tubería no mayor a 9 ft/s.

La primera corrida nos da el tamaño de tubería de 16" con una velocidad de 5.95 ft/s. Aunque está dentro del parámetro se probará con un diámetro más pequeño. Ya que hay que considerar los costos de la tubería y accesorios que se van a incluir en esta.



La siguiente corrida nos da el tamaño de tubería de 12"



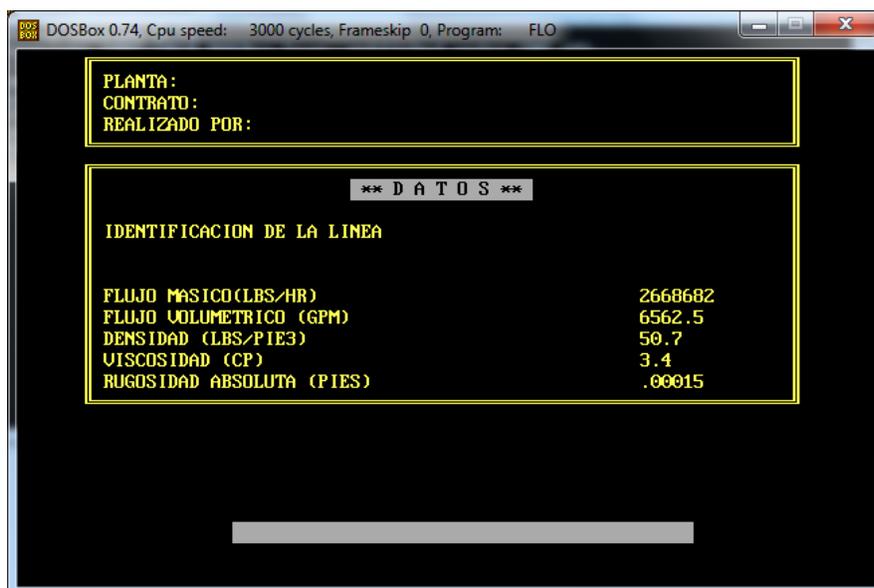


Para este caso tenemos una velocidad de 9.39 ft/s. Aunque ambos tamaños de medidores cumplen con la normatividad con respecto a la velocidad, se tiende hacia la segunda opción ya que la tubería de entre más grande es más costosa.

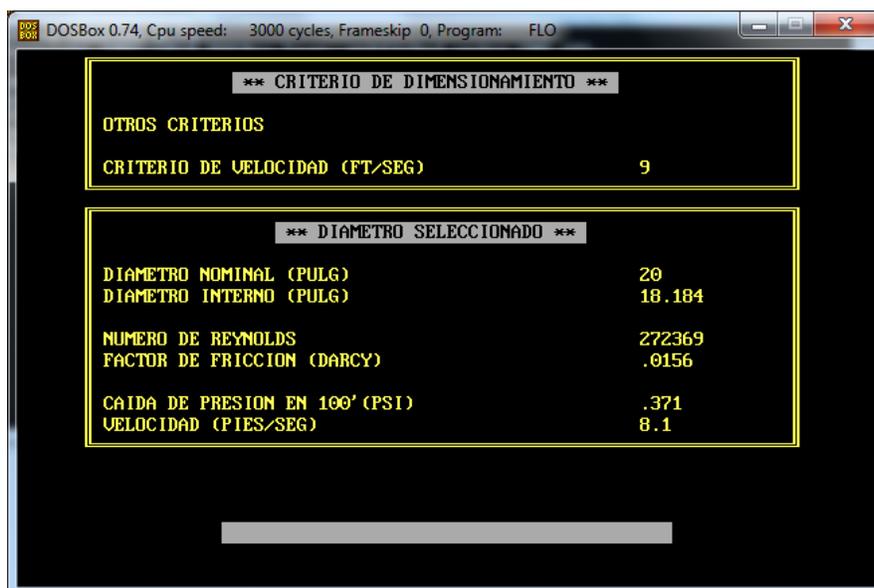
La tubería para el sistema de medición va hacer de 12”.

Por último se procede hacer el cálculo del tamaño de los cabezales de entrada y salida del sistema de medición.

En este caso se introducen nuevamente los datos del fluido pero en esta ocasión se considera todo el flujo de 225000 BPD que es la llegada del fluido. En este caso es necesario pasa las unidades a GPM. Por lo tanto el fluido es de 6562.5 GPM



La primera corrida nos da el tamaño del cabezal de 20”.





Con una velocidad de 8.1. ft/S aunque la velocidad este dentro de los parámetro hay que tener en cuenta que el tamaño de la tubería es grande y el costo se eleva y además va llevar accesorios, lo cual incrementa su costo.

Se realizara un cálculo para una tubería menor.

```
DOSBox 0.74, Cpu speed: 3000 cycles, Frameskip 0, Program: FLO

COMPORTAMIENTO HIDRAULICO CON UN DIAMETRO NOMINAL
INFERIOR AL DETERMINADO

DIAMETRO NOMINAL (PULG)          18
DIAMETRO INTERNO (PULG)         16.876

NUMERO DE REYNOLDS              293479
FACTOR DE FRICCION (DARCY)      .0155

CAIDA DE PRESION EN 100' (PSI)  .535
VELOCIDAD (PIES/SEG)            9.4

* OPRIMA CUALQUIER TECLA PARA CONTINUAR *
```

Para esta segunda corrida se tiene una tubería de 18” y la velocidad está muy cerca de la permitida con 9.4 ft/s.

Por la velocidad y por el costo de la tubería y los accesorios se tiene por esta opción.

El tamaño de s cabezales del sistema de medición va hacer de 18”.

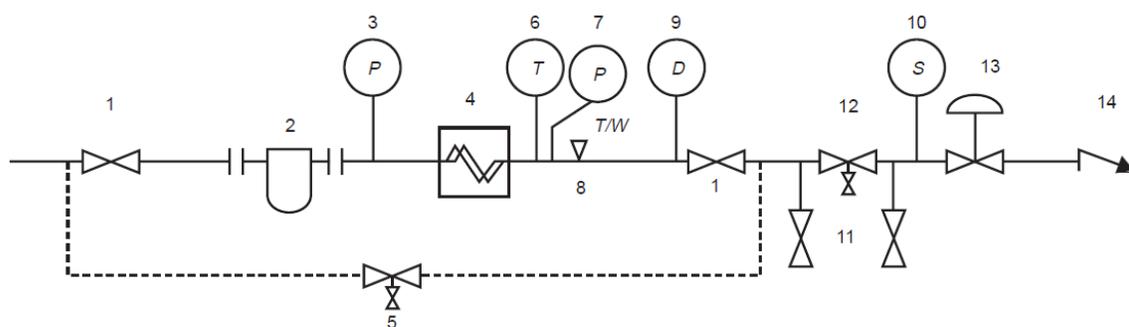
Resumiendo los resultados anteriormente tenemos:

- Dos medidores de flujo de 10”.
- El tamaño de tuberías donde van a estar instalados los medidores va hacer de 12”.
- El tamaño de los cabezales del sistema de medición van hacer de 18”.

A continuación se especificara los componentes del sistema de medición y sus características mínimas que debe tener cada uno de ellos.

6.3. ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DEL SISTEMA DE MEDICIÓN.

6.3.1. Los componentes del sistema de medición.



- | | |
|----------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------|
| 1. Block valve | 8. Test thermowell (optional) |
| 2. Strainer/air eliminator (optional) | 9. Density measurement/verification point |
| 3. Pressure indicating device (optional) | 10. Manual sample point or autosampler (optional) with probe |
| 4. Coriolis meter | 11. Proving connection, block valves |
| 5. Meter bypass (optional) with block and bleed valve or blind | 12. Block and bleed isolation valve for proving/zeroing |
| 6. Temperature indicating device | 13. Control valve (as required) |
| 7. Pressure indicating device | 14. Check valve (as required) |

Note: All sections of line that may be blocked in must have provisions for pressure relief.

Fig. 6.4 Dibujos típicos de un sistema de medición de acuerdo a la API.5.6

El esquema anterior tomado del API 5.6 nos da la recomendación típica de los sistemas de medición que se utilizan con la tecnología tipo Coriolis y teniendo en cuenta los componentes que se describen en el capítulo 3, la norma cumple y por lo tanto se tomara de referencia para especificar nuestro sistema de medición.

Para desarrollar este punto es necesario tomar como referencia el diagrama de tuberías e instrumentación PB-LIT-002 (Sistema propuesto para la medición de aceite), en el cual está conformado por los siguientes accesorios como mínimo:

- -Un (1) cabezal general de entrada de 18".
- -Dos (2) tubos de medición, cada uno de ellos incluye filtro, medidor de flujo tipo Coriolis, transmisor de presión.
 - Transmisor de temperatura.
 - Transmisor de densidad.
 - Transmisor de corte de agua.
 - Indicador de presión.
 - Indicador de temperatura.
 - Válvula de control de flujo.
 - Válvula motorizada.
- -Uno (1) cabezal de desvío de 16" hacia el medidor maestro con válvula motorizada.
- -Un medidor maestro, el cual incluye medidor de flujo tipo Coriolis, transmisores de presión, temperatura, densidad, corte de agua, válvula de control de flujo y válvula motorizada.
- -Un cabezal recolector de drenajes de 4".

Para cada uno de los instrumentos que conforma el sistema de medición se deben tenerse en cuenta ciertas características que son consideradas como mínimas, para que este sea adecuado en su desempeño.



6.3.2.- Medidor de flujo tipo Coriolis.

Medidor de flujo másico para líquido formado por un sensor con tecnología Coriolis y un transmisor basado en microprocesador con las siguientes características:

- El sensor debe medir flujo másico, flujo volumétrico, densidad y temperatura de manera directa.
- El sensor debe contar con una exactitud de $\pm 0.15\%$ o mejor en todo el rango de medición para líquidos. Esta exactitud es fijada por las partes que interviene en el contrato o se toma el valor de mayor exactitud de los fabricantes.
- Los sensores del medidor son tubos estos deben de acero inoxidable 316 con cubierta de acero inoxidable 316 y conexión de 10". Este material puede variar para resistir las característica del fluido.
- El transmisor debe contar con una tecnología de procesamiento multivariable dando un mejor desempeño en la medición, y un mejor tiempo de respuesta.
- La caja de la electrónica del transmisor debe ser a prueba de intemperie, humedad, corrosión y polvo para áreas peligrosas.
- El transmisor debe contar con pantalla local, con caracteres alfanuméricos para desplegar simultáneamente las salidas de flujo másico, flujo volumétrico, flujo total, densidad, y temperatura además de contar con un puerto para comunicación en protocolo Modbus RTU para efectos de diagnóstico y configuración desde el computador de flujo.
- Los transmisores podrán ser instalados en pedestales de instrumentos, por lo que deben contar con accesorios para montaje en yugo de 2".

Para la especificación de los instrumentos

6.3.3.- Indicadores de presión.

TABLA.6.6. Especificación de indicador de presión.	
Elemento de tipo:	Bourdón de acero inoxidable 316.
La carátula:	Debe ser blanca con caracteres negros de 4 1/2" con doble escala en (Kg/cm ² psig).
La exactitud mínima:	Debe ser de $\pm 0.5\%$ de la escala total.
Caja de fenol:	Con cristal inastillable llena de líquido de silicón.
Sello químico:	Con diafragma y brida inferior de Hastelloy-C, brida superior de acero inoxidable 316.
Rango:	De 0-70 Kg/cm ² .

6.3.4- Indicadores de temperatura.

TABLA.6.7. Especificación de indicador de temperatura.	
Elemento sensor:	Tipo bimetalico.
Montaje.	En termopozo
Termopozo tipo :	Cónico de material Hastelloy-C.
Conexión a proceso:	1 1/2".
Carátula:	De ángulo variable blanca con caracteres negros de 5" con cristal inastillable.
La exactitud mínima:	Debe ser de $\pm 0.1\%$ de la escala total.
Rango:	De 10-150 °C.



6.3.5.-Transmisor de temperatura.

TABLA. 6.8. Especificación de transmisor de temperatura.	
El Elemento sensor de tipo	RTD de platino 100 Ohms
Montaje en:	Termopozo.
Termopozo tipo:	Cónico de acero inoxidable 316.
Conexión a proceso:	1 1/2".
Transmisor electrónico de tipo:	Inteligente con indicación digital, montado sobre el sensor
La exactitud mínima	Debe ser de $\pm 0.1\%$ del span o mejor.
Estabilidad	De $\pm 0.25\%$ del "span".
Rango	0-150 °C.
Señal de salida:	De 4 A 20 mA @ 24 VCD y con un protocolo de comunicación estándar última revisión.
La caja del transmisor.	Debe ser de aluminio libre de cobre

6.3.6.- Transmisor de presión.

TABLA.6.9. Especificación de transmisor de presión.	
Elemento sensor tipo	Diafragma de material Hastelloy-C.
La exactitud mínima:	Debe ser de $\pm 0.075\%$ del "Span" o mejor.
La estabilidad :	De $\pm 0.15\%$ del "span".
Conexión a proceso :	De 1/2" NPT.
Material de la conexión a proceso y bridas	Debe de ser de material Hastelloy-C
Tipo de Electrónica:	Inteligente con indicación digital.
Rango calibrado:	0-70 Kg/cm ²
Señal de salida	De 4 A 20 mA @ 24 VCD y Protocolo de comunicación estándar última revisión.
La caja del transmisor	Debe ser de aluminio libre de cobre.
Accesorios para	Montaje en yugo de 2".

6.3.7.- Transmisor de densidad.

TABLA. 6.10. Especificación de transmisor de densidad.	
Elemento sensor tipo	Diapasón vibratorio de acero inoxidable 316L.
Exactitud	De ± 0.001 gr/cm ³ o mejor.
Repetibilidad.	De ± 0.0001 gr/cm ³ o mejor
Conexión a proceso:	De 2".
Rango:	De 0-3 gr/cm ³ .
Señal de salida	De 4 a 20 mA.
Alimentación eléctrica:	De 24 VCD
La caja del transmisor	Debe ser de aluminio libre de cobre.



El sensor debe contar con un mecanismo tipo retráctil para inserción y retracción sin detener el proceso de acero inoxidable 316, con conexión a proceso mediante válvula de bola de paso completo de 2".

6.3.8 Transmisor de presión diferencial.

TABLA. 6.11. Especificación de transmisor de presión diferencial.	
Elemento sensor tipo :	Diafragma de material Hastelloy-C.
Exactitud mínima debe ser:	De $\pm 0.075\%$ del "Span" o mejor.
Estabilidad :	Debe ser de $\pm 0.15\%$ del "span".
Conexión a proceso:	De 1/2" NPT.
Material de conexión a proceso y bridas	De material Hastelloy-C.
Electrónica de tipo :	Inteligente con indicación digital de la variable de proceso.
Rango de calibración:	0-5 PSI.
Señal de salida:	De 4 a 20 mA. @ 24 VCD y Protocolo de comunicación estándar ultima revisión.
La caja del transmisor:	Debe ser de aluminio libre de cobre.
Accesorios:	Para montaje en yugo de 2".

6.3.9.- Tubería y accesorios.

El tipo de material para las tuberías y accesorios debe ser apropiada para este servicio (en este caso para el ejemplo de aplicación es aceite amargo).

Para las tuberías el material apropiado es el acero al carbón, estas debe ser sin costura y con aislamiento (el aislamiento debe ser como lo indica la NRF-034 PEMEX).

- Las conexiones y accesorios deben ser de acero ASTM A-234 WPB.
- Las conexiones bridas deben ser de acero al carbón forjado ASTM A-105.
- Los empaques semimetálicos deben ser de 1/8" de espesor con cinta de acero inoxidable 316 enrollados en espiral sobre grafito puro
- Las secciones de tuberías y accesorios deben estar de acuerdo a los siguientes materiales: tubería de acero al carbón sin costura con aislamiento de acuerdo con el numeral 8.5.5.1 de la NRF-034-PEMEX-2004, conexiones y accesorios de acero ASTM A-234 WPB, conexiones bridadas ANSI, de acero al carbón forjado ASTM, empaques semimetálicos de 1/8" de espesor, cinta de acero inoxidable 316 enrollada en espiral sobre grafito puro flexible de acuerdo a API 601 para uso con bridas ANSI/ASME, espárragos de acero ASTM y tuercas hexagonales de acero.

Los cabezales generales deben ser de 20" y los tubos de medición de 16".

Los tubos de medición deben contar con válvulas esféricas de seccionamiento de paso completo, de doble sello, cuerpo soldado, asiento de teflón, diseño a prueba de fuego, cuerpo ASTM A216,



bola de acero al carbón forjado, montada sobre muñón, chapada con níquel electroless, operada con engranes.

La toma de proceso para el transmisor e indicador de temperatura debe ser una brida de cuello largo de 1 1/2".

Las conexiones para instrumentos de presión debe ser nipolet extremo plano de 3/4".

La toma de proceso para el sensor de contenido de agua debe ser una brida de cuello largo de 2".
La toma de proceso para el densitómetro debe ser una brida de cuello largo de 2".

La tubería dentro del sistema debe ser protegida contra deformaciones por cargas externas mediante soportes adecuados.

Las superficies externas de la tubería y accesorios deben limpiarse y pintarse con un recubrimiento anticorrosivo adecuado para el Ambiente en donde se va a instalar, de acuerdo a lo especificado en la Norma de Referencia NRF-053-PEMEX-2006.

6.3.10.- Filtro.

El filtro de tipo canasta, debe tener internos adecuados para remover partículas que puedan dañar el medidor de flujo o causar error en la medición, de acuerdo a las siguientes características:

El cuerpo del filtro tiene que ser de acero al carbón, el material de los internos debe ser de acero inoxidable 316, con conexiones de 16".

El filtro debe tener una tapa superior bridada para reemplazo y/o mantenimiento de los internos del filtro.

El filtro debe suministrarse con las conexiones para, válvulas, preparaciones para drene de 2" y venteo de 1".

El contratista proporcionará en su cotización el tamaño de orificio del elemento filtrante.

El filtro debe incluir válvula de seguridad con cuerpo de acero al carbón e internos de acero inoxidable 316 adecuados para servicio amargo operadas por fuelles balanceados, con conexiones bridadas.

La superficie externa del filtro debe limpiarse y pintarse con un recubrimiento anticorrosivo adecuado para Ambiente a instalar, utilizando el sistema la NRF-053-PEMEX-2006.

6.3.11.- Válvulas de control.

Las válvulas de control deben ser especificadas de acuerdo con la NRF-163-PEMEX-2006.

La válvula debe ser de tipo mariposa, con cuerpo de acero al carbón, con internos de acero inoxidable adecuados para servicio amargo.

El cuerpo de la válvula debe estar diseñado para conexión entre brida.



La dirección del flujo a través de las válvulas debe estar claramente indicada con una flecha marcada en el cuerpo de la misma.

Las válvulas de control deben tener un actuador neumático con cierre a falla de suministro neumático.

El actuador debe ser neumático y debe estar de acuerdo a las especificaciones de la NRF-152-2006.

Las válvulas de control deben ser suministradas con posicionador electro-neumático, con señal de entrada 4 A 20 mA. @ 24 VCD y un Protocolo de comunicación de tipo estándar, última revisión y deben de tener señal de salida neumática.

Para el dimensionamiento de las válvulas de control, el C_g normal debe estar comprendido en el rango de la abertura que se describe en los incisos para las siguientes características:

- a) Igual porcentaje, entre el 60-80% de abertura.
- b) Lineal, entre el 40-70% de abertura.
- c) Apertura rápida, entre el 20-40% de abertura.
- d) En ningún caso el flujo máximo debe sobrepasar el 90% de abertura de la válvula.
- e) La válvula de control debe tener niveles de ruido menores de 85 db medidos a 3.0 metros de la válvula.

6.3.12. Válvulas motorizadas.

Los tubos de medición deben contar con válvulas de seccionamiento y desvío esféricas de paso completo, cuerpo soldado, asiento de teflón, diseño a prueba de fuego, montada sobre muñón, chapada con níquel, operadas con actuador eléctrico.

El cuerpo de la válvula debe ser de tipo bola, de material acero al carbón forjado, la válvula debe de suministrarse con un aislamiento para protección al personal, de acuerdo al numeral 8.5.5.1 de la NRF-034-PEMEX-2004.

El actuador debe tener comunicación con el computador de flujo, para la indicación de apertura-cierre de la válvula y debe contar con control remoto de la misma, así el monitoreo mediante interruptores del actuador y de la válvula podrán ser ajustados en campo en el cierre o apertura de la válvula.

Dos interruptores para indicación la posición de la válvula e interruptores de par, los cuales deben ser ajustables en campo en el cierre o apertura de la válvula, los interruptores de par deben parar el motor cuando se desarrolle un par mayor a lo normal en cualquier dirección del viaje. Adicionalmente el actuador debe contar con indicador local de posición de la válvula.



Se requiere un dispositivo de mando que permita seleccionar el control: local-remoto –fuera de servicio este dispositivo debe ser(a base de llave-chapa para habilitar/inhabilitar su acceso).

El motor eléctrico de arranque debe ser suministrado con 440 Volts, 60 Hz, 3 fases; debe tener un transformador de 440 VCA a 120 VCA con fusible de protección integrado.

Botonera local que permita apertura-paro-cierre de la válvula; dispositivos de protección automática para el motor si la válvula: se atora, el motor se calienta, falla alguna de las fases en el suministro eléctrico.

El torque/empuje mínimo desarrollado por el actuador debe ser del 110% del requerido para actuar la válvula a la misma presión diferencial., el torque/empuje máximo desarrollado por el actuador no debe ser mayor del permitido por la válvula.

Los botones, luces piloto u otros accesorios eléctricos que se utilicen, deberán ser para trabajos pesados y a prueba de explosión.

El actuador deberá tener conexión separadas de los elementos eléctricos de tal forma que garanticen la protección contra la corrosión y la humedad. También debe contar con volante manual.

La instrumentación en general debe tener un acabado apropiado para resistir un ambiente húmedo, corrosivo y/o salino.

Todos los instrumentos suministrados e instalados deben contar con una placa de identificación de acero inoxidable adherido (remachada) en forma permanente .En la placa se deben incluir, al menos, los siguiente Identificación.

- Servicio.
- Suministro eléctrico (cuando se requiera).
- Rango.
- Marca/modelo.
- Número de serie.

6.3.13. Computador de flujo.

El paquete de medición de aceite debe incluir dos (2) computadores de flujo, cada uno de ellos debe contar con las siguientes características:

- Microprocesador de 32 bits como mínimo
- Velocidad de 50 MHz.
- Memoria DRAM de 32 MB
- Memoria SRAM de 2 MB.
- 15 entradas analógicas de 4-20 mA/con protocolo de comunicación estándar última versión con resolución de 16 bits como mínimo.



- 4 salidas analógicas de 4-20 mA con resolución de 12 bits como mínimo.
- 16 entradas digitales a 24 VCD.
- 12 salidas digitales a 24 VCD.
- 4 entradas de pulsos de 0-10 KHz.
- 3 entradas de frecuencia de 0-10 KHz.
- Puertos de comunicación serial.
- Pantalla de cristal líquido con teclado alfanumérico y botón de navegación, para indicación de las variables de proceso y totalización en unidades de ingeniería para montaje al frente del gabinete.
- El Suministro eléctrico será de 120 VCA @ 60 Hz, por lo que el computador debe contar con dos fuentes de alimentación a 24 VCD. Además también se debe contar con una alimentación apropiada para el computador de flujo y para los medidores de flujo, transmisores de densidad y de corte de agua.

Los computadores de flujo serán instalados en la parte frontal de un gabinete, los cuales serán ubicados dentro del cuarto de control, por lo que las dimensiones del gabinete deben estar de acuerdo con al área asignada en el cuarto de control.

El gabinete debe ser de acero inoxidable 316. Los gabinetes deben tener acceso a los equipos y accesorios contenidos mediante puertas de acceso ubicadas en la parte frontal. La acometida de los cables debe ser por la parte inferior del gabinete, el cual debe contar con terminales apropiadas para permitir la interconexión con la instrumentación de campo, accesorios para anclaje al piso.

Adicionalmente Los computadores de flujo deben contar con dos puertos para enlazarse en forma redundante mediante un protocolo de comunicación estándar con el Sistema Digital de Monitoreo y Control (SDC).

Se debe considera un placa de identificación sujeta en forma permanente con leyendas en acrílico blanco y letras en color negro.

La programación/configuración de los computadores de flujo y los cambios en los parámetros de la unidad de procesamiento se debe de realizar mediante un lenguaje de fácil operación y entendimiento trabajando en ambiente Windows mediante la Estación de Configuración/Operación. Estos deben de estar de acuerdo a (IEC 61131-3).

Los computadores de flujo deben contar con el software para ejecutar los cálculos de medición de flujo de aceite con compensación utilizando el capítulo 11.1 del API. Además debe contener una base de datos para almacenar históricos y alarmas.



Las señales analógicas deben estar separadas de las señales digitales por una placa interna metálica o (una división) para su separación entre estas.

La caja debe contar con cuatro acometidas, en la parte inferior dos para la interconexión entre la caja del paquete de medición y el computador de flujo ubicado en el cuarto de control se deben dejar dos acometidas libres.

La caja de interconexión debe instalarse en los límites del patín estructural. Además esta debe de contar una placa de identificación al frente, en fondo negro y caracteres blancos (sin adhesivos).

6.3.16. Base estructural.

El paquete de medición de aceite debe estar soportado en una base estructural con orejas para el izaje y pernos de anclaje, placa base debe ser de acero. Se le debe aplicar a la base estructural una limpieza de superficie y protección anticorrosiva de acuerdo a la NRF-053-PEMEX-2006.

6.3.17. Generalidades.

El cliente debe estar presente en todo el desarrollo del proyecto, por lo que el contratista debe proporcionar todas las facilidades necesarias (servicio telefónico, servicio secretarial, servicio de cómputo, etc.), durante la estancia en sus instalaciones sin costo adicional.

6.3.18. Aseguramiento de calidad.

El contratista debe tener certificación de calidad vigente para garantizar la calidad de los productos y servicios cotizados (como el ISO 9000).

El contratista debe utilizar sus programas y procedimientos estándares de aseguramiento de calidad para este tipo de sistemas. El contratista debe enviar su programa de aseguramiento de calidad junto con su cotización para aprobación y/o comentarios al cliente.

El cliente debe tener acceso a todos los documentos de aseguramiento de calidad y otros registros que documenten el diseño, pruebas e integración del sistema (la toma de fotografías se debe permitir para registrar el avance de fabricación).

6.3.19. Pruebas.

Las principales pruebas testificales que se requieren para la aceptación del sistema son:

- Prueba de aceptación en Fábrica (FAT).
- Pruebas pre operacionales y de funcionamiento en sitio de instalación.

Es requisito indispensable que el cliente le envíe al contratista la descripción y los formatos de los protocolos para la pruebas, estos deben ser enviados por escrito por lo menos 30 días antes de la fecha programada del inicio de pruebas

Las pruebas de aceptación deben ser cotizadas considerando su costo total como paquete, incluyendo personal y equipo necesario.

6.3.20. Prueba de aceptación en fábrica (FAT).

La finalidad de realizar pruebas es demostrar que la operación de los componentes del sistema de medición es adecuada y verificar que las interconexiones son correctas.



La prueba se realizará usando equipos y técnicas de simulación apropiadas proporcionadas por el contratista. Permitiendo la intervención del personal.

Antes de proceder a realizar cualquier prueba, el proveedor debe garantizar que todos los componentes estén completos, identificados y correctamente conectados a fin de probar en forma integral todo el sistema, cualquier desviación de este punto debe ser notificado por escrito al contratista, el cual se reservará el derecho del decidir el inicio de las pruebas.

Después de que el sistema se ha probado satisfactoriamente durante el FAT, el equipo podrá embarcarse con un documento de liberación que autorizará al personal del cliente y el contratista.

6.3.21. Prueba pre-operacionales y de funcionamiento.

El proveedor debe realizar una prueba pre-operacional del sistema tan pronto como este haya sido instalado en sitio, esta prueba debe ser una versión similar a la prueba de aceptación en fábrica, utilizando las señales de campo, el objetivo es demostrar la exactitud de los componentes, así como también verificar la adecuada operación del sistema completo y que todo el equipo y accesorios este física y funcionalmente correcto.

6.3.22. Preparación para embarque.

El contratista es responsable del embalaje, embarque y transportación de todos los equipos y accesorio al sitio, de acuerdo a su programa de trabajo. Todos los equipos y componentes que lleguen dañados al sitio de instalación, deben ser reemplazados por el contratista sin costo alguno para el cliente y en un lapso de tiempo que no afecte al programa de trabajo por lo que el contratista debe de utilizar sus estándares de empaquetamiento y embarque para una transportación segura.

6.3.23. Capacitación de personal.

El contratista debe incluir en su cotización los cursos de capacitación teórico-práctico del personal. Considerar cursos con prácticas para el manejo, operación y mantenimiento de cada uno de los dispositivos y equipos del sistema de medición.

Una vez terminado el curso, si este no cumple con las expectativas de entrenamiento, el contratista debe repetir el curso de capacitación, sin costo adicional.

La contratista debe considerar los elementos necesarios para permitir que el personal operativo, técnico y de ingeniería del cliente obtenga las habilidades y conocimientos necesarios respecto a la operación y mantenimiento del sistema, por lo que el fabricante debe considerar impartir mínimo los siguientes cursos:

- Curso de operación.
- Curso de mantenimiento.

6.3.24. Servicio de asistencia técnica.

La contratista debe incluir dentro de su propuesta la cotización de la asistencia técnica durante la etapa de instalación y pruebas en sitio de instalación, considerando toda la herramienta, mano de obra y equipo necesario.



6.3.25. Instalación.

El contratista debe considerar en su propuesta el material, herramienta, equipo, partes de repuesto y personal necesario para la instalación e interconexión del paquete de medición de aceite.

El paquete de medición será aceptado después de haber sido completamente interconectado y haber operado sin ninguna falla significativa durante 30 días continuos.

6.3.26. Refaccionamiento y partes de repuesto.

El contratista debe proporcionar una lista de partes de repuesto para el arranque.

El contratista debe proporcionar una lista de las partes de repuesto recomendadas para un año de operación, de todos los equipos e instrumentos que conforman el paquete de medición a partir de la fecha de vencimiento de la garantía.

6.3.27. Garantías.

Las garantías que la contratista debe proporcionar deben ser por escrito y cubrirán todo el equipo y servicios suministrados.

El contratista debe asumir la garantía completa de todo el sistema, incluyendo las partes y equipos manufacturados por terceros.

El contratista debe aceptar a su cargo la reparación o reemplazo de materiales, instrumentos y equipo defectuoso que sean detectados en un lapso de 12 meses después de la puesta en operación del sistema.

La contratista tiene que garantizar que la asistencia técnica esté disponible (cuando mucho 24 horas después de la notificación), en el caso de falla.

6.3.28. Documentación

Toda la documentación final a entregar por el fabricante debe reflejar la forma "Como quedó construido el sistema", esta información debe ser entregada al cliente.

Toda la ingeniería desarrollada por el proveedor y/o contratista, debe entregarse en archivos.

El proveedor y/o contratista debe proporcionar la siguiente documentación.

- Especificaciones y dibujos del diseño completo del sistema.
- Croquis de dimensiones, detalles de montaje (Incluyendo el anclaje) y pesos.
- Descripción de operación del paquete de medición de aceite.
- Reporte de las pruebas de aceptación en fabrica (FAT)
- Reporte de las pruebas pero-operacionales y de funcionamiento en sitio de instalación.
- Manuales de instalación de los equipos que conforman al paquete de medición de aceite.
- Manuales de operación de los equipos y componentes que conforman al paquete de medición de aceite.
- Manual de puesta en marcha.
- Manual de mantenimiento del paquete de medición de aceite (a nivel componente).
- Garantías del sistema completo.



El sistema de medición propuesto la terminología, diseño, materiales, construcción y métodos de prueba del sistema, deben estar de acuerdo con la última versión de las siguientes normas, estándares o prácticas recomendadas.

TABLA 6.13. NORMAS INTERNACIONALES	
NÚMERO	DESCRIPCIÓN
IEC-61131-1:2003	"PROGRAMMABLE CONTROLLERS PART 1: GENERAL INFORMATION".
IEC-61131-2:2007	"PROGRAMMABLE CONTROLLERS PART 2: EQUIPMENT REQUIREMENTS AND TEST".
IEC-61131-3: 2003	"PROGRAMMABLE CONTROLLERS PART 3: PROGRAMMING LANGUAGES".
IEC-61131-4: 2004	"PROGRAMMABLE CONTROLLERS PART 4: USER GUIDELINES".
ISO 14313/API SPEC 6D	"SPECIFICATION FOR PIPELINE VALVES (GATE, PLUG, BALL, AND CHECK VALVES)".
- ISO-10497:2004	"TESTING OF VALVES-FIRE TYPE TESTING REQUIREMENTS".
-ISO 15156-1/NACE MR0175: 2009	"PETROLEUM AND NATURAL GAS INDUSTRIES-MATERIALS FOR USE IN H2S-CONTAINING ENVIRONMENTS IN OIL AND GAS PRODUCTION-PART 1: GENERAL PRINCIPLES FOR SELECTION OF CRACKING-RESISTANT MATERIAL-FIRST EDITION".

TABLA 6.14 NORMAS EXTRANJERAS	
NÚMERO	DESCRIPCIÓN
API RP-551: 1993	"PROCESS MEASUREMENT INSTRUMENTATION".
API RP-552: 1994	TRANSMISSION SYSTEM".
API-RP-554 PART 2:2008	PROCESS CONTROL SYSTEMS — PROCESS CONTROL SYSTEM DESIGN
API MPMS 4.5: 2000	CHAPTER 4- PROVING SYSTEMS SECTION 5-MASTER-METER PROVERS.
API MPMS 5.6: 2002	MEASUREMENT OF LIQUID HYDROCARBONS BY CORIOLIS METERS.
API MPMS 21.1: 1993	CHAPTER 21-FLOW MEASUREMENT USING ELECTRONIC METERING SYSTEMS, SECTION 1-ELECTRONIC GAS MEASUREMENT.
ANSI/ISA S5.1: 1991	"INSTRUMENTATION SYMBOLS AND IDENTIFICATION"
ANSI/UL 698: 1990	"INDUSTRIAL CONTROL EQUIPMENT FOR USE IN HAZARDOUS LOCATIONS".
ISA S71.01-1985	"ENVIRONMENTAL CONDITIONS FOR PROCESS MEASUREMENT AND CONTROL SYSTEMS: TEMPERATURE AND HUMIDITY".
ISA S71.04-1985	"ENVIRONMENTAL CONDITIONS FOR PROCESS MEASUREMENT AND CONTROL SYSTEMS: AIRBORNE CONTAMINANTS".
NEMA ICS 6-1993	INDUSTRIAL CONTROL AND SYSTEMS ENCLOSURES.

El Sistema de medición se presenta a continuation de forma esquematica.

Una vez especificado el sistema de medición, se proceden hacer los requerimientos necesarios para la adquisición del equipo.

A continuación se puede observar en forma tridimensional el sistema de medición para tener una idea más aproximada a la realidad.

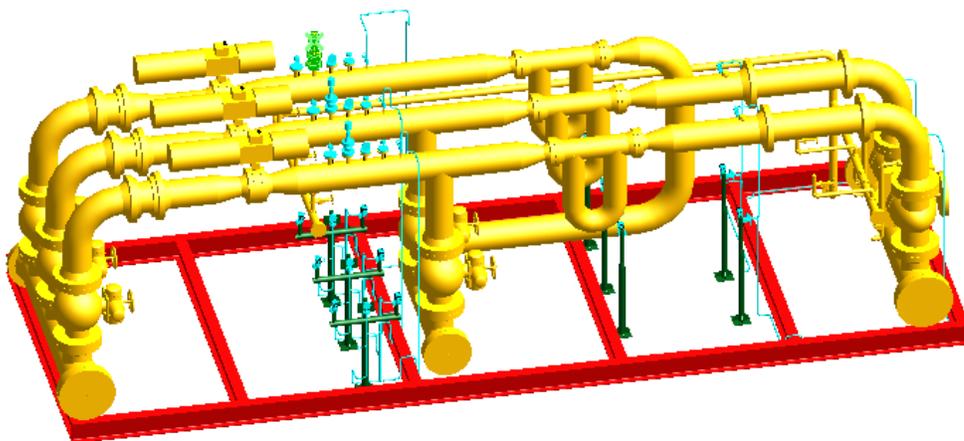


Fig. 6.5 a. Sistema de medición tridimensional. Vista frontal.

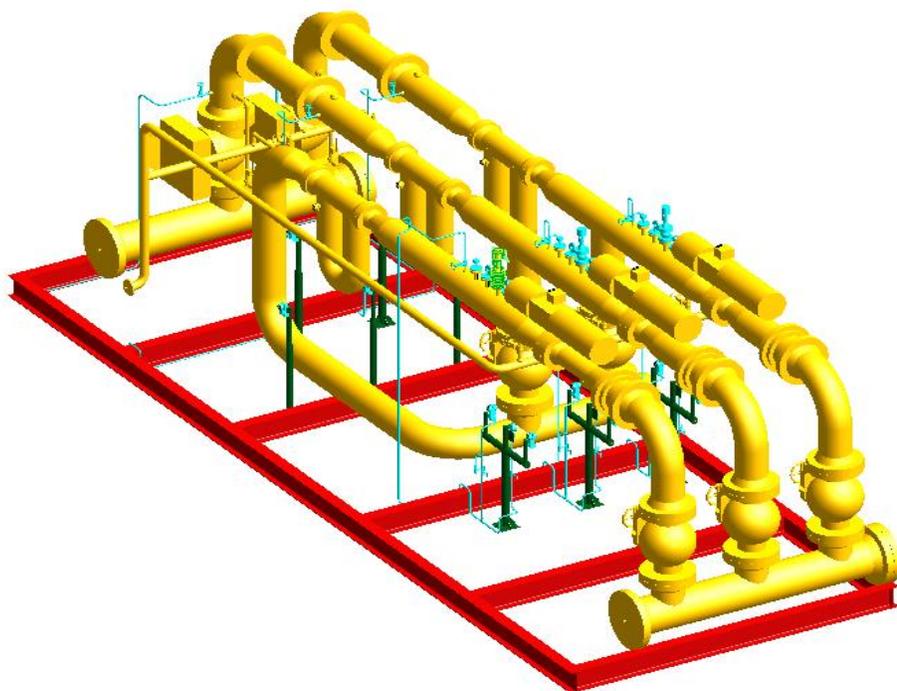


Fig. 6.5 b. Sistema de medición tridimensional. Vista lateral.

En las siguientes fotos se puede ver como quedo el sistema de medición una vez instalado en sitio.



Fig. 6.6 a. Sistema de medición instalado



Fig. 6.6 b. Sistema de medición instalado



CONCLUSIONES.

Las mediciones de flujo siempre han representado una variable muy importante a medir ya sea para el control de proceso o para los balances de materia, pero se considera que la aplicación más importante es la transferencia de custodia ya que para esta aplicación implican considerar características que para mediciones de referencia o de control no son necesarias.

Es importante destacar que existen varios tipos de medidores con diferentes principios de operación, pero no todos los medidores que existen en el mercado cumplen con las características necesarias para las acciones de transferencia de custodia, los medidores que son considerados adecuados para esta aplicación son: los medidores de desplazamiento positivo, medidor de tipo turbina, medidor Coriolis, el tipo ultrasónico y la placa de orificio aunque esta última está siendo sustituida por nuevas tecnologías.

Las principales características para que un medidor sea aplicado en las transacciones de transferencia de custodia son la exactitud, la incertidumbre y la repetibilidad. Quizá la más importante sea la exactitud ya que esta representa un impacto económico en las transacciones de compra-venta. Ya que entre más grande sea este valor las pérdidas económicas son mayores y a la inversa. Pero aunado y no con menos prioridad esta la incertidumbre, es una característica de gran importancia ya que representa la carencia de un conocimiento exacto del valor del mesurando. Y la repetibilidad es necesaria ya que el medidor debe estar midiendo valores idénticos o cercanos. Por tanto es necesario que un medidor de medición sea exacto y repetible.

Otro punto importante en las actividades comerciales de transferencia de custodia es la calibración, es importante fijar el periodo de calibración sobre todo para asegurar que las mediciones de compra-venta son “verdaderas” por lo menos entre vendedor –cliente. Y si las ventas son extranjeras es necesario las mediciones que se están haciendo se encuentra trazables con las mediciones de otros países. Estas referencias van ligadas principalmente con los patrones nacionales por medio de cadenas ininterrumpidas de comparaciones.

Para el sistema de medición entre las tecnologías que son empleadas en las aplicaciones de transferencia, se eligió un medidor de tipo Coriolis de 10” con una exactitud de 0.15%.

El resultado de la medición depende de todo el sistema de medición y no solo del medidor.

Sin embargo, no son los únicos parámetros para el buen funcionamiento de un sistema de medición, aunado a esto se llevan a cabo actividades de calibración que se consideran una acción para asegurar las mediciones de compra-venta.

El resultado de la medición depende de varios factores como:

1.-La instalación. En la que se debe considerar los requerimientos de corriente arriba y corriente abajo que deben dejarse en cada tecnología del medidor. A demás de que en esta tesis se



especificaron instrumentos de alta exactitud para transmisores de presión, temperatura, presión diferencial, densidad, así como indicadores de presión, temperatura etc.

2.-Los instrumentos que integran el sistema de medición como son los transmisores de presión, temperatura, flujo y hasta un analizador como un Cromatógrafo.

3.-Para la medición de gases y líquidos es necesario un equipo electrónico (computador de flujo) dedicado al cálculo y a la totalización del flujo, compensado por temperatura y presión.

En esta tesis todas las especificaciones (en el ejemplo de aplicación) esta normalizado es decir, tiene referencia normativa.



GLOSARIO.

Patrón internacional de medida: Patrón de medida reconocido por los firmantes de un acuerdo internacional con la intención de ser utilizado mundialmente.

Patrón nacional: Es un dispositivo que establece mediante una unidad física las características que mantiene la menor incertidumbre de medición en una nación, como la comparabilidad con patrones nacionales de otros países.

Patrón secundario: Patrón en general, de la más alta calidad metrológica disponible en un lugar dado o en una organización dada, de donde derivan las mediciones que ahí son realizadas

Patrón de control: Estos dispositivos son definidos como instrumentos o sistemas de medición cuya función principal es vigilar el

Material de referencia certificado: Material de referencia acompañado por la documentación emitida por un organismo autorizado, que proporciona uno o varios valores de propiedades especificadas, con incertidumbres y trazabilidades asociadas, empleando procedimientos válidos.

Cadena de trazabilidad metrológica: es una sucesión de patrones y calibraciones que relacionan un resultado de medida con una referencia.

Carta de trazabilidad: Documento en el cual se indica la forma en que una medición está ligada a un patrón primario, así como su incertidumbre

Grieta. Discontinuidad del material interior o exterior que no ha llegado a traspasar el espesor de pared de la tubería.

Acreditación: Es un acto por el cual se reconoce competencia técnica y confiabilidad. La acreditación es un procedimiento formal y público establecido por un organismo imparcial o tercera parte una vez realizado la evaluación se extiende un reconocimiento de trabajo realizado correctamente y siguiendo correctamente la normatividad aplicable y reconocida internacionalmente.

Certificación: Es la confirmación de que una organización ha establecido un sistema de gestión de calidad.

Par galvánico: Este se da cuando dos metales diferentes se encuentran en contacto con un electrolito y se da un diferencial de potencial por lo que se forma una pila galvánica en la que el ánodo se corroe y el cátodo no sufre corrosión.

Índice de Wobbe: Se define como la relación entre el poder calorífico del nivel (superior) entre la raíz cuadrada de la densidad relativa del gas. Este índice sirve como parámetro para la clasificación de gases. Este parámetro tiene una aplicación importante ya que su valor ayuda a controlar la combustión en un quemador.

Puente Weston medio para medir el flujo:

La celda Weston se adoptó como un estándar internacional para el voltaje en 1911. El ánodo es una amalgama de mercurio (elemento) y cadmio, el cátodo está hecho de mercurio puro, el electrolito es una solución (saturada) de sulfato de cadmio y el despolarizador es una pasta de sulfato de mercurio (I). Cuando la solución de electrolito está saturada el voltaje de la celda es muy reproducible, de ahí su uso como un estándar.



Ciente: Es una persona que accede a un bien o servicio a partir de un pago.

Contratista: Es una persona que se le encarga la realizar una obra o servicio.

Acreditación: Es un acto por el cual se reconoce competencia técnica y confiabilidad. La acreditación es un procedimiento formal y publico establecido por un organismo imparcial o tercera parte una vez realizado la evaluación se extiende un reconocimiento de trabajo realizado correctamente y siguiendo correctamente la normatividad aplicable y reconocida internacionalmente.

Certificación: Es la confirmación de que una organización ha establecido un sistema de gestión de calidad.

Protocolo HART™: Highway Addressable Remote Transducer. Protocolo de comunicación para transmisores. Emplea una señal de 4-20 mA para la representación de la variable, y una señal sobrepuesta sobre la señal de 4-20 mA denominada codificación de corrimiento en frecuencia (FSK) para la comunicación remota con un controlador, dispositivo de configuración o sistema para la administración del mantenimiento.

Protocolo Fieldbus Foundation: Protocolo de comunicación completamente digital, para equipo de campo (H1) y subsistemas de control (HSE).

Ethernet: Topología de red de área local basada en la norma IEEE - 802.3, en la cual los dispositivos que están conectados al canal de comunicación compiten por el acceso al mismo, basado en la detección de portadora de acceso múltiple y detección de colisiones (CSMA/CD). Ethernet soporta diferentes velocidades Fast Ethernet y Gigabit Ethernet

Mesurando: Magnitud que nos interesa medir.

Norma Oficial Mexicana (NOM). Es la regulación técnica de observancia obligatoria expedida por las dependencias competentes, conforme a las finalidades previstas por la LFMN, que establece reglas, especificaciones, atributos, directrices, etc.

Norma Mexicana (NMX). Es la norma que elabora un organismo nacional de normalización privado, o bien la SE, que prevé para un uso común y repetido, reglas, especificaciones, atributos, directrices, etc. Su finalidad principal es establecer especificaciones de calidad de un bien, proceso o servicio.

Norma Internacional (NI). Es la norma que elabora un organismo internacional dedicado a la normalización y el cual ha sido reconocido por el gobierno de México en los términos del derecho internacional.

Norma Extranjera (NE). Regulación técnica que expide el gobierno de otro país, o bien, sus organismos nacionales de normalización, y cuya aplicación es de carácter local.

Norma de Referencia (NRF). Es la que elaboran las entidades de la Administración Pública Federal (vgr. PEMEX, CFE, IMSS, etc), en aquellos casos en que las normas mexicanas o internacionales aplicables no cubran sus requerimientos, o bien las especificaciones que contengan se consideren inaplicables u obsoletas, cuando dichas entidades requieran adquirir, arrendar o contratar bienes o servicios. Una NRF realmente es un documento técnico – administrativo donde se refleja la especificación técnica del bien o servicio que se pretende adquirir, arrendar o contratar.



ÍNDICE DE FIGURAS.

# DE FIGURA	Descripción.
Fig.1 1.	Ejemplo de exactitud y repetibilidad.
Fig.2.1.	Clasificación de medidores de flujo de tipo volumétrico.
Fig.2.2.	Clasificación de medidores de flujo de tipo másico.
Fig.2.3.	Forma esquemática y física del medidor paletas deslizantes.
Fig.2.4.	Ejemplo de un medidor de engranes. (Esquemático).
Fig.2.5.	Principio de operación de una placa de orificio y un ejemplo de una placa de orificio instalada en la tubería.
Fig.2.6.	Esquema de una tobera.
Fig.2.7.	Esquema y medidor físico Venturi.
Fig.2.8.	Medidor tubo Pitot.
Fig.2.9.	Medidor tipo con en V.
Fig.2.10.	Medidores de tipo turbina.
Fig.2.11.	Medidores de tipo Vortex.
Fig. 2.12	Principio de medición del medidor tipo magnético.
Fig. 2.13.	Principio de medición del medidor tipo ultrasónico.
Fig. 2.14.	Medidor ultrasónico de tiempo de tránsito.
Fig. 2.15 a y b.	Ejemplo de la fuerza Coriolis.
Fig.2.16.	Principio de medición del medidor tipo Coriolis.
Fig.2.17.	Principio de medición y medidor tipo Coriolis.
Fig. 2.18.	Principio de medición y medidor másico térmico.
fig.3.1.	Indicador de temperatura.
fig.3.2.	Termopozo.
fig.3.3.	Indicador de presión.
Fig.3.4.	Acondicionador de flujo de tubos.
Fig.3.5.	Algunos tipos de transmisores de temperatura que existen en el mercado.
Fig.3.6.	Algunos tipos de transmisores de Presión que existen en el mercado.
Fig.3.7.	Algunos tipos de transmisores de Presión diferencial que existen en el mercado.
Fig.3.8.	Probador de desplazamiento positivo.
Fig.3.9.	Probador maestro.
Fig.3.10.	Probador compacto de tipo pistón.
Fig.3.11.	Modelos de Filtros de tipo canasta.
Fig.3.12.	Cromatógrafo.
Fig.3.13.	Modelo de computador de flujo.
Fig.3.14.	Analizador de humedad.
Fig.3.15.	Analizadores de ácido sulfhídrico.
Fig.3.16.	Modelos de densímetros.
Fig.3.17.	Analizadores de corte de agua.
Figura 5.1.	Esquema general de la instalación de un medidor de flujo de líquidos cuando se emplea para su calibración una medida volumétrica.
Figura 5 2a.	Instalación del probador bidireccional para calibración.
Figura 5 2.b	Instalación del probador bidireccional para calibración
Figura 5.3	Arreglo de la instalación medidor bajo prueba y del patrón de referencia.
Fig 6.1.	Primera ventana para carga datos generales.
Fig 6.2.	Segunda ventana para carga datos de las propiedades del fluido.
Fig 6.3.	Tercera ventana posibles modelos de medidor.
Fig. 6.4	Dibujos típicos de un sistema de medición de acuerdo a la API.5.6
Fig. 6.5 a	Sistema de medición tridimensional. Vista frontal
Fig. 6.5 b	Sistema de medición tridimensional. Vista lateral.
Fig. 6.6 a	Sistema de medición instalado
Fig. 6.6 b	Sistema de medición instalado



ANEXO 1. IMPORTANCIA DE MEDIR CON EXACTITUD EN LAS TRANSACCIONES DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.

La principal aplicación en transacciones de transferencia de custodia es la exactitud ya que esta juega un gran impacto en las mediciones. A continuación se da un ejemplo para ver la importancia de este concepto.

Se tiene en una gasolinera que vende 1000L por día de gasolina.

Y cada litro de gasolina cuesta \$12.00 pesos.

Por lo que la gasolinera al final del día tendría un ingreso de \$12000 pesos por día.

Con estos datos se tiene los siguientes casos.

Caso 1: Si el medidor tiene una exactitud de 0.5%

El $\pm 0.5\%$ de 1000L por día = ± 500 L por día.

Por lo que el medidor puede estar midiendo:

En el caso de ganancia: 1500L por día

En caso de pérdida: 500L por día

Esto traducido a peso se tiene que para: Este medidor se puede estar teniendo una ganancia o pérdida cerca de \$6000 pesos por día.

DATOS DE VENTA	
Venta (L por día)	1000 L por día
Precio del Litro de gasolina	\$ 12 pesos.
Variación de error (+/-)	0.5%
Error \pm (L por día)	500 L por día
Costo de error \pm	\$6000 pesos

Caso 2: Si el medidor tiene una exactitud 0.05%

DATOS DE VENTA	
Venta (L por día)	1000 L por día
Precio del Litro de gasolina	\$ 12 pesos.
Variación de error (+/-)	0.05%
Error \pm (L por día)	50 L por día
Costo de error \pm	\$600 pesos

Es claro que la exactitud ayuda a tener una mayor confiabilidad en la medición y a tener menores pérdidas económicas, esto es al usar un medidor de mayor exactitud, pero el tener una mayor confiabilidad en las mediciones implica un mayor costo de inversión (por la exactitud del medidor), es probable que la inversión se recupere en algunas semanas, comparando las pérdidas que puede haber a largo plazo.



ANEXO 2. PROCEDIMIENTO PARA LA ESTIMACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE.

Al realizar una medición esta por naturaleza es imperfecta, por lo tanto no se conoce el valor verdadero de la medición. Para poder decir que una medición es adecuada esta tiene que estar compuesta por dos magnitudes: el valor del mesurando y una adecuada estimación de la incertidumbre

El estimado está basado en la aproximación que se tiene sobre la magnitud y depende de la capacidad del observador (instrumento de medición) y de otros factores externos que influyen en ese estimado (magnitudes de influencia).

Aunque en la vida diaria hacemos estimaciones de incertidumbre, por ejemplo cuando decimos “ese joven mide entre 1.65 y 1.75m” o son entre las 3:00 -3:30pm en estos casos se está haciendo estimaciones, lo que es igual a dar un intervalo entre el cual es posible que se encuentre el valor verdadero del mesurando. Otra aplicación que se encuentra en nuestra vida cotidiana y que casi nunca tenemos presente es la medición de hidrocarburos, esta es importante porque están en juego enormes cantidades de dinero y es necesario que los sistemas de medición sean confiables y seguros

Una manera de que los sistemas cumplan con estas características es que mantener un grado de incertidumbre por lo cual la comisión nacional de hidrocarburos hizo necesario establecer los máximos grados de incertidumbre permisibles para las mediciones de transferencia de custodia estos valores se encuentran en el capítulo II de los lineamientos técnicos establecidos por la comisión nacional de hidrocarburos.

La incertidumbre en metrología representa un gran reto ya que estimar este parámetro no es una tarea fácil, ya que este puede llegar a convertirse en un análisis exhaustivo. La complejidad de la estimación estará dada por el grado de exactitud de la medición que se pretende realizar y del tipo de medición a analizar.

A continuación se describe de manera breve el procedimiento que se debe de seguir para estimar la incertidumbre de las medición. Dentro de los objetivos de esta tesis no está hacer el estimado de los sistemas de medición, pero es importante conocer el procedimiento.

1.-Definir el mesurando.

La definición del mesurando es de vital importancia para obtener buenos resultado en la medición. En pocas ocasiones se mide algo distinto al propósito original. Una definición completa del mesurando debe incluir las especificaciones de las magnitudes de entrada relevantes. Las magnitudes de entradas son las diversas fuentes que influyen en el resultado final de la medición. Para poder definir de manera adecuada el mesurando es indispensable conocer el principio de



medición, el método y el procedimiento. El conocimiento insuficiente de alguno de estos probablemente conducirá a una estimación inadecuada de la incertidumbre.

El principio de medición es el fundamento científico usado para realizar una medición. El conocimiento del principio permite que el metrologo domine la medición y si es necesario modificar y evaluarla su conveniencia. El conocer el método y el procedimiento de medición son descripciones de la manera de llevar a cabo la medición solo que el método es de más general y el procedimiento es de manera más específica. Por ejemplo se define de manera simple que el mesurando es el diámetro de una tubería (no se delimita el mesurando adecuadamente), en este caso la incertidumbre es mayor que cuando se define que el mesurando es el diámetro externo de la tubería.

Al definir el mesurando se trata de mantener las características más relevantes para la medición y se establece un modelo físico.

2.- establecer el modelo físico e identificar las magnitudes de entrada y establecer el modelo matemático

El modelo físico de la medición consiste en hacer un conjunto de suposiciones relevantes sobre el propio mesurando de las variables físicas y químicas. Por lo general se toman en cuenta las siguientes suposiciones:

- Relaciones fenomenológicas entre variables.
- Consideraciones sobre los fenómenos como el comportamiento temporal, simetrías, etc.
- Propiedades de la sustancia como homogeneidad, etc.

Tomando en cuenta las consideraciones anteriores se establece un modelo físico y el siguiente paso es establece un modelo matemático. Este paso pudiera ser el más difícil de todos, ya que no es simple encontrar un modelo que represente adecuadamente lo que queremos determinar, entre mejor representado sea, mejor estimado se podrá obtener. El modelo puede ser tan simple como la igualdad de 2 magnitudes o tan complejo como una ecuación de un gran número de variables interrelacionadas.

El modelo matemático no es otra cosa más que una representación del modelo físico, y para que el modelado este completo hay que considerar las contribuciones de diversas fuentes que por la propia definición del mesurando son inevitables y son conocidas como magnitudes de entrada.

Para tener más claro el concepto de magnitudes de entrada recordemos el ejemplo anterior de la medición del diámetro de la tubería, para este caso la temperatura es considerada un magnitud de entrada ya que esta afecta directamente al mesurando por expansión o contracción térmica de la tubería.

3.-Identificar las fuentes de incertidumbre.

Una vez definido el modelo matemático con sus magnitudes de entrada, se identifican los factores que tienen una afectación significativa en la determinación del mensurando, pero que no forman parte del mismo. Es decir, aquellas que no se pueden representar en el modelo matemático pero



que afectan al mensurando, también llamadas magnitudes de influencia o fuentes de incertidumbre

Para identificar las posibles fuentes de incertidumbre es necesario hacer una exhaustiva lista de posibles fuentes, estas pueden ser originadas por diversos factores involucrados en la medición, por ejemplo,

- Los resultados de calibración del instrumento.
- La incertidumbre del patrón o del material de referencia.
- La repetibilidad de las lecturas.
- La reproducibilidad de las mediciones por cambio de observadores, instrumentos u otros elementos.
- Características del propio instrumento, como resolución, histéresis, deriva, etc.
- Variaciones de las condiciones ambientales.

No es recomendable desechar alguna de las fuentes de incertidumbre por la suposición de que son poco significativas, es preferible un exceso de fuentes de incertidumbre que ignorar alguna que pudiera ser importante.

4.- Cuantificar la variabilidad de cada fuente y asociarle una distribución.

Para poder cuantificar las posibles fuentes de incertidumbre se distinguen dos métodos principales, es necesario mencionar que no existe diferencia entre estimar la incertidumbre de una manera u otra ya que ambos métodos están basados en distribuciones de probabilidad. La diferencia que existe es que en el tipo A la distribución está basada en mediciones obtenidas del mismo proceso de medición, y en el tipo B se supone una distribución con base a la experiencia o información externa del metrologo. A continuación se describen los métodos:

El Método de Evaluación Tipo A este se realiza a partir de un análisis estadístico de una serie de mediciones. Para las magnitudes de entrada es obtenida del mismo proceso de medición a partir de observaciones repetidas bajo condiciones de repetibilidad. Se realiza por un método bien caracterizado y bajo condiciones controladas, es razonable suponer que la distribución (dispersión) de los estimados no cambia, o sea se mantiene prácticamente igual para mediciones realizadas en diferentes días, por distintos metrologos, etc. (esto es, la medición está bajo control estadístico). La dispersión de los resultados de la medición se expresan por su desviación estándar.

El Método de Evaluación Tipo B para este método se supone una distribución con base en experiencia o información externa al metrologo. Para las magnitudes de entrada se usan fuentes de información que pueden ser:

- Certificados de calibración.
- Manuales del instrumento de medición, especificaciones del instrumento.
- Normas o literatura.
- Valores de mediciones anteriores.
- Conocimiento sobre las características o el comportamiento del sistema de medición.



Cada una de las fuentes de incertidumbre se distribuye estadísticamente bajo una función de probabilidad, que supone el mejor estimador de la dispersión que siguen los datos de esa fuente. Existen diferentes funciones o distribuciones de probabilidad las más utilizadas son:

* Distribución normal. Este tipo de distribución se caracteriza por que la mayor parte de datos son concentrados en una zona y que los restantes cada vez se vayan dispersando (o sean más escasos) más y más en los extremos, en otras palabras existe mayor probabilidad de que el valor buscado (**mensurando**) se localice en la zona donde se repite más veces ese valor. A este tipo de comportamiento probabilístico se le denomina “distribución estándar o normal” y tiene forma de una campana; una de sus características principales es que es asintótica en la base, es decir, “sus colas” tocan el cero hasta el infinito.

* Distribución rectangular. En este tipo de distribución supone que existe la misma probabilidad de que los valores se encuentren en un intervalo.

* Distribución triangular. Se considera cuando los límites superior e inferior hay evidencia de que la probabilidad es más alta para los valores en el centro y se reduce hacia los límites.

En resumen cada una de las **fuentes de incertidumbre** se les asigna una distribución probabilística, que represente su comportamiento y que por cada una de ellas obtenemos un valor.

5.-Obtener la incertidumbres estándar.

De los pasos anteriores se obtiene diferentes tipos de incertidumbres. El objetivo de este paso es poder combinarlas ya que se tienen incertidumbres que tiene distribuciones diferentes es necesario presentar las incertidumbres como incertidumbres estándar. El procedimiento para poder transformar las distribuciones a valores de incertidumbres estándar se puede ver en el artículo guía para la estimación de la incertidumbre emitido por el CENAM.

6.-estimacion de la correlación.

Con frecuencia los resultados de mediciones de dos magnitudes de entrada están ligados ya sea porque existe una tercera magnitud que influye sobre ambas, porque se utiliza el mismo instrumento para medir, o le mismo patrón de medición o por alguna otra razón.

Y es frecuentemente se encuentran magnitudes que no son independientes.

La independencia lineal de dos variables puede estimarse estadísticamente con el coeficiente de correlación

Un valor del coeficiente de corrección (r) nos indica que:

Cuando $r = 0$ indica independencia de variables mientras que:

Los valores de $r = +1$ o -1 indican una correlación lineal total.

Por medio de estas correlaciones es posible encontrar que una pequeña variación de algunas de las magnitudes de influencia tengan impacto en el mesurando.

7.-calcular la incertidumbre combinada estándar.

El objetivo del siguiente paso es combinar todas las incertidumbres de las magnitudes de entrada.

La ley de propagación de incertidumbre permite combinar las incertidumbres estándar.



En algunos otros casos las magnitudes de entrada son afectadas por varias fuentes de incertidumbre. En este caso hay dos maneras de calcular la incertidumbre combinada sin perder de vista que la clave para este cálculo es la ley de propagación.

La primera alternativa es calcular la incertidumbre total (combinada) relacionada con cada magnitud de entrada por la suma geométrica de las incertidumbres individuales y después se introducen los valores en la ley de propagación.

Y la segunda se puede obtenerse cuando uno no está interesado en saber el efecto particular que tiene cada una de las fuentes de la incertidumbre combinada, cada fuente puede entrar individualmente en la ley de propagación.

8.-Elegir el nivel de confianza.

La forma de expresar la incertidumbre como parte de los resultados de medición depende de la conveniencia del usuario. En algunas ocasiones se comunica como una incertidumbre combinada estándar, en algunas otras ocasiones requiere expresarse en términos de un nivel de confianza.

Por lo tanto se debe de entender que la incertidumbre estándar es considerada como un estimado centrado en el cual se encuentra el mejor estimado del mesurando, con una probabilidad (P) por lo general del 68% su poniendo q las probabilidades siguen una distribución normal.

Por lo general se desea una probabilidad mayor para esto se logra expandiendo el intervalo con un factor llamado: factor de cobertura (K)

Y como resultado se obtiene: la incertidumbre expandida.

$$U = U_c K$$

El objetivo de este método es obtener la incertidumbre expandida.

La incertidumbre expandida representa el llamado nivel de confianza lo cual significa una que es una fracción de los valores en los cuales probablemente se encuentra el estimado que se está buscando.

A nivel industria el nivel de confianza es normalmente usado a conveniencia, de tal manera que le corresponda un factor de cobertura *Por ejemplo:*

$K=1$ le corresponde $P=68\%$

$K=2$ le corresponde un $p=95.45\%$

En el caso de nuestro país, el CENAM que es la entidad que se encargada de obtener esta estimaciones expresa su resultado con un nivel de confianza no menor del 95%.



ANEXO 3. SELECCIÓN DE MEDIDOR

ESTÁNDAR DE LA COMPAÑÍA	INSTALACIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO- BRIDADO, ETC.
REQUERIMIENTOS LEGALES	LIMITES DE ESPACIO
FASE (S) DEL FLUIDO PRINCIPAL	TRAMO DE TUBERÍA CORRIENTE ARRIBA
CONTENIDO DE SÓLIDOS	COMPONENTE MAS CERCAÑO CORRIENTE ARRIBA
FACTORES DE CALIBRACIÓN	NIVEL DE VIBRACIÓN
TIPO DE FLUIDO-AIRE, METANO, AGUA.	EXACTITUD DE LECTURA
NATURALEZA DE FLUIDO-CORROSIVO, CONDUCTIVO	REPETIBILIDAD DE LECTURA
TAMAÑO Y FORMA DE LA TUBERÍA	PUEDE SER USADO EN UN MICROPROCESADOR PARA LINEALIZAR?
ES SUFICIENTE UN INDICADOR DE FLUJO?	TIEMPO DE RESPUESTA DEL INSTRUMENTO
DEBEMOS MEDIR RELACIÓN DE FLUJO O CANTIDAD DE FLUJO?	OBSTRUCCIÓN DEL FLUJO- PERDIDAS DE PRESIÓN
ES PROBABLE QUE EL FLUJO EN DIRECCIÓN INVERSA?	TIPO DE SALIDA DE CONTROL REQUERIDA
MÁX. Y MIN. RELACIÓN DE FLUJO	TIEMPO ENTRE INSPECCIÓN / MANTENIMIENTO
MÁX. Y MIN. PRESIÓN	CONFIABILIDAD
MÁX. Y MIN. TEMPERATURA	SEGURIDAD INTRÍNSECA
DENSIDAD DEL FLUIDO	TENDENCIA DE LA CALIBRACIÓN
VISCOSIDAD DEL FLUIDO	CONDICIONES EXTERNAS HUMEDAD, CALOR
ES FLUJO PULSANTE?	COSTO
ES EL FLUJO TRANSPARENTE?	SUMINISTRADORES
MATERIAL DE LA TUBERÍA	

Tabla de Criterio para la selección principal de un medidor, sugerido por Baker-Counsell



ANEXO 4.

NORMATIVIDAD APLICABLE.

En la industria petrolera, es de vital importancia contar con que el producto se encuentre a la vanguardia de otros países (en cuanto a calidad y en la forma de realizarlo), sobre todo si con estos mantiene relaciones comerciales. La finalidad es que el producto cuente con lo necesario y pueda ser posicionado sin ningún problema.

La normalización es un herramienta que facilita el acceso a otros mercados, fomentando la competitividad del producto, y se obliga a todos los participante que se quieran incluir, a que cumplan con las reglas establecidas para que todos los productores se encuentre en la misma situación para vender y el producto se encuentre a la vanguardia y no esté en desventaja con otros competidores participante esto quiere decir que todos los participantes juegan con las mismas reglas.

En el caso de medición de flujo los estándares tiene la función de asegurar la estabilidad, como se da en la ropa, la comida, los automóviles etc.

Las normas nos brinda información como:

- Recomendación Tecnologías.
- Guías de instalación y aplicación.
- Procedimientos de prueba y calibración.
- Recomendaciones de seguridad y protección.
- Clasificación de zonas de riesgo

En México contamos con la LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA, y como su nombre lo indica es una ley y es de carácter obligatorio seguirla.

Sin perjuicio de lo dispuesto por la ley de la materia, los bienes o servicios que adquieran, arrienden o contraten las dependencias y entidades de la administración pública federal, deben cumplir con las normas oficiales mexicanas y, en su caso, con las normas mexicanas, y a falta de éstas, con las internacionales (art.55 de la ley federal sobre metrología y normalización segundo párrafo).

Por lo tanto los instrumentos y dispositivos que constituyen el sistema de medición deben cumplir con este nivel de jerarquización en cuanto a normatividad en primera instancia con la normatividad nacional, para el caso de nuestro país las normas que nos rigen son: las normas oficiales mexicanas (NOM) y según el art 53 de LFNM son consideradas de carácter obligatorio, en segundo se aplican las normas mexicanas (NMX) y a falta de estas se hace uso de la normatividad internacional. Como lo son las organización internacional de normalización (ISO), Comisión electrotécnica internacional (IEC), o se recurre a la normatividad extranjeras como son: el (API) Instituto Americano del Petróleo, Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI), Sociedad Internacional de Automatización (ISA), Sociedad Internacional de Fabricantes



Eléctricos). Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME) y Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (ASTM).

Y como última opción se recurre a las norma de referencia cuando las normas mexicanas o internacionales no cubran los requerimientos de las mismas, o bien las especificaciones contenidas en dichas normas se consideren inaplicables u obsoletas. Esto es dispuesto por el (art 67 de la ley federal sobre metrología y normalización primer párrafo)

Para el caso de las NOM son aplicadas de forma general y se consideran de carácter obligatorio. A continuación se resumen las normas que se utilizan para este caso en específico que ayudarán a seleccionar los sistemas de medición adecuados. En este caso como en México no se cuentan con normas que sean aplicables para estos sistemas se tomaran como referencia normas extranjeras. Y se especificaran los sistemas con normatividad interna que en este caso emite PEMEX.

NOM-001-SEDE-2011. “INSTALACIONES ELECTRICAS UTILIZACION”.

Esta norma se encarga de establecer las especificaciones técnicas que deben cumplir las instalaciones de energía eléctrica, con el objetivo de que las condiciones sean las adecuadas y seguras para las personas y sus propiedades. En lo referente a la protección contra:

- falla de corriente
- los efectos térmicos
- choques eléctricos
- sobre-tensiones.
- sobre-corriente

NOM-08 SCFI. “SISTEMA GENERAL DE UNIDADES DE MEDIDA”.

Esta norma tiene como propósito establecer un lenguaje común que responda a las exigencias actuales en cuanto a definiciones, símbolos y unidades de escritura del sistema internacional de unidades (SI).

NOM-026-STPS-2008. “COLORES Y SEÑALES DE SEGURIDAD E HIGIENE E IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS POR FLUIDOS CONDUCIDOS EN TUBERÍAS”.

El objetivo principal de esta norma es establecer los colores y las señales que se utilizan a nivel nacional, describe las características principales que debe tener una señal ya sea de prevención de carácter obligatorio, de seguridad y de contra incendio. Y además se establece los colores para la conducción de fluidos en tuberías.

NMX-J-235/1-ANCE-2000 “ENVOLVENTES (GABINETES) PARA USO ELÉCTRICO”

Establece los requerimientos generales de construcción y métodos de prueba que deben cumplir los envoltentes para equipo eléctrico (gabinetes) en interiores con el objetivo de proteger al personal que se encuentra en contacto con el equipo encerrado.



NRF-034-PEMEX-2011. "AISLAMIENTOS TÉRMICOS PARA ALTAS TEMPERATURAS EN EQUIPOS, RECIPIENTES Y TUBERÍA SUPERFICIAL".

Lo que pretende esta norma es eliminar pérdidas de energía por disipación al ambiente de instalaciones industriales que operan a altas temperaturas. En esta se establecen los requisitos mínimo para la selección diseño, montaje inspección y mantenimiento en un sistema termoaislante.

NRF-036-PEMEX-2010. "CLASIFICACIÓN DE ÁREAS PELIGROSAS Y SELECCIÓN DE EQUIPO ELÉCTRICO".

Esta norma establece los requisitos técnicos, para la adquisición de material y equipo eléctrico, de acuerdo a la clasificación de áreas peligrosas que propone para las instalaciones de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

NRF-046-PEMEX-2012. "PROTOCOLO DE COMUNICACIONES EN SISTEMAS DIGITALES DE MONITOREO Y CONTROL".

Esta norma es una norma que trata de estandarizar los protocolos de comunicación de los sistemas digitales de monitores y control en las redes de los instrumentos, de equipo de control, supervisión de la planta y control

NRF-053-PEMEX-2006. "SISTEMAS DE PROTECCIÓN ANTICORROSIVA A BASE DE RECUBRIMIENTOS PARA INSTALACIONES SUPERFICIALES".

Esta norma propone sistemas de protección anticorrosiva aplicada a superficies de hierro y acero al carbón a diferentes correcciones además establecer los requisitos técnicos que debe cumplir un sistema de protección anticorrosiva, aplicado a superficies de hierro y acero al carbono a diferentes condiciones ambientales

NRF-083-PEMEX-2011" SISTEMAS ELECTRONICOS DE MEDICION DE FLUJOS PARA HIDROCARBUROS EN FASE GASEOSA.

Establece las especificaciones con la que debe de cumplir los dispositivos del sistema electrónico medición, así como los accesorios y la documentación para una adecuada operación. Esta norma permite estandarizar los procedimientos y resultados de medición de flujo que se lleva a cabo en petróleos mexicanos.

NRF-148-PEMEX-2011. "INSTRUMENTOS PARA MEDICIÓN DE TEMPERATURA".

Esta norma proporciona las recomendaciones y especificaciones necesarias para los elementos en la medición de temperatura, se describe el material y establece los requisitos técnicos para la adquisición de los mismos.

NRF-152-PEMEX-2006. "ACTUADORES PARA VÁLVULAS".

Esta norma hace las recomendaciones para la selección del actuador como son:

El dimensionamiento de los actuadores, el tipo de suministro del actuador (ya que el suministro puede ser aire, gas, etc.), se dan las recomendaciones necesarias para las funciones de control



para el actuador como los son las señales de control neumáticas, eléctricas, digital, el rango de señal de los actuadores niveles de vibración y velocidad de operación y se hacen las recomendaciones de los materiales a utilizar para los actuadores y además se especifican el material de algunas de las válvulas.

NRF-163-PEMEX-2010. “VALVULAS DE CONTROL CON ACTUADOR TIPO NEUMATICO”.

Esta Norma de Referencia específica los requerimientos técnicos y documentales, que deben tener y cumplir las válvulas de control con actuador tipo neumático, para los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos.

NRF-164-PEMEX-2010. “MANÓMETROS”.

Esta es una norma técnica para los manómetros hace las recomendaciones físicas necesarias las cuales debe de contar un manómetro además hace las recomendaciones pertinentes para los accesorios para el adecuado funcionamiento del instrumento. Se hacen las recomendaciones técnicas para la adquisición del instrumento.

NRF-241-PEMEX-2010. “INSTRUMENTOS TRANSMISORES DE PRESION Y DE PRESION DIFERENCIAL”.

Esta norma establece los requisitos técnicos de diseño, fabricación, materiales, instalación, inspección y pruebas, almacenamiento y transporte, servicios y documentación de los instrumentos transmisores de presión y de presión diferencial electrónicos tipo inteligentes a utilizarse en las instalaciones industriales de Petróleos Mexicanos.

NRF-242-PEMEX-2010. “INSTRUMENTOS TRANSMISORES DE TEMPERATURA”.

Esta norma específica los requerimientos básicos para la construcción y la documentación en la adquisición de los transmisores.

Esta es una norma técnica de los transmisores, en esta norma se hacen las recomendaciones necesarias las cuales debe de contar transmisores de temperatura además hace las recomendaciones pertinentes para los accesorios para el adecuado funcionamiento el mantenimiento y pruebas de los instrumento. Se hacen las recomendaciones técnicas para la adquisición del instrumento. Los accesorios y materiales y fabricación de los transmisores.

NRF-163 PEMEX 2011. “VALVULAS DE CONTROL CON ACTUADOR NEUMATICO.”

Esta norma de referencia contempla las especificaciones técnicas mínimas, así como los requisitos que debe cumplir el proveedor de las válvulas de control de tipo globo, mariposa y bola, de conexiones bridadas, con actuador tipo neumático de diafragma o pistón, en los procesos de adquisición empleados en los centros de trabajo de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios.

Esta norma de referencia no contiene requisitos para la selección, instalación o la entrega a operación de las válvulas de control con actuador tipo neumático de diafragma o pistón.

IEC 61131-1 “CONTROLADORES PROGRAMABLES PARTE 1: INFORMACION GENERAL”.



En esta parte se establecen las definiciones e identifican las características principales de interés para la selección y la aplicación de controladores programables.

IEC 61131-2 “CONTROLADORES PROGRAMABLES PARTE 2: REQUERIMIENTOS Y PRUEBAS DEL EQUIPO”.

En esta parte de la norma se especifican los requerimientos de equipos y pruebas relacionadas con los controladores lógicos programables (PLC).

IEC 61131-3 “CONTROLADORES PROGRAMABLES PARTE 3: LENGUAJE DE PROGRAMACION”.

Se define los lenguajes de programación más utilizados, se describen los principales campos de aplicación, conjuntos de elementos de programación básicos sencillos pero completos.

Se describen las pruebas y medios correspondientes de los fabricantes para implementar sus propios controladores programables.

IEC 61131-4 “CONTROLADORES PROGRAMABLES PARTE 4: GUIA DEL USUARIO”.

Esta parte ofrece información general y las directrices generales de aplicación de la norma para el PLC para el usuario final;

API RP-551 “INSTRUMENTOS PARA MEDICIÓN DE PROCESOS”.

Esta norma nos proporciona los procedimientos que generalmente se usan para la instalación de los instrumentos de control y accesorios relacionados en la medición.

API RP-552 “SISTEMAS DE TRANSMISION”.

Esta norma revisa las prácticas recomendadas para la instalación de mediciones electrónica y neumática, se revisa la señal de control de los sistemas de transmisión: No se discuten el alambrado, el radio, la telemetría ni la transmisión.

API RP-554 PARTE 2. “SISTEMAS DE CONTROL DE PROCESOS-DISEÑO DE PROCESOS DE SISTEMAS”.

Aborda los procesos para implementar con éxito los sistemas de control para servicios de refinería y petroquímica. Lo más destacado de esta norma son las prácticas para seleccionar y diseñar la instalación de hardware y software necesario para satisfacer los requisitos funcionales y de integración.

API 4.5. SISTEMAS PROBADORES. PROBADORES-MEDIDORES MAESTROS.

Esta norma cubre el uso de medidores maestro entre ellos los de desplazamiento positivo, turbina, Coriolis y medidores ultrasónicos. Los requisitos de esta norma están destinados para hidrocarburos monofásicos y líquidos. Los requisitos de los medidores-probadores para otros líquidos deben ser compatible con la exactitud de transferencia de custodia y debe ser aceptable para las partes involucradas.



API 5.6. MEDICION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS POR MEDIDORES CORIOLIS.

Esta norma describe métodos para alcanzar los niveles en mediciones de transferencia de custodia de hidrocarburos líquidos utilizando medidores Coriolis. En esta norma se describe la operación de los medidores Coriolis pruebas y verificación utilizadas tanto en mediciones máscas como volumétricas así como los procedimientos de cálculo del medidor.

API 21.1. MEDICION DE FLUJO MEDIANTE SISTEMAS ELECTRÓNICOS DE MEDICION- MEDICION ELECTRONICA DE GAS.

Esta norma describe los requisitos mínimos para los sistemas electrónicos utilizados en la medición de gases incluyendo el registro de los parámetros de los hidrocarburos en fase gaseosa. La norma abarca desde las definiciones, algoritmos de cálculo, los requisitos de disponibilidad de datos, auditoría y presentación de informes, material de instalación, calibración y verificación y la seguridad.

API 22.2. PRUEBA DE PROTOCOLOS DE PRESION DIFERENCIAL DE MEDIDORES DE FLUJO.

En esta norma se describen los protocolos y la información para los medidores de flujo basados en el principio de presión diferencial que es creada por el propio dispositivo. Esta norma es aplicable para todos los medidores de flujo que miden una sola fase basados en la presión diferencial que es creada en la corriente del fluido.

API CAPITULO 5.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA MEDICIÓN.

Esta norma en una guía para la especificación, la correcta instalación y el funcionamiento del medidor para medir la dinámica del fluido de hidrocarburos líquidos también ayuda a solucionar problemas mecánicos y de desarrollo de los medidores.

ANSI/ISA S 5.5 “SIMBOLOS GRAFICOS PARA IMÁGENES DE PROCESO”.

El propósito de esta norma es establecer que un sistema de símbolos gráficos para procesos en pantallas del operador, son utilizados por operadores, ingenieros, etc., para el proceso de supervisión y control. El sistema pretende facilitar la rápida comprensión por los usuarios de la información que se transmite a través de la medición de los instrumentos a lo largo de las instalaciones de proceso.

ISO 14313/API SPEC 6D “ESPECIFICACIONES PARA VÁLVULAS DE TUBERÍA (COMPUERTA, MACHO, BOLA, Y VÁLVULAS DE RETENCIÓN)”.

Esta norma específica los requisitos y ofrece recomendaciones para el diseño, fabricación, pruebas y documentación de las válvulas de bola, check, compuerta y tapón para su aplicación en sistemas de tuberías para la industria petrolera y de gas natural.



BIBLIOGRAFIA.

1. Antonio Creus Sole.
Instrumentación industrial, 7ª edición de Alfaomega editores, México, 2005.
2. Matthias Altendorf, Dr. Peter Berrie, y más.
Flow Handbook. Endress Hauser people for process automation 3rd edition 2006
3. Lipták G. Béla.
Instruments Engineers Handbook Process Control.
4. W. G. Andrews y H. B. Williams Applied.
Instrumentation in the Industries, vol. 1, 2 y 3 Gulf Pub. Co., USA (1980) - 2da. Edición L. Diskell, Control-Valve Selection and Sizing, ISA, USA (1983).
5. Ley Federal sobre metrología y normalización publicado por el diario oficial de la federación el 20 de mayo de 1997.
6. Secretaria de energía y la comisión nacional de hidrocarburos. Lineamientos a los quedara sujetos los sistemas de medición de volúmenes extraídos del petróleo crudo y gas natural.
7. D.W. Spitzer.
Flow Measurement and control 2nd printing, January.
8. Roger c. Baker.
Flow Measurement. Handbook.
Industrial Design, Operating principles performance, and applications first published 2000.

Artículos.

9. Centro nacional de metrología Fecha de emisión 2004-05-28. Guía técnica sobre trazabilidad e incertidumbre en la calibración de medidores de flujo de líquidos empleando como referencia un patrón volumétrico.
10. Juan Manuel Ortiz A. y Henry Abril Blanco. Consideraciones tecnológicas del CDT de gas respecto a la inspección y auditoria de sistemas de medición de gas. 3ª jornada Técnica de medición de flujo de gases. Diciembre 2004.
11. Sergio Lupo, Juan Forastieri. Evaluación de resultados obtenidos en la medición de medidores máxicos utilizando fluidos de densidades diferentes. Simposio de metrología 25 al 27 de Octubre de 2006.
12. Wolfgang A Schmid y Rubén J. Lazos Martínez. Guía para la estimar la incertidumbre de la medición. El Marques, Qro. Abril del 2004. Del Centro nacional de metrología.

NORMATIVIDAD.

13. NOM-088SCFI. "Sistema general de unidades de medida".



14. NOM-001-SEDE-2011. "INSATACIONES ELECTRICAS UTILIZACION".
15. NOM-026-STPS-2008. "Colores y señales de seguridad e higiene e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías".
16. NRF-034-PEMEX-2004."Aislamientos térmicos para altas temperaturas en equipos, recipientes y tubería superficial".
17. NRF-036-PEMEX-2010. "Clasificación de áreas peligrosas y selección de equipo eléctrico".
18. NRF-046-PEMEX-2003. "Protocolo de comunicaciones en sistemas digitales de monitoreo y control".
19. NRF-053-PEMEX-2006. "Sistemas de protección anticorrosiva a base de recubrimientos para instalaciones superficiales".
20. NRF-0148-PEMEX-2011. "Instrumentos para medición de temperatura".
21. NRF-152-PEMEX-2006. "Actuadores para válvulas".
22. NRF-164-PEMEX. "Manómetros".
23. NRF-242-PEMEX. "Transmisores de temperatura".
24. Metrología-vocabulario de términos fundamentales y generales.NMX-Z-055:1997 IMNC.

PAGINAS DE INTERNET.

25. All Rights Reserved. Industrial Automation Training.
Last update: November 2013
< <http://www.pacontrol.com/>>
26. Roberto Arias Moreno. Centro Nacional de Metrología. División flujo y volumen.
Trazabilidad e incertidumbre en las mediciones de flujo de hidrocarburos.
<<http://www.cenam.mx/fyv/publicaciones%5Ctrazabilidad%20e%20incertidumbre.pdf>>
fecha: Mayo 2002.
27. La Secretaría de Energía tal y como se señala en el artículo 33, fracción XX de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y a la aprobación de la Comisión Nacional de Hidrocarburos de los reportes de evaluación y cuantificación de reservas elaborados por Petróleos Mexicanos emitida mediante la resolución CNH.
http://www.ri.pemex.com/files/content/Exploracion%20y%20Produccion_2011.pdf.
28. Emerson process Management. Rosemount Software - Instrument Toolkit
<<http://www2.emersonprocess.com/enus/brands/rosemount/accessories/toolkit/pages/index.asp>
>