



**UNIVERSIDAD LA SALLE
ESCUELA DE CIENCIAS QUIMICAS
INCORPORADA A LA U.N.A.M.**

**“DETERMINACIÓN DEL ERROR PERMISIBLE Y
CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE
TRANSFERENCIA DE CUSTODIA DE PRODUCTOS
DERIVADOS DEL PETRÓLEO”**

**TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
LICENCIADA EN INGENIERÍA QUÍMICA**

**PRESENTA
ALMA ROSA ARIAS BRAVO**

**ASESOR DE TESIS
ING. QUÍM. GERARDO MUGICA ZERECERO**

MEXICO D.F. A 28 DE ENERO DE 2008.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

INDICE

1. ANTECEDENTES	6
2. FUNDAMENTOS ACERCA DE LA MEDICIÓN DE CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS	15
2.1. INTRODUCCIÓN	15
2.2. FILOSOFÍA GENERAL	15
2.3. INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN REQUERIDA.....	16
2.3.1. <i>Terminología relativa a la incertidumbre de medición</i>	16
2.4. PROPÓSITO DEL MEDIDOR	16
2.5. SELECCIÓN DEL MEDIDOR	17
2.5.1. <i>Definición de tipo, tamaño y material para medidores</i>	20
2.6. MEDIDOR DE TURBINA VS. MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO	24
2.6.1. <i>Medidores de desplazamiento positivo</i>	24
2.6.2. <i>Turbinas</i>	24
2.6.3. <i>Orificio</i>	25
2.6.4. <i>Costo del equipo</i>	25
2.6.5. <i>Mal registro debido a cavitación</i>	25
2.6.6. <i>Linealidad</i>	25
2.6.7. <i>Estabilidad de la Incertidumbre vs. Temperatura</i>	26
2.6.8. <i>Mantenimiento</i>	26
2.6.9. <i>Instrumentación</i>	27
3. UNIDADES MEDICIÓN DE CUSTODIA EN LA TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA PARA LÍQUIDOS (LACT)	28
3.1. DEFINICIÓN DE LA UNIDAD LACT	28
3.2. DISEÑO DE LA UNIDAD LACT	28
3.3. COMPONENTES DE LA UNIDAD LACT	29
3.3.1. <i>Medidores de desplazamiento positivo</i>	29
3.3.2. <i>Medidores tipo turbina</i>	29
3.3.3. <i>Medidores máxicos – Coriolis</i>	30
3.3.4. <i>Filtros</i>	30
3.3.5. <i>Tees de conexión al probador</i>	31
3.3.6. <i>Cabezales de tubería</i>	31
3.3.7. <i>Válvulas</i>	31
3.3.8. <i>Válvulas de contrapresión / válvulas de control de flujo</i>	31
3.3.9. <i>Bridas</i>	32
3.3.10. <i>Tubería para dirigir el fluido horizontal o verticalmente para obtener el menor error posible</i>	32
3.3.11. <i>Deaeradores</i>	32
3.3.12. <i>Mezcladores estáticos</i>	33
3.3.13. <i>Bombas</i>	33
3.3.14. <i>Sistemas de muestreo</i>	34
3.3.15. <i>Sedimento básico y monitoreo de agua</i>	35
3.3.16. <i>Densitómetro</i>	35
3.3.17. <i>Válvulas de bloqueo y válvulas de venteo</i>	36
3.3.18. <i>Válvulas de desvío de tres vías</i>	36
3.3.19. <i>Válvulas de retención (check)</i>	36
3.3.20. <i>Válvulas de bloqueo y venteo</i>	36
3.3.21. <i>Válvulas de relevo</i>	37
3.3.22. <i>Venteos</i>	37
3.3.23. <i>Estructura de los patines</i>	37

3.3.24.	Sistemas de drene.....	37
3.3.25.	Trazado eléctrico y venas de calentamiento.....	37
3.3.26.	Aislamiento.....	38
3.3.27.	Recubrimiento exterior del equipo mecánico.....	38
3.3.28.	Transmisores y medidores.....	38
3.3.29.	Eléctrico.....	39
3.3.30.	Configuraciones estándar de patines (catálogo maestro de proveedor específico basadas en estándares API).....	39
3.3.31.	NACE.....	40
3.4.	CÁLCULO DE VOLÚMENES ESTÁNDAR.....	40
3.5.	REGLAS PARA REDONDEAR LAS BOLETAS DE MEDICIÓN.....	41
3.6.	SISTEMAS PREENSAMBLADOS VS. COMPONENTES INDIVIDUALES.....	42
3.7.	CONCLUSIÓN.....	44
4.	FUNCIONAMIENTO DE LAS UNIDADES LACT.....	45
5.	EQUIPO DE GABINETES DE CONTROL.....	47
5.1.	FILOSOFÍA DEL PANEL DE CONTROL.....	47
5.2.	PANELES DE CONTROL ESTÁNDAR.....	48
5.2.1.	Panel de control local estándar tipo I.....	48
5.2.2.	Panel de control estándar tipo II.....	48
5.2.3.	Panel de control remoto estándar tipo III-A.....	49
5.2.4.	Panel de control estándar tipo III-B.....	49
5.2.5.	Panel de control remoto estándar tipo III – C.....	50
5.3.	COMPUTADOR DE FLUJO.....	51
5.4.	CONTROLADOR LÓGICO PROGRAMABLE.....	52
5.4.1.	Lógica.....	52
5.5.	SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	53
5.6.	SOFTWARE DE LA COMPUTADORA HUÉSPED.....	54
5.7.	HARDWARE EN EL SITIO PARA LAS COMUNICACIONES.....	55
5.8.	MÉTODOS DE COMUNICACIÓN (VENTAJAS Y DESVENTAJAS).....	55
5.8.1.	Satélite.....	55
5.8.2.	Cableado telefónico.....	55
5.8.3.	Datos por radio 928-952 MHz.....	55
5.8.4.	Teléfono Celular.....	56
5.8.5.	900 MHz punto a punto.....	56
5.8.6.	Troncal 800 MHz.....	56
5.8.7.	Fibra óptica.....	56
6.	PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO DE LÍQUIDO.....	57
6.1.	INTRODUCCIÓN.....	57
6.2.	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS.....	59
6.3.	PROBADORES BIDIRECCIONALES – CORRIDA DE ARRANQUE Y PARO.....	60
6.4.	CONSTRUCCIÓN.....	60
6.5.	SELECCIÓN DEL PROBADOR.....	62
6.6.	SELECCIÓN DEL TAMAÑO.....	63
6.7.	VÁLVULAS DE 4 VÍAS.....	64
6.8.	VÁLVULA DE CIERRE DE APERTURA RÁPIDA.....	64
6.9.	ESFERA DEL PROBADOR.....	64
6.10.	HERRAMIENTA PARA REMOVER LA ESFERA.....	65
6.11.	INTERRUPTORES DE DETECCIÓN.....	65
6.12.	CUBIERTA INTERNA DEL PROBADOR.....	65
6.13.	BRIDAS DEL PROBADOR.....	65
7.	DIAGNÓSTICO DE FALLAS DE LAS UNIDADES LACT Y PROBADOR.....	66
8.	CÁLCULO DE INCERTIDUMBRES.....	71

8.1.	INTRODUCCIÓN	71
8.1.1.	<i>Incertidumbre</i>	72
8.1.2.	<i>Evaluación de las incertidumbres típicas tipo A</i>	74
8.1.3.	<i>Distribución t de Student</i>	74
8.1.4.	<i>Evaluación de las incertidumbres típicas tipo B</i>	76
8.1.5.	<i>Distribución rectangular o uniforme</i>	76
8.1.6.	<i>Evaluación gráfica de la incertidumbre típica</i>	78
8.1.7.	<i>Incertidumbre típica combinada</i>	81
	8.1.7.1. Magnitudes independientes	81
	8.1.7.2. Magnitudes correlacionadas	82
8.1.8.	<i>Incertidumbre expandida e intervalos de confianza</i>	84
	8.1.8.1. Guía resumen	85
9.	NORMAS APLICABLES PARA DETERMINAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA.....	86
10.	CONCLUSIONES	88
10.1.	CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE LOS ERRORES DE MEDICIÓN	88
	10.1.1. <i>Ejemplo</i>	88
10.2.	CARACTERÍSTICAS METROLÓGICAS MÍNIMAS QUE DEBEN TENER LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.	89
10.3.	RESUMEN	90
11.	BIBLIOGRAFÍA	91

Prólogo

El acceso al conocimiento del mundo físico que nos rodea, requiere de números y de las medidas que los establecen, dichas medidas no pueden concebirse sin unidades, patrones e instrumentos de medición, ésta es la razón de la metrología.

Desde tiempos inmemoriales el intercambio de bienes ha requerido de patrones de medición. Las diferentes culturas del mundo emplearon una gran cantidad de unidades, diversas y variables de una región a otra, donde el medio de transporte reinante consideraba intercambios de volúmenes relativamente pequeños en comparación con la actualidad.

La creciente demanda de tecnología en los albores del siglo XXI nos arroja un panorama de transferencia de grandes volúmenes de productos en medios de transporte tales como el buquetanque, ferrocarril, ducto, carrotanque, autotanque, etc. De esta manera es comprensible el creciente interés en homologar el empleo de mecanismos de medición en las operaciones de compra, venta o transferencia de productos.



Los medidores de flujo han sido definidos en muchos casos como las cajas registradoras de una empresa o país, si esta caja está mal calibrada, afecta sin duda la equidad de la transacción de alguna de las partes interesadas, llámese comprador, vendedor o recaudador de impuestos.

En el presente trabajo se describen: los principales instrumentos involucrados en la medición de transferencia de productos líquidos, los principales métodos de calibración de instrumentos y un ejemplo práctico del costo involucrado por errores de medición de producto en línea para los medidores de flujo manejados por la industria nacional del petróleo.

Adicionalmente se refieren los métodos estadísticos empleados en la calibración de medidores de flujo, así como recomendaciones generales para resolver los problemas más comunes que se presentan al calibrar sistemas de calibración o de componentes individuales.

La custodia de la medición de transferencia de productos derivados del petróleo a través de ductos es de vital importancia para la industria mexicana. Conlleva la exigencia de fijar parámetros de pérdida económica permisible entre los organismos involucrados en la compraventa de los productos medidos. De lo anterior, surge la necesidad de elaborar un estudio que determine el margen promedio de las diferencias entre dichos sistemas de medición, mismo que es establecido en forma general en el presente trabajo. En forma complementaria, se proporciona un índice de las normas aplicables para la medición de flujos en la industria petrolera mexicana.

1. ANTECEDENTES

Una de las principales metas del sector industrial del petróleo en México, es la de incrementar su competitividad a través del mejoramiento de la calidad de los productos y la modernización de la industria.

La necesidad de regular la transferencia del petróleo crudo y sus derivados de acuerdo a las normas internacionales* se lleva a cabo con el objeto de asegurar la equidad en el intercambio y la satisfacción entre compradores y vendedores.

La medición en la transferencia de fluidos, es el tipo de medición que está asociado con la compra, venta o pago de impuestos de un fluido dado, su propósito es llevar a cabo mediciones con un error sistemático igual a cero y un error aleatorio mínimo.

La capacidad de medición que requiere el sistema de transferencia de custodia nos permitirá definir: el método de medición, las especificaciones de desempeño de los instrumentos, las características de instalación del sistema de medición y el equipo de cómputo necesarios para cumplir con los parámetros de desempeño.

En la industria petrolera mexicana existen tres principales razones que justifican una buena medición:

Regulación efectiva

Custodia en la transferencia / equidad en los mercados

Competitividad internacional

En cada etapa de la transferencia, cada litro de petróleo tiene que ser contabilizado entre los organismos subsidiarios (Exploración y Producción, Refinación, Gas y Petroquímica Básica, Petroquímica y Pemex Internacional), las transnacionales, las estaciones de servicio y finalmente, el consumidor.

Los medidores de flujo se emplean en cada operación del procesamiento del petróleo, como son; el control, indicación de condición, alarma, hasta lo que probablemente es la aplicación más relevante, la custodia en la transferencia del fluido, en una industria en la que los medidores de flujo de todos los tipos y tamaños desempeñan un papel indispensable.

Aparte de los intereses comerciales de la industria del petróleo, el Gobierno Mexicano depende fuertemente de los ingresos petroleros vía los impuestos. En algunos casos, los impuestos son un elemento determinante en la conformación del precio de venta al público. Por ejemplo, para los combustibles automotores como la gasolina, el monto del impuesto especial a la producción y servicios (IEPS) y el impuesto al valor agregado (IVA) entre otros, representa más del 50% del precio pagado en una estación de servicio por los consumidores.

* Estas normas incluyen el "Manual of Petroleum Measurement Standards" publicado por el American Petroleum Institute (API), los reportes y normas del American Gas Association (AGA), entre otras.

En México, el petróleo crudo que se extrae de los pozos es una mezcla de petróleo, gas y agua.

Después de separar los hidrocarburos más volátiles, el petróleo crudo se clasifica por tipo, es decir, se considera como; pesado, ligero o superligero de acuerdo a los siguientes criterios:

Crudo Pesado: petróleo crudo con densidad API* igual o inferior a 27° API

Crudo ligero: petróleo crudo con densidad superior a 27°API y hasta 38°API

Crudo superligero: petróleo crudo con densidad superior a 38° API

El transporte de crudo se lleva a cabo mediante ductos o buques hacia las refinerías. Generalmente, las instalaciones donde se produce el petróleo crudo son el punto de custodia en la transferencia. El petróleo debe ser medido con la más alta exactitud disponible y debería serlo en unidades de masa. Esto se debe principalmente a los cambios imprevisibles de volumen a que está sometido el petróleo crudo de diferentes tipos –composiciones– y que no permite una equitativa transferencia sobre las bases de unidades volumétricas.

Sin embargo por razones históricas, todas las transacciones comerciales de petróleo crudo se llevan a cabo en unidades de volumen (Barril de los Estados Unidos de Norteamérica). Por lo tanto, el petróleo crudo producido es transferido empleando únicamente medidores volumétricos.

La tecnología actual no permite medir flujos multifásicos, por lo que cada fase debe ser separada y posteriormente medida. Medidores de presión diferencial del tipo placa de orificio se emplean para medir el gas asociado. La placa de orificio o un medidor de flujo tipo turbina se usan para medir el petróleo y el agua. La incertidumbre asociada a este tipo de mediciones es de $\pm 2\%$ para gas y $\pm 1\%$ para líquidos. En la medición durante la etapa de extracción no existe problema con estas incertidumbres, sin embargo siempre se emplea el mejor método disponible. Para la medición de un gas se emplean medidores de flujo de presión diferencial tipo placa de orificio por la ventaja de que sus coeficientes de descarga son fácilmente determinados basándose en las dimensiones físicas y las características geométricas. La incertidumbre de medición, empleando normas internacionales, puede ser menor del $\pm 1\%$ del flujo.

En ambos casos (crudo y gas) por razones comerciales y de pago de impuestos deben llevarse a cabo mediciones bajo normas internacionales, que describan; la exactitud requerida por dichas mediciones, la calibración regular de los medidores y su trazabilidad hacia los patrones nacionales.

En México cierta cantidad de gas es empleada como combustible en diferentes procesos y otra cantidad es quemada. El gas natural constituyó aproximadamente el

* °API= (141/densidad relativa) – 131.5

32% de la energía consumida en nuestro país, se espera que en la primera década del siglo XXI aumente hasta un 51% al proveer de gas a las fábricas, oficinas, transporte, hogares, así como a grandes centrales termoeléctricas.

Durante 1999 la producción de gas natural fue de 4,791 millones de pies cúbicos diarios (3,526 millones de pies cúbicos diarios de gas asociado) y el valor del gas asociado a este nivel de incertidumbre corresponde a 70.5 millones de metros cúbicos por día en el mejor de los casos ($\pm 2\%$). Cabe mencionar que la calidad del gas depende de su capacidad calorífica, que es expresada en unidades volumétricas.

Todos los sistemas de medición empleados para cuestiones fiscales o comerciales, deben ajustarse a normas internacionales aceptadas por los organismos gubernamentales. Las normas de medición de flujo de fluidos han sido desarrolladas a través de muchos años y la revisión para introducir nuevas tecnologías es un proceso rígido y lento. Aún así los microprocesadores han tomado ya su lugar en el campo de la medición de flujo. Por ejemplo, la elección de un medidor de flujo para la custodia en la transferencia de productos líquidos del petróleo se lleva a cabo normalmente entre los medidores de desplazamiento positivo y los medidores de flujo tipo turbina para la determinación del volumen. Estos medidores son afectados por diferentes factores como; temperatura, presión, flujo y viscosidad.

La medición de flujo es probablemente el parámetro más empleado: en la producción y en los procesos de operación; donde pueden emplearse medidores de flujo diferentes entre sí; cuando la elección del medidor no está regulada. En la práctica, la industria aún prefiere mantener los métodos de medición tradicionales.

Las mediciones de flujo que no satisfacen la exactitud* requerida son el resultado de una selección inadecuada del medidor, la falta de previsión de las condiciones de operación, una calibración impropia, un mantenimiento inadecuado y/o una incorrecta instalación.

Es muy importante distinguir entre los errores aleatorios, cuyo balance final está fuera de cero, es decir, aquellos que poseen un valor esperado cercano a cero y los de tipo sistemático[†], que se requieren eliminar por medio de un factor de corrección que compense su efecto, por lo que después de dicha corrección el error sistemático debe ser igual a cero.

La incertidumbre es el intervalo de valores dentro del cual se espera que se encuentre el valor verdadero de la magnitud medida, por ejemplo:

* Concepto cualitativo que expresa la proximidad de concordancia entre el resultado de una medición y el valor verdadero del mensurando.

† No deben confundirse los términos "error" e "incertidumbre" ya que sus significados son completamente diferentes. La incertidumbre de una medición es un parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que podrían ser razonablemente atribuidos al mensurando.

100 L/min \pm 1L/min con un nivel de confianza de 95%

100 L/min es el valor más probable

1 L/min; estimación de la duda sobre el valor más probable

95%; nivel de confianza

El nivel de confianza expresa en este caso que cada 95 de 100 mediciones del valor verdadero de flujo está entre 99 y 101 L/min. Las fuentes de incertidumbre se determinan al establecer: ¿Quién?, ¿Cómo?, ¿Cuándo? y ¿Con qué?.

Error es la diferencia entre el valor medido y el valor verdadero de una magnitud. Es un valor que nunca puede ser conocido pero se estima basado en la experiencia y el análisis estadístico. Puede entonces cuantificarse y corregir el resultado de una medición.

Las mediciones de presión y temperatura deben efectuarse en línea a fin de realizar las correcciones debidas a esas variables sobre el volumen del petróleo crudo. En sistemas de medición de masa, deben emplearse densímetros instalados en la línea para calcular la masa.

A pesar de que en un gran porcentaje del agua mezclada con el crudo es removida, siempre queda una proporción, que debe ser medida con el objeto de corregir las transacciones comerciales que se basan únicamente sobre petróleo crudo exento de agua. Los sistemas de medición deben incluir tomadores de muestras representativas de petróleo crudo a las condiciones de flujo. De este modo, el laboratorio de análisis químico puede determinar el contenido de agua y otras características del crudo. La incertidumbre total de los sistemas de medición depende de la incertidumbre individual de cada instrumento. Los medidores de flujo en sí mismos pueden ser la fuente más grande de la incertidumbre y se debe tener mucho cuidado en su selección.

Comúnmente sólo dos tipos de medidores de flujo pueden emplearse para custodia en la transferencia de petróleo crudo; medidores de desplazamiento positivo y medidores de flujo tipo turbina. Ambos han probado su confiabilidad en este tipo de mediciones y cumplen con los requisitos de repetibilidad* especificados entre $\pm 0.02\%$ sobre mediciones a un flujo determinado.



La selección de cualquiera de los tipos se basa en las propiedades del fluido, en particular la viscosidad y el flujo. Comúnmente los medidores de flujo tipo turbina son preferidos debido a que son más pequeños, menos pesados, y de menor costo que los medidores de flujo de desplazamiento positivo. Sin embargo sus características de linealidad se deterioran a altas viscosidades del fluido. Por arriba de 20 centistokes ($100\text{cSt}=0.0001\text{ m}^2/\text{s}$) en las condiciones de flujo en la tubería, se emplean medidores de flujo de desplazamiento positivo. Las especificaciones de un medidor de flujo para

* La repetibilidad describe la característica que posee un medidor para indicar valores próximos entre sí para un flujo dado bajo las mismas condiciones de medición. Estas condiciones incluyen: el mismo procedimiento de medición, el mismo observador, el mismo equipo de medición utilizado bajo las mismas condiciones, el mismo lugar y repetición en un periodo corto.

esta aplicación son: linealidad* en la calibración de $\pm 1.15\%$ en un intervalo de flujo del 10% al 100% (5:1) para viscosidades de fluido entre 1 y 5 cSt. Normalmente se instalan sistemas de medición de n+1 medidores para cubrir todo el intervalo de producción. Los medidores de flujo tipo turbina requieren de acondicionadores de flujo aguas arriba. Para obtener mejores resultados, las rutinas de calibración deben de llevarse a cabo semanalmente o cuando se detecte un cambio en las condiciones de flujo que cambien las especificaciones de la calibración en más de 0.1%. Para esto se emplean sistemas de medición de flujo de desplazamiento positivo.

Este sistema de calibración también debe ser calibrado contra un sistema de referencia cada año, un *patrón volumétrico metálico*.

Tomando en cuenta todas las precauciones descritas anteriormente y empleando medidores de densidad en línea, pueden lograrse incertidumbres en la medición de masa, a las condiciones de flujo, de aproximadamente $\pm 0.13\%$. La incertidumbre de mediciones basadas en volumen debe considerar los errores inherentes a la temperatura y la presión y sus coeficientes asociados de expansión volumétrica que son aproximadamente $\pm 0.2\%$ del volumen del flujo manejado refiriéndolo a 20°C y 1 bar ($1.0133 \cdot 10^5$ Pa). Si esta incertidumbre fuera sistemática estaríamos hablando de 614 mil pesos por día en mediciones volumétricas. Esta incertidumbre estimada, no contempla la de las determinaciones del contenido de agua, que es probablemente mayor y que produce una incertidumbre de tipo sistemático.

Para evitar problemas de esta magnitud deben de tomarse precauciones especiales a fin de mantener calibrados los medidores de flujo y su instrumentación asociada de acuerdo a los requerimientos de las normas. Donde sea necesaria, la calibración debe llevarse a cabo continuamente bajo las condiciones prevalecientes de flujo.

Refinerías

Los medidores de flujo volumétricos (miden el volumen en barriles) son empleados para medir cantidad de petróleo crudo que sale de las terminales de embarque para exportación o a través de ductos que alimentan las refinerías nacionales. Estos medidores son usados para emitir las facturas de transferencia de crudo.

En las refinerías, el crudo que no es usado en algún proceso es almacenado en tanques verticales. La cantidad descargada en éstos no puede ser medida exactamente con medidores de flujo debido a la cantidad de aire que entra (parcialmente vacíos) en ductos y mangueras y la formación de vórtices de succión de las bombas. Por lo tanto el crudo recibido es medido empleando sistemas de medición de nivel en los tanques verticales para almacenamiento de petróleo crudo, cuidando que el cambio de nivel sea



* La linealidad es un caso específico de conformidad, donde la curva dada es una línea recta. Es la constancia del factor o coeficiente de un medidor de flujo en un intervalo determinado de flujo o número de Reynolds. Esta constancia es cuantificada por una banda especificada por el límite inferior y superior del factor del medidor sobre un intervalo especificado.

comparativamente grande con relación a la repetibilidad del medidor de nivel. La exactitud total de la medición de nivel en el tanque puede ser equivalente o mejor que la medición empleando un medidor de flujo. Los equipos automatizados para la medición de nivel tienen incertidumbres de $\pm 2.5\text{mm}$, que representan $\pm 0.025\%$ sobre 10m de cambio de nivel en un tanque vertical.

Cabe mencionar que otras fuentes de incertidumbre disminuyen la exactitud de la medición de nivel para la cantidad de petróleo crudo que entra a una refinería. Ejemplos de ello, son; la determinación de la circunferencia del tanque y su distorsión cuando el tanque está lleno, la temperatura del tanque y la densidad. En la práctica la incertidumbre total es comparable con un sistema de medición de flujo para la transferencia de custodia de fluidos, es decir $\pm 0.2\%$.



En el caso del crudo de exportación, la determinación del contenido de agua es una de las principales fuentes de incertidumbre, por esta razón, todos los ductos que surten crudo a las refinerías tienen muestreador del crudo que ingresa, que toman la muestra a un flujo proporcional en los ductos. Estos medidores de flujo de inserción pueden fallar en poco tiempo debido a que el crudo incluye suciedad y basura, tales como fibras.

Es importante destacar que el balance de masa de una refinería comienza exactamente con la medición de la entrada de petróleo crudo. Es decir, la medición de materias primas –cantidad de crudo recibido- es el punto de partida para la evaluación completa del balance de masa, en donde la salida de las cantidades de los productos terminados, como son las gasolinas, el combustóleo, los aceites, etcétera, son sumados y comparados con las cantidades de petróleo crudo recibidas para valorar constantemente la eficiencia de la planta respecto a un proceso en particular.

Las cantidades de combustible usadas internamente para generar vapor y potencia así como el combustible quemado para procesos de calentamiento, tienen que ser también contabilizadas para el balance de masa. Estas mediciones son también muy importantes para la administración del consumo de energía, un punto muy importante para evaluar la eficiencia respecto de un proceso en particular de una planta en operación.

Las diferencias en los balances de masa entre las entradas y salidas de la refinería están comprendidas en las pérdidas reales y las aparentes.

Las pérdidas reales se deben a factores tales como fugas, evaporación, derrames, sustracciones ilícitas y procesos deficientes. Las pérdidas aparentes se deben a errores de medición.

Realizando mediciones que posean trazabilidad y confiabilidad se reducirán las pérdidas aparentes y se podrá concentrar la atención en mejorar la eficiencia de los procesos donde las pérdidas reales se incrementan.

Por lo anteriormente expuesto, los medidores de flujo juegan un papel esencial en el balance de masa y pérdidas en los procesos de control de una planta y en la calidad de un producto.

En las plantas de proceso, los medidores de flujo son sin duda alguna los instrumentos más utilizados y la selección del tipo de medidor de flujo más adecuado depende definitivamente de las características del fluido y de la importancia de la medición. Por ejemplo, las placas de orificio se utilizan comúnmente para medir combustible gaseoso y vapor así como en mediciones que no consideran críticas.

También son ampliamente usados los medidores de flujo tipo vórtex y los medidores de flujo ultrasónicos, donde su empleo resulte práctico. Los medidores de flujo electromagnéticos para medir agua son poco utilizados debido a que sus características metrológicas los hacen más costosos y muchas veces no se justifica su selección para ese tipo de aplicaciones. Para los productos terminados de petróleo se emplean medidores de flujo de desplazamiento positivo y medidores de flujo tipo turbina.

Distribución y comercialización



Por razones comercialmente obvias, se requieren mediciones con muy alta exactitud en la medición de los productos terminados, debido al alto valor agregado de

los mismos, mismos que alcanzan en el mercado de precios un promedio de **26 dólares** por barril, y salen de la refinería ya sea a través de un ducto, buquetanque, carrotanque, autotanque o el medio de transporte que se emplee. Para este servicio, los medidores de flujo de desplazamiento positivo son los más comúnmente usados y algunas veces los medidores de flujo tipo turbina dependiendo de la viscosidad del fluido.

Debido a que la medición se lleva a cabo con cantidades “pequeñas”, los sistemas de medición de flujo son más compactos que los empleados para el manejo de crudo, Para esta aplicación, es recomendable el empleo de sistemas de calibración viajeros más que sistemas de calibración esclavos a los sistemas de medición.

Tren de medición de productos petrolíferos



La calibración de los sistemas de medición puede llevarse a cabo empleando patrones volumétricos de transferencia “ollas” cuyo volumen esté certificado, o en contra otro medidor de transferencia “medidor maestro” con certificado de calibración. En la actualidad todos los sistemas de medición están completamente automatizados y controlados por un microprocesador.

Las consecuencias de una mala medición pueden poner en riesgo la competitividad y la equidad en las transacciones de fluidos. Las incertidumbres que se manejan con los productos terminados son menores que las que se manejan con petróleo crudo debido a que las propiedades de los productos terminados están perfectamente determinadas, viscosidad, densidad, etc. La incertidumbre deseable en este tipo de mediciones debe ser mayor al $\pm 0.15\%$.

Los productos terminados son embarcados de los centros de producción a los de distribución vía buquetanque, ducto, autotanque* o carrotanque antes de llegar a estaciones de servicio y al consumidor final. En dichos centros de distribución se mide la cantidad de producto entregado, invariablemente para esta aplicación se emplean

* Se recomienda equiparlos con medidores de desplazamiento positivo cuya calibración debe efectuarse periódicamente.

medidores de flujo de desplazamiento positivo y medidores de flujo tipo turbina. Estos sistemas de medición están equipados con totalización de volumen, eliminadores de aire y con válvulas de cierre. Con estos sistemas se preselecciona el volumen a entregar. Los productos terminados son almacenados en tanques verticales con medición de nivel.

Por último, al final de esta cadena de medición se encuentra el consumidor final, todos conocemos las bombas de despacho de combustible, que determinan el volumen entregado. Estos medidores son del tipo de desplazamiento positivo, comúnmente de pistón oscilatorio.

Este tipo de medidores se emplea debido a que la exactitud de éstos, tiene un impacto directo sobre los automovilistas. La calibración de estas bombas de despacho es inspeccionada por PROFECO (Procuraduría Federal del Consumidor), que emplea patrones volumétricos metálicos para asegurar que los medidores entregan el volumen del producto con una incertidumbre de $\pm 0.3\%$.

2. FUNDAMENTOS ACERCA DE LA MEDICIÓN DE CRUDO Y PRODUCTOS REFINADOS

2.1. *Introducción*

Todos los líquidos se expanden y contraen con los cambios de presión y temperatura. El agua varía casi 2% cada 100°F, mientras que un crudo típico varía el 2% por 40°F y el gas condensado varía 2% cada 35°F. Las variaciones de presión son pequeñas pero deben tomarse en cuenta. Sin embargo, deben efectuarse correcciones por cambio de volumen al registrarse variaciones en la temperatura para una medición con la menor incertidumbre posible, dado que el precio de los hidrocarburos líquidos (ya sea petróleo crudo o productos refinados) se establece con base volumétrica a una temperatura estándar, ya sea de 68°F ó 20°C. Por lo tanto, tenemos dos conceptos importantes en la medición de hidrocarburos líquidos; volumen bruto y volumen compensado. Algunas veces el volumen neto se usa como volumen compensado, en el presente trabajo se usará el término volumen neto como volumen compensado por agua y sedimento. El volumen compensado será volumen corregido por temperatura y presión.

El volumen bruto es el volumen de líquido que pasa a través del medidor a las condiciones de temperatura y presión de la línea. Si la temperatura está por arriba de 60°F, el líquido se contraerá y el medidor registrará un volumen menor a 60°F. Por estas razones, los factores de corrección por temperatura se aplican al volumen bruto y la cantidad resultante se conoce como volumen compensado. Si se corrige por temperatura, presión y contenido de agua, la cantidad resultante se conoce como volumen neto.

Las normas para la medición de hidrocarburos líquidos están disponibles en el Manual de Mediciones Estándar del Petróleo API, capítulos 4, 5, 6 y 12. Este trabajo resume algunos de los fundamentos que se definen en el Manual de Medición de API.

Una aplicación especial para la medición de productos refinados del petróleo y petróleo crudo es la Unidad de Transferencia Automática en la Custodia de Líquidos (LACT) o patín de medición, que es un sistema que transfiere producto de un propietario a otro. Consiste de varios elementos básicos como son; bomba de carga, filtros, eliminador de aire, muestreador, monitor de agua y sedimento, válvula de desvío de producto fuera de especificación, medidor, conexiones al probador y válvula de contrapresión. Los sistemas están cubiertos en detalle en el capítulo 6 sección 1 del Manual de Normas para la Medición del Petróleo de API.

2.2. *Filosofía General*

Se recomienda el uso de un patín completo de medición, de repuesto, para cada estación de medición, para asegurar una operación continua. El concepto de "Ensamble completo empacado" es la solución ideal para asegurar la confiabilidad total

del sistema. Los cabezales de drene y las cajas de conexiones, se colocarán en las orillas o extremos del patín. Los medidores deberán ser accesibles al menos de un lado del patín.

2.3. Incertidumbre de medición requerida

2.3.1. TERMINOLOGÍA RELATIVA A LA INCERTIDUMBRE DE MEDICIÓN

Los términos “incertidumbre de medición de volumen” e “incertidumbre de medidor” no son iguales. La “incertidumbre volumétrica” es la incertidumbre del volumen que se ha medido; en cambio, la “incertidumbre del medidor” es simplemente la incertidumbre de un medidor relativo a su probador, generalmente por un conjunto constante de condiciones de operación.

Los términos “repetibilidad” y “linealidad” generalmente se utilizan para definir la “incertidumbre del medidor”. La repetibilidad es la variación del rendimiento del medidor entre varios ensayos consecutivos de calibración bajo las mismas condiciones de operación. La linealidad es la variación del rendimiento del medidor sobre un rango de flujo, o la “relación de linealidad”, estando constantes las demás condiciones de operación.

Por lo tanto, la incertidumbre de medición de volumen depende de los siguientes factores:

- Repetibilidad del medidor
- Incertidumbre de la calibración con el probador
- Procedimiento de la calibración del medidor
- Desviaciones de las condiciones de operación que hubieron cuando se calibró el medidor y su efecto sobre el rendimiento del medidor
- Adecuada eliminación del aire (vapor)
- Incertidumbre de las correcciones por los cambios de densidad del líquido debido a las variaciones de temperatura y/o presión

El término incertidumbre de medición utilizado en este documento se refiere a la incertidumbre no expandida.

2.4. Propósito del medidor

Control de la cantidad de flujo

Asignación

Control de inventarios

Custodia en la transferencia de líquidos (LACT)

Datos de proceso o ingeniería

2.5. Selección del medidor

Normalmente se efectúa la medición de los hidrocarburos líquidos con las versiones de los medidores de desplazamiento positivo o de turbina de alto rendimiento. Hay muchas ocasiones en las que prefiere uno o el otro y hay otras en las que cualquiera de los tipos de medidor se puede utilizar satisfactoriamente. El punto clave que se debe recordar es, nunca sacrificar la incertidumbre de medición por ahorrar en el costo del medidor. El beneficio que da la mejora de la incertidumbre de medición compensará rápidamente cualquier costo inicial adicional.

Deben tomarse en cuenta al seleccionar los medidores de una estación de medición para un oleoducto las siguientes guías generales:

- En los sistemas grandes de medición de custodia en la transferencia de líquidos, se debe escoger el tipo de medidor que proporcionará la menor incertidumbre global para el sistema. Al comparar el ahorro inicial del precio con el valor de los posibles errores de medición normalmente se determina que el sistema con menor incertidumbre global de medición es el más económico a largo plazo. Por ejemplo; a 400 MBPD el valor del petróleo medido a \$40 dólares por barril es de \$16 millones de dólares por día o más de \$5 mil millones de dólares por año. Por lo tanto, un mejoramiento en la incertidumbre de solamente el 0.02% representa más de \$1 millón de dólares por año.
- Si no existe motivo importante para seleccionar un medidor de turbina en vez de un medidor de desplazamiento positivo, es mejor utilizar el medidor de desplazamiento positivo porque es un dispositivo de medición volumétrica directa que es menos susceptible a las grandes variaciones en la incertidumbre debido a circunstancias imprevistas tales como la adherencia de residuos en los alabes, o el daño a los mismos, etc.
- Siempre se deben instalar filtros antes de los medidores para proteger a estos instrumentos de los daños causados por los residuos que hay en el oleoducto.
- Si es posible que se introduzcan cantidades importantes de aire a la corriente de flujo, debe ser eliminado antes de llegar al medidor, para protegerlo contra daños y asegurar la incertidumbre de la medición.

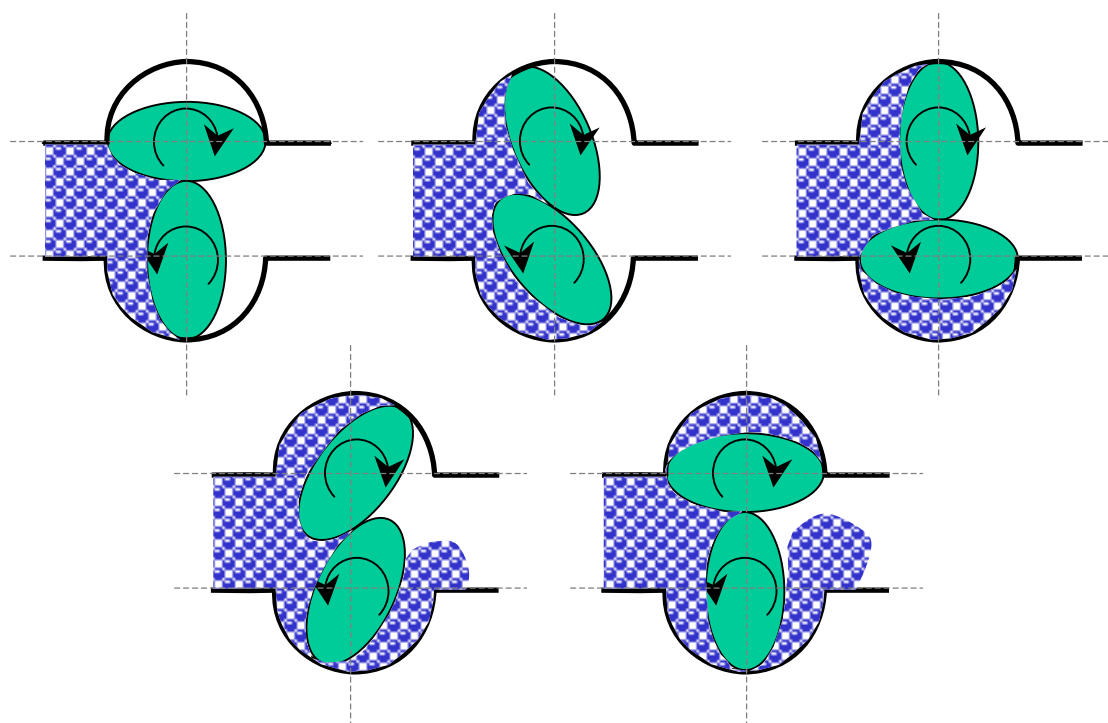
Los medidores se seleccionan con base en los siguientes factores: Cantidad de flujo, viscosidad, aire entrampado, sólidos entrampados, presión, temperatura, densidad y lubricidad.

Los medidores de turbina y de desplazamiento positivo se prefieren en la mayoría de los servicios. Pueden dimensionarse para operar al 100% del flujo. Los medidores de desplazamiento positivo se usan para petróleo crudo y aceites combustibles. Los medidores de turbina se usan para aceites ligeros y productos refinados. Es muy importante el dimensionamiento correcto de la tubería corriente arriba y corriente abajo de los medidores para una operación adecuada del medidor.

En algunos casos la medición de estos fluidos se hace con medidores de orificio, pero éste no es un método común. Los nuevos medidores tales como el Vórtex se están aplicando en la medición de hidrocarburos líquidos, sin embargo, aún se encuentran en proceso de introducción debido a que no se ha comprobado su incertidumbre de medición.

El medidor de desplazamiento positivo opera en el principio de dividir la corriente que fluye en segmentos individuales y contando el número de segmentos que pasan a través de la línea.

Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Oval



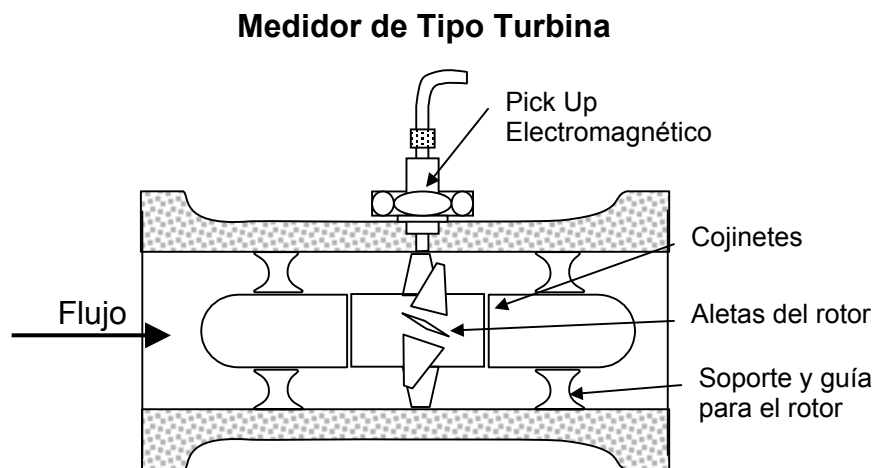
El medidor de turbina mide la velocidad del fluido en la línea por medio de una restricción conocida y relaciona esta caída de presión con el fluido de la misma.

En las terminales de ventas más modernas se cuenta con medidores tipo turbina (Smith o Brooks) para la medición de volumen en las islas de llenado de autotanques.

Estos instrumentos son buenos para medir de manera exacta el flujo y el volumen totalizado de hidrocarburos para efectos de facturación y/o balances internos. Este medidor consiste en un rotor instalado sobre rodamientos y un eje que está montado en un alojamiento. El fluido a medido pasa a través del medidor, causando que el rotor gire

con una velocidad de rotación proporcional a la velocidad del fluido. Como tiene partes en movimiento, está expuesto a desgaste mecánico, lo cual puede causar un cambio en el comportamiento del instrumento.

La turbina no mide el volumen directo, usa la velocidad del fluido para calcular el volumen que pasó a través del instrumento, eso los hace sensibles al perfil de velocidad, el cual a su vez depende de la instalación (tubería, válvulas, aguas arriba, aguas abajo, etc.) de la velocidad del fluido, densidad y viscosidad (número de Reynolds) del medio que se quiere medir.

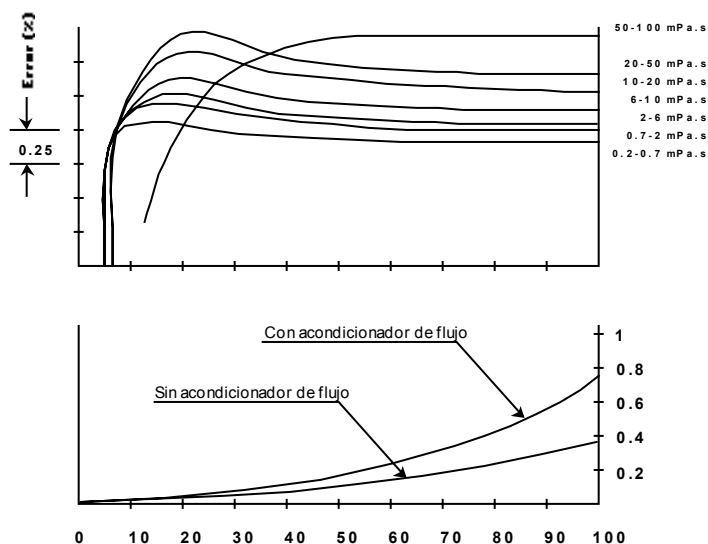


Por eso es de gran importancia una confirmación metrológica del medidor (calibración en campo bajo las mismas condiciones de operación). Bajo estas condiciones se puede obtener con turbinas, incertidumbres de medición para el flujo volumétrico de $\leq \pm 0.2\%$.

Una característica importante en el funcionamiento de la turbina es que su comportamiento es casi lineal en buena parte del intervalo de medición y tiene una muy buena repetibilidad. (Figura: Curva típica de una turbina)

Curva característica de un medidor de turbina

(Con un arreglo que disminuya la dependencia de la viscosidad)



La reproducibilidad depende mucho de las condiciones, el uso y mantenimiento que se le da a la turbina y a los demás elementos del sistema de medición. Esto significa que la frecuencia de calibración dependerá del historial que se tiene de la fluctuación del factor de calibración. Los medidores tipo turbina manifiestan una fuerte dependencia respecto de la viscosidad del fluido en proceso, eso hace necesaria la calibración con cada producto que maneja la turbina.

2.5.1. DEFINICIÓN DE TIPO, TAMAÑO Y MATERIAL PARA MEDIDORES

Los pasos que se siguen normalmente para definir el tipo, tamaño y material apropiados del medidor(es) para un sistema de medición de custodia en la transferencia de líquidos para un oleoducto son:

Paso1: Decidir por tanteos si los medidores de desplazamiento positivo o de turbina son mejores para este caso. Los factores a tomar en cuenta son:

- a) Viscosidad máxima. Si la viscosidad máxima es mayor que el 10% de la viscosidad de referencia del posible tamaño de los medidores de turbina que se considerarían, normalmente los medidores de desplazamiento positivo serían los más adecuados. Si se van a medir solamente productos refinados de baja viscosidad como propano, gasolina queroseno ó diesel, normalmente se optaría por los medidores de turbina debido a su vida más larga de servicio (para la operación continua) y su incertidumbre de medición, que normalmente es igual o mejor para productos de este tipo.
- b) Tasa máxima de flujo. Si la tasa total de flujo es mayor que aproximadamente 100 MBPH, se requerirían muchas secciones paralelas de medidores de desplazamiento positivo de 16", de modo que normalmente se escogerían los medidores de turbina.

- c) Presión máxima. Si la capacidad nominal de presión del medidor tiene que ser más que 600# ANSI (1,440 psig), no se puede usar un medidor de desplazamiento positivo.
- d) Contrapresión. Para un medidor de turbina la contrapresión (la presión a la salida del medidor) debe ser por lo menos 25 psig a la tasa máxima de flujo para los líquidos de baja presión de vapor y 1.25 veces más que la presión máxima de vapor para líquidos de alta presión de vapor (por ejemplo el propano). La falta de contrapresión es de especial preocupación si la estación de medidores de turbina va a ubicarse cerca del tanque de recepción. Para los medidores de desplazamiento positivo, la contrapresión tiene que ser mayor que la presión de vapor solamente por una pequeña cantidad.
- e) Alto contenido de parafina. Los medidores de turbina no deben ser utilizados con líquidos que contienen parafina y otras sustancias que pueden ser depositadas en las superficies del medidor, cambiando el área transversal de flujo.

Paso 2: Escoger por tanteo el número y tamaño de los medidores en paralelo para la estación de medición.

- a) Normalmente los medidores en paralelo son todos del mismo tamaño.
- b) Es mejor tener un medidor más de los que se necesita para satisfacer la tasa máxima de flujo de la estación. Luego si un medidor está parado por mantenimiento, los medidores restantes todavía podrán manejar el flujo total, también los medidores (especialmente los de desplazamiento positivo) durarán más si se los opera bajo la tasa máxima.
- c) Normalmente el costo del probador y las válvulas de bloqueo y sangrado determina el número más económico de medidores para una estación. Lo más común es tener de 3 a 5 medidores por estación.

Paso 3: Determinar el tamaño y materiales de los medidores considerando lo siguiente:

- a) Tasa mínima de flujo (relación de linealidad del medidor). Un medidor de desplazamiento positivo tiene una relación de linealidad más grande que un medidor de turbina para todos los hidrocarburos líquidos menos los más livianos. La relación de linealidad de un medidor de turbina se limita a 10:1 aproximadamente para los líquidos de baja viscosidad y generalmente disminuye al aumentarse la viscosidad. La relación de linealidad del medidor de desplazamiento positivo aumenta grandemente al aumentarse la viscosidad.
- b) Rango de viscosidad. Se debe evitar el uso de medidores de turbina para los líquidos de más alta viscosidad si ésta varía sustancialmente entre las calibraciones del medidor (usualmente debido a los cambios de temperatura). La calibración de los medidores de desplazamiento positivo varía muy poco a raíz de los cambios de viscosidad o tasa de flujo, si la viscosidad es mayor de aproximadamente 10 centipoise.

- c) Rango de temperatura. Si la temperatura varía más de unos pocos grados, debe incluirse en el sistema de medición algún tipo de compensación automática por temperatura. *Medidores de turbina*: si la temperatura del líquido es mayor de 225°F (106°C) se requiere una bobina especial de detección. En caso contrario, el medidor sirve para todas las temperaturas que se encuentran normalmente en la medición de hidrocarburos. *Medidores de desplazamiento positivo*: estos medidores con materiales estándar generalmente funcionan bien hasta 150°F (65°C), pero para las temperaturas entre los 150°F y 200°F (65°C-94°C) requieren tolerancias especiales y alabes con extremos especiales para alta temperatura para permitir el diferente coeficiente de expansión térmica de los alabes de aluminio y la carcasa de hierro fundido. Sobre los 200°F (94°C) hay que cambiar los alabes de aluminio por hierro. Al hacerlo, se reduce en 25% la tasa máxima de flujo del medidor. Esto puede afectar al tamaño del medidor que se escoge. También sobre los 200°F (94°C) pueden ser necesarios otros materiales y accesorios tales como elastómeros de Viton y una extensión ventilada para el contador.
- d) Contaminación del líquido (agua, sal, H₂S, arena, finos catalíticos, etc.). La vida del medidor puede reducirse severamente y producir problemas de incertidumbre de medición, debido a la contaminación severa del líquido. Para obtener un buen servicio del medidor (incertidumbre de medición y vida) se debe eliminar la contaminación severa del líquido antes de medirlo. *Medidores de turbina*: una construcción totalmente de acero inoxidable sería mejor para medir petróleo que esté contaminado significativamente con agua o agua salada. *Medidores de desplazamiento positivo*: a menudo se utilizan materiales que son totalmente de hierro si existe contaminación significativa.

Paso 4: Escoger los accesorios del medidor (es decir, transmisores y/o contadores) que son necesarios para suministrar la información analógica y digital del flujo que se requiere:

- a) Señal analógica de salida (4-20 mA ó 0-1 mA). Cuando se requiere una señal analógica que sea proporcional a la tasa de flujo, es necesario introducir un pulso de salida de alta frecuencia del medidor a un convertidor de frecuencia analógica. Esta es la salida normal de un medidor de turbina. Normalmente hay que agregar un transmisor PEX a un medidor de desplazamiento positivo.
- b) Salida para el probador. Aquí también, la salida normal de alta frecuencia del medidor de turbina se utiliza directamente, un transmisor PEX (o una transmisión de ángulo recto y un transmisor fotoeléctrico portátil) se utiliza en el medidor de desplazamiento positivo.
- c) Salidas de pulso de baja velocidad. Típicamente se usa una salida de pulsos de baja velocidad desde un totalizador multiplicador remoto para los medidores de turbina. Para los medidores de desplazamiento positivo, se utiliza un dispositivo de contactos cerrados de baja velocidad. Son para

regular la frecuencia de muestreos, control de supervisor, impresoras remotas, etc.

- d) Contadores e impresores. Si se emplean contadores o impresores mecánicos, la velocidad de la rueda derecha es una preocupación. Típicamente la velocidad de la rueda derecha del contador o del impresor no puede ser mayor de 250 rpm. Sin embargo, en el caso de algunos contadores e impresores electromecánicos, este límite está más cercano de 100 rpm. Hay que especificar el número de dígitos y las unidades de registro para cada contador o impresor.

La selección del medidor para una aplicación dada depende de las siguientes características:

- a) **Características del fluido:** Viscosidad y densidad del líquido, corrosividad, contenido de sólidos y contaminantes.
- b) **Costo relativo:** Instalación inicial y costos de operación.
- c) **Facilidad de mantenimiento y calibración:** Herramientas especiales y equipo requerido, entrenamiento especial para el personal.
- d) **Limitaciones físicas de la instalación:** Requerimientos de espacio para secciones especiales de tubería, disponibilidad de energía eléctrica y clasificación de área peligrosa.

2.6. Medidor de turbina vs. Medidor de desplazamiento positivo

Los medidores de flujo líquido en general se pueden clasificar en medidores de desplazamiento positivo y de inferencia. Los medidores de desplazamiento positivo miden el flujo volumétrico directamente, separando continuamente el flujo en segmentos volumétricos discretos y contándolos. Los medidores de inferencia deducen la tasa de flujo volumétrico midiendo alguna propiedad dinámica de la corriente. Los medidores de turbina pertenecen a esta última categoría.

Algunos de los ejemplos más comunes de los medidores de inferencia son las placas de orificio, toberas de flujo, venturis y tubos de Pitot, todos los cuales deducen la tasa de flujo con base en las mediciones de la presión diferencial. Todos los otros tipos de medidores deducen la tasa de flujo, midiendo; la fuerza mecánica, área de flujo, fuerza electromagnética, arrojamiento de vórtices, resistencia, remolino, etc.

Últimamente se ha discutido sobre cual tipo de medidor, turbina o desplazamiento positivo es más adecuado, como estos medidores miden el flujo volumétrico de una manera completamente diferente, tiene que existir ventajas de un medidor sobre otro, dependiendo de los criterios. A continuación tenemos algunas de las ventajas y desventajas de cada uno.

2.6.1. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Lectura directa del flujo total, sin requerir energía externa 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere flujos limpios
<ul style="list-style-type: none"> • Amplia rangeabilidad de flujo (5-1) y baja incertidumbre de medición 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere equipo y accesorio para la señal de la cantidad de flujo
<ul style="list-style-type: none"> • Disponible para muy bajos flujos 	<ul style="list-style-type: none"> • La expansión del gas puede dañar el medidor
<ul style="list-style-type: none"> • Efectos mínimos por viscosidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Los tamaños grandes del medidor son relativamente caros
<ul style="list-style-type: none"> • No requiere arreglos especiales de tubería 	<ul style="list-style-type: none"> •

2.6.2. TURBINAS

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Amplia rangeabilidad de flujo (10-1) y alta repetibilidad 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere energía eléctrica para dar la lectura impresa
<ul style="list-style-type: none"> • Pocas partes en movimiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Calibración varía con cambios en viscosidad
<ul style="list-style-type: none"> • Alta capacidad por medida de línea 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere secciones especiales de tubería corriente arriba y abajo del medidor
<ul style="list-style-type: none"> • Provee una señal lineal de flujo 	
<ul style="list-style-type: none"> • Procedimiento simple de calibración 	

2.6.3. ORIFICIO

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> No tiene partes en movimiento 	<ul style="list-style-type: none"> La señal de la cantidad de flujo no es lineal
<ul style="list-style-type: none"> La capacidad de medición de flujo para grandes cantidades puede variarse cambiando la placa de orificio 	<ul style="list-style-type: none"> La totalización de flujo requiere procesamiento separado de la información
<ul style="list-style-type: none"> Los procedimientos de calibración son muy sencillos, ampliamente aceptados y generalmente no requieren interrumpir el flujo 	<ul style="list-style-type: none"> El rango de flujo con una placa de orificio es limitado (3-1)
<ul style="list-style-type: none"> Se dispone fácilmente de los datos de la cantidad de flujo 	<ul style="list-style-type: none"> Se requieren secciones especiales de tubería, corriente arriba y abajo del elemento
	<ul style="list-style-type: none"> Debe tenerse especial cuidado en la instalación del elemento secundario (registrador o transmisor) para eliminar burbujas o por congelamiento de tomas
	<ul style="list-style-type: none"> Deben hacerse correcciones por efecto de la viscosidad

2.6.4. COSTO DEL EQUIPO

Los medidores de turbina, debido a su sencillez inherente, normalmente ofrecen una ventaja sustancial en cuanto al costo. También debido al espacio requerido son más fáciles de acomodar en una isla de carga de espacio reducido. Esto puede significar ahorros adicionales en la modernización de las islas de carga existentes porque normalmente existen pocas posibilidades de arreglo. Los medidores de turbina se adaptan particularmente bien al montaje en la tubería ascendente del brazo de carga.

2.6.5. MAL REGISTRO DEBIDO A CAVITACIÓN

Al permitir que la presión de la línea baje del nivel mínimo de contrapresión, la cavitación del medidor de turbina causará un sobregistro. Es más probable que ocurra este problema cuando una sola bomba está alimentando a varios brazos de carga y su capacidad es menor que la del total de los brazos. Si la bomba no puede satisfacer la demanda, la presión disminuye considerablemente. Los medidores de desplazamiento positivo generalmente se consideran inmunes a este tipo de problemas de cavitación.

2.6.6. LINEALIDAD

Ambos medidores están sujetos a cambios de incertidumbre a causa de variaciones en las condiciones de flujo. Por ejemplo, no es raro encontrar un cambio en el factor del medidor* del 0.1% al 0.5% al variar la tasa de flujo en el rango que se experimenta en una isla de carga. Este problema se soluciona al linearizar el factor del medidor en el programa electrónico.

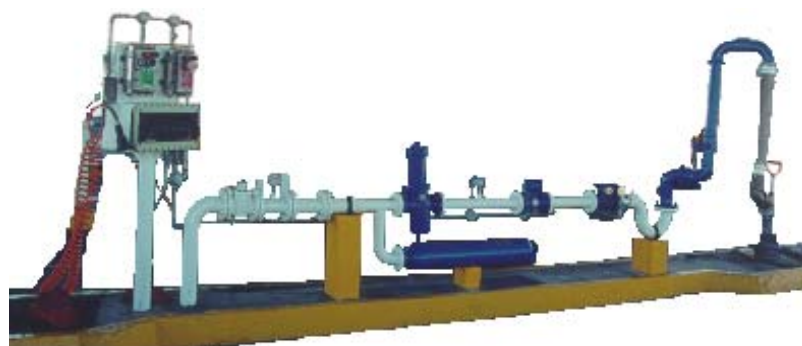
* El factor del medidor es la relación entre el flujo real (probador) y el flujo medido (medidor).
 Factor del medidor = Lectura del probador / Lectura del medidor

2.6.7. ESTABILIDAD DE LA INCERTIDUMBRE VS. TEMPERATURA

La variación de la temperatura tiene el doble efecto de cambiar el tamaño físico del medidor debido a la expansión térmica del metal y cambiar la viscosidad del líquido que se está midiendo. La experiencia ha demostrado que el medidor de turbina sufre un cambio de incertidumbre de medición levemente más grande que el medidor de desplazamiento positivo luego de un cambio de temperatura. El fenómeno es aún más marcado para los líquidos de más alta viscosidad. Por ejemplo, las pruebas de laboratorio con queroseno han detectado variaciones del 0.013% por cada 10°F para el medidor de desplazamiento positivo, comparado con el 0.018% por cada 10°F para el medidor de turbina. Para los climas que no experimentan grandes variaciones de temperatura, no es un factor importante, Sin embargo, donde se presenten cambios sustanciales en la temperatura del producto, posiblemente sea necesario calibrar el medidor de turbina más a menudo. Este es el caso especial para los productos que son más viscosos que el queroseno.

2.6.8. MANTENIMIENTO

La comparación entre los dos medidores en cuanto al mantenimiento se ha confundido un poco, por el hecho de la introducción simultánea del programa electrónico y el empleo del medidor de turbina para carga de autotanques. En otras palabras, se efectuaron dos cambios en la práctica anterior aproximadamente al mismo tiempo. Se ha comprobado que el programador electrónico es mucho menos costoso para mantener que su contraparte mecánico y esta reducción en el costo de mantenimiento se ha atribuido un poco erróneamente al medidor de turbina. Si bien el costo del mantenimiento del medidor de turbina ha sido muy bajo, también se ha reducido sustancialmente el costo del mantenimiento del medidor de desplazamiento positivo, que ahora solamente tiene que impulsar a un transmisor de pulsos.



Los medidores de turbina han probado que pueden ser utilizados eficientemente en las islas de carga de camiones tanqueros. El bajo costo inicial y la excelente versatilidad hacen del medidor de turbina una opción muy atractiva. Debido a su sencillez, es decir, una sola parte móvil, el costo del mantenimiento es muy bajo. El uso de cojinetes de bolas para apoyar al rotor disminuye la incertidumbre de medición, especialmente cuando se instala el medidor en posición vertical.

A fin de minimizar los errores de medición cuando trabajamos con productos más viscosos como el combustible diesel liviano, puede ser necesario recalibrar los medidores de turbina más frecuentemente que los medidores de desplazamiento positivo en los climas que producen importantes cambios de temperatura.

También cuando se trabaja con gasolina y otros productos de relativa alta presión de vapor, se debe tener cuidado de asegurar una suficiente contrapresión (para prevenir cavitación) bajo todas las condiciones de operación.

2.6.9. INSTRUMENTACIÓN

La instrumentación que se requiere para el medidor varía con la aplicación de la medición. En la mayoría de los casos, se requiere compensar por los efectos de temperatura, el volumen que pasa a través del medidor. El medidor compensado por temperatura tiene un totalizador compensado sencillo. Este indica el volumen que pasa a través del medidor con las condiciones de la línea y el totalizador compensado indica el volumen estándar (68°F, 20°C) que se midió. Con los medidores de desplazamiento positivo esta compensación se hace mecánicamente. En los medidores de turbina, debe hacerse electrónicamente, puesto que los medidores de turbina generan un pulso electrónico al paso del fluido. La medición con orificio puede hacerse mecánica o electrónicamente puesto que la señal de flujo es la caída de presión diferencial a través de la placa de orificio. Es importante tener cuidado de seleccionar la instrumentación apropiada para los requerimientos de medición.

Deberá instalarse un indicador y un transmisor de temperatura corriente abajo del medidor, así como un indicador y un transmisor de presión.

Deberá instalarse normalmente un densitómetro y un muestreador o sistema de muestreo en un punto común a todos los medidores.

Cuando sea necesario se instalará un viscosímetro en un punto común a todos los medidores.

3. UNIDADES MEDICIÓN DE CUSTODIA EN LA TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA PARA LÍQUIDOS (LACT)

3.1. Definición de la unidad LACT

La unidad LACT es una combinación de un equipo montado en un patín y tubería diseñados para medir exactamente la calidad y cantidad de líquido que pasa a través de él. Se emplea para custodiar la transferencia automática de un líquido de una entidad responsable a otra. Todos los componentes utilizados para medir la cantidad y calidad del fluido deberán poderse calibrar para la operación correcta y con la menor incertidumbre. Se puede comparar la operación de la unidad LACT a una caja registradora. Como en una caja registradora la unidad LACT debe comprobar que la partida recibida del material contra la información del producto suministrado por el vendedor es la correcta.

3.2. Diseño de la unidad LACT

Algunos de los factores que afectan al diseño de la unidad LACT son: el tipo de líquido a medir, cantidad de flujo, viscosidad, temperatura, presión y localización.

El tipo de líquido y su composición química determinará, por ejemplo; el rango de operación de los medidores, los usos de materiales (NACE), el tipo de muestreador y contenedor, y la tubería y bridas.

La cantidad de flujo determinará la tubería y dimensión del medidor y el dimensionamiento de muchos componentes. La tubería debe diseñarse para proveer la mínima caída de presión a través de la unidad LACT. Esto generalmente va acompañado por la limitación de la velocidad máxima del fluido a la unidad de 12 o 14 pies/seg. Hay una velocidad mínima que puede mantenerse para la operación apropiada del mezclador estático.

El mezclador estático se coloca corriente arriba del muestreador del líquido y contiene un monitor para agua. La mínima velocidad para la operación apropiada del mezclador estático generalmente es de 3 pie/seg.

La viscosidad del fluido medido afectará el diámetro de la tubería de la unidad pero el principal efecto de la viscosidad afectará al medidor de flujo. Los fluidos con alta viscosidad requerirán medidores de desplazamiento positivo, mientras que los fluidos con baja viscosidad pueden medirse con medidores tipo turbina. Deberán seguirse las recomendaciones de los fabricantes en cuanto a viscosidad para seleccionar el medidor.

La temperatura del fluido determinará si se requieren componentes especiales en la unidad. Por ejemplo, si la temperatura es alta, se necesitarán sellos especiales en muchos de los componentes, tales como; el muestreador del medidor, monitor de agua, válvulas, etc. Si la temperatura del fluido es baja podrán necesitarse materiales de aleación en la tubería y componentes.

La presión de líquido en la unidad determinará la tubería, espesor y cédula, el libraje de las bridas, y el rango de presión de otros componentes. Muchas unidades LACT se construyen con bridas de 150 lb, pero no es difícil en la actualidad ver presiones que requieren bridas de 300 y 600 lb, de ser posible se debe procurar que la unidad LACT requiera solamente bridas de 150 lb. El costo de la unidad y probador se incrementa en forma importante cuando se requieren bridas y componentes para 300 y 600 lb.

3.3. Componentes de la unidad LACT

3.3.1. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los medidores de desplazamiento positivo se usan para fluidos que son demasiado viscosos para medidores de turbina. Los medidores de desplazamiento positivo para las unidades LACT generalmente son de 2" hasta 16" y el libraje de las bridas de 150 a 600 lb ANSI. Las cantidades de flujo van de 60 a 13,000 barriles por hora. Pueden proporcionarse medidas mayores pero el costo tiende a elevarse grandemente. Cuando se encuentre que se tenga que medir cantidades de flujo grandes, es mejor utilizar medidores múltiples. Los medidores múltiples reducen la medida del probador y tienen la ventaja que si uno de los medidores falla, únicamente se pierde un pequeño porcentaje de capacidad.

La linealidad de los medidores de desplazamiento positivo es normalmente de $\pm 0.25\%$ y la repetibilidad es normalmente $\pm 0.02\%$. La rangeabilidad del medidor de desplazamiento positivo es de 5:1. El rango normal de temperatura de estos medidores es de -25°F a 125°F .

3.3.2. MEDIDORES TIPO TURBINA

El tamaño de los medidores tipo turbina va desde 1" a 24" y su libraje de 150 a 2500 lb ANSI. Las cantidades de flujo que manejan las turbinas van desde 9 a 57100 barriles por hora. El rango de temperatura de algunas turbinas va desde -50°F a 150°F , para medidas pequeñas y -50°F a 700°F para medidas mayores. Los medidores tipo turbina se usan en fluidos con baja viscosidad. La linealidad de la turbina es más o menos 0.025% , la repetibilidad es más o menos 0.02% y la rangeabilidad es de 10:1.

En la unidad LACT, los pulsos de salida del medidor de turbina se envían a un computador de flujo donde se realizan los cálculos para el flujo total y cantidad de flujo. Se recomienda un respaldo de baterías para el medidor de turbina en caso de falla de energía eléctrica.

3.3.3. MEDIDORES MÁSCOS – CORIOLIS

Estos medidores nos dan una medición instantánea del flujo en masa, la cual es crítica para el control de muchos procesos. Los medidores máscos operan de acuerdo a la segunda ley de Newton: Fuerza = Masa * Aceleración ($F=ma$). En la caja del sensor, los tubos vibran a su frecuencia de oscilación natural.

El tubo es impulsado por una bobina, la cual se encuentra sujeta al mismo. Esta vibración es similar a la de un diapasón, cuya amplitud es de menos de una décima de pulgada, a una frecuencia de aproximadamente 80 ciclos por segundo.

Cuando el fluido circula dentro del tubo, este se opone a la fuerza causada por la vibración. Se produce una fuerza resultante (se puede definir matemáticamente como el producto cruz). Analizando el caso más simple en los dos extremos del sensor, durante el medio ciclo de vibración en el cual el sensor viaja hacia arriba, las fuerzas resultantes ocasionan que el tubo se flexione. La torsión se presenta al completarse el ciclo de vibración mediante los movimientos ascendente y descendente en el tubo durante la condición de flujo. Esta característica de torsión es llamada efecto Coriolis.

De acuerdo a la segunda ley de Newton, la masa desplazada por unidad de tiempo, es directamente proporcional a la torsión experimentada por el tubo. Se colocan detectores electromagnéticos de velocidad en los dos puntos de máxima deflexión, midiéndose la masa de acuerdo a la diferencia de tiempo entre ellos.

Sin flujo no existe torsión, consecuentemente la diferencia de tiempo es cero. Con flujo existe torsión, resultando una diferencia de tiempo entre señales de velocidad, esta diferencia de tiempo es directamente proporcional al flujo máscico.

3.3.4. FILTROS

Los filtros tipo canasta se utilizan junto con los medidores de flujo, bombas y compresores, Los filtros se diseñan considerando que haya flexibilidad al seleccionar el material y los requerimientos de construcción para una variedad de aplicaciones.

Se requieren filtros tipo canasta vertical, en línea corriente arriba del medidor. El filtro deberá estar dimensionado para proteger al medidor y no tener excesiva caída de presión. Los filtros pueden equiparse con tapas de abertura rápida o con brida ciega, donde se coloca un eliminador de aire para permitir que se escape el aire atrapado cuando se esté llenando u operando el filtro. El eliminador de aire removerá algo del aire del fluido que pasa a través del filtro, pero no cumple la función de deaerador, el cual está diseñado para eliminar el aire y gas del sistema.

Debe instalarse un medidor y/o interruptor de presión diferencial a través del filtro para indicar o alarmar una caída de presión excesiva.

El material de la canasta es de acero al carbón o acero inoxidable con agujeros de 1/8" de diámetro con separaciones de centro a centro de 3/16". Las mallas están disponibles en medidas de 20 a 325 mallas para recubrimiento interior de las canastas.

Los filtros cumplen o exceden las siguientes especificaciones:

Tubería

ASTM A53 Grado B

Bridas	ANSI B 16.5
Espárragos	A193, B-7
Tuercas	A194, 2H
Empaques	Flexitalic
Cabezas	A 516Gr 70
Tapón cachucha	A 234 WPB
Coples	A 105

3.3.5. TEES DE CONEXIÓN AL PROBADOR

Todas las configuraciones de las unidades LACT incluyen 2 tees de conexión a las bridas del probador. Estas tees (una corriente arriba y otra corriente abajo de la válvula de doble bloqueo y válvula de venteo) se usan para desviar el flujo hacia el probador.

Generalmente se suministran las válvulas entre la tee y la conexión al probador. Estas válvulas pueden ser de puerto completo o reducido, pero debe tenerse cuidado de no causar alta caída de presión cuando el fluido es dirigido al probador. Cuando más de un LACT se conecten a un probador común, la válvula corriente arriba debe ser del tipo de bloqueo y venteo para asegurar que un falso fluido vaya o se extravíe hacia el probador.

3.3.6. CABEZALES DE TUBERÍA

Los cabezales de entrada, salida y probador se proveen generalmente en todos los sistemas. Se dimensionan basados en la cantidad de flujo y están embridados en el extremo del patín de medición.

3.3.7. VÁLVULAS

La válvula de entrada al medidor es para protegerlo y darle mantenimiento y generalmente es operada manualmente.

En los sistemas de múltiples medidores, las válvulas de salida son de doble bloqueo y venteo, alta integridad y operadas a motor.

La válvula de control de flujo se usa para mantener un flujo igual o constante a través de los medidores durante la operación normal y prueba. Esta válvula es normalmente una válvula de mariposa o válvula de bola con actuadores.

3.3.8. VÁLVULAS DE CONTRAPRESIÓN / VÁLVULAS DE CONTROL DE FLUJO

Las válvulas de contrapresión se colocan después del medidor y de las conexiones al probador para mantener una contrapresión en el sistema del medidor y probador. Estas válvulas normalmente se ajustan a 20 psig sobre la presión de vapor del fluido a medir. Las válvulas de contrapresión solamente mantienen la contrapresión en el medidor y probador, Esta válvulas también pueden ser válvulas de control de flujo para mantener la cantidad de flujo deseado. La calibración o prueba del medidor debe ser hecha a la misma cantidad de flujo que cuando el medidor esté en operación normal. Cuando el probador se pone o se saca de servicio cuando cambia el nivel del

tanque que alimenta las bombas de carga, puede ocurrir un cambio en la cantidad de flujo si sólo se usa una válvula de contrapresión. Puesto que un medidor se prueba o calibra a la cantidad de flujo a la cual opera, deberá mantenerse una cantidad de flujo constante a diversas condiciones. Generalmente es necesario ajustar la válvula de control de flujo después de considerar la caída de presión adicional del probador.

3.3.9. BRIDAS

Se usan bridas de acero forjado de cuello soldable y cara realzada en la mayoría de unidades LACT y proveen una conexión segura libre de fugas en la tubería y componentes. La especificación estándar en bridas es ANSI B16.5.

El libraje máximo de presión de las bridas se enlista abajo. El libraje máximo es para una brida nueva a 10°F

Brida	@100°F	
150 lb ANSI	285 psi	170 psi @ 500 °F
300 lb ANSI	740 psi	270 psi @ 850 °F
600 lb ANSI	1,480 psi	535 psi @ 850 °F
900 lb ANSI	2,200 psi	805 psi @ 850 °F

3.3.10. TUBERÍA PARA DIRIGIR EL FLUIDO HORIZONTAL O VERTICALMENTE PARA OBTENER EL MENOR ERROR POSIBLE

La tubería para la unidad LACT normalmente se encamina o diseña en un plano horizontal, sin embargo para tomar una muestra y medir el contenido de agua de un fluido el flujo deberá ser vertical. El flujo vertical no permite que el fluido estratifique, esto es que cualquier mezcla en la tubería, por ejemplo, el aceite y el agua deberán moverse en un plano vertical y pasar al muestreador y monitor de agua en una fase de distribución.

Cuando se usan densitómetros deberán montarse ya sea verticalmente o en un ángulo de 45° con el flujo hacia abajo. El flujo del fluido en dirección hacia abajo a través del densitómetro mantiene el tubo de vibración libre de suciedad.

3.3.11. DEAERADORES

El método para eliminar los gases libres del líquido fluyendo a presión a través de la tubería es el deaerador. El deaerador permite la medición inmediata del producto mientras se mantiene la presión del fluido en la línea. El deaerador elimina la necesidad de grandes y costosos tanques de retención y almacenaje.

En un sistema LACT donde el líquido está bajo presión, pueden estar presentes aire libre u otros gases en la corriente del flujo. Un ejemplo es en la descarga de buquetanque, donde se usan bombas para descargar el líquido bajo presión a través de la tubería a una instalación en muelles. Debido a los procedimientos de operación durante el arranque de la bomba y el embarque, pueden introducirse grandes volúmenes de aire libre dentro de la tubería. La presencia de este aire libre en el líquido

descargado hace imposible que haya una baja incertidumbre de medición cuando se usan medidores del tipo de desplazamiento positivo o turbinas. Además el aire libre puede causar daño en los instrumentos de medición.

Un método que se ha usado para eliminar el aire libre de los sistemas de descarga es entregar el fluido en tanques de almacenamiento relativamente grandes. Para permitir la disipación de aire libre, se permite que el líquido permanezca bajo condiciones de reposo o estáticas a presión atmosférica por periodos de dos a cuatro horas. El tanque puede entonces medirse para determinar la cantidad del líquido transferido. Este método considera la medición de la cantidad de lotes, así como las incertidumbres asociadas en la medición de tanques grandes. Debe considerarse el elevado costo de dichos tanques.

Otro método que se ha empleado es usar tanques de retención dentro de los cuales se descarga el líquido de la bomba de descarga y desde el cual el líquido se bombea a través del medidor. Este método requiere el uso de una segunda bomba para entregar el líquido desde el tanque de retención al medidor y nuevamente se consideraría un tanque de retención grande y relativamente caro.

Puede proporcionarse un método superior, instrumentado para eliminar los gases libres del líquido fluyendo bajo presión en una tubería. El deaerador permite la medición inmediata del producto descargado mientras se mantiene el fluido presionado. Por consiguiente el deaerador elimina la necesidad de tanques de retención relativamente grandes y costosos.

El deaerador de gas puede ser horizontal o vertical dependiendo del tipo de aplicación y limitaciones de espacio. El recipiente se dimensiona para tener suficiente tiempo de retención para que las burbujas de gas/aire suban a la parte superior del recipiente. Para ayudar a la remoción de este gas/aire, el interior del deaerador tendrá una serie de platos inclinados de acero para coleccionar y segregar estas burbujas. Las burbujas se coalescen y pasan a la parte superior del recipiente.

3.3.12. MEZCLADORES ESTÁTICOS

El mezclado uniforme del líquido en la línea se complementa con el uso del mezclador estático que se coloca antes del muestreador en una línea vertical. La velocidad del flujo a través del mezclador deberá ser menor de 3 pies/seg o no se llevará a cabo un buen mezclado. Hay una pequeña caída de presión por el mezclado, pero es necesario el mezclador para un muestreo apropiado y determinar el corte de agua.

3.3.13. BOMBAS

Las bombas usadas en las unidades LACT son del tipo centrífugo o del tipo pistón. El tamaño de las bombas es crítico para el flujo apropiado del fluido a través de la unidad LACT. Cualquiera de las bombas ANSI o API pueden utilizarse en las unidades LACT.

Las bombas de las unidades LACT generalmente tienen interruptores (switches) de presión locales tanto en la succión como en la descarga para proteger la bomba.

Hay un malentendido acerca de las bombas centrífugas en una unidad LACT como si fuera un mezclador para el fluido. Actualmente los impulsores de las bombas centrífugas en la succión, descargan el fluido como en un separador. El agua y el aceite se separan como en una centrífuga.

Una bomba de pistón o engranes puede causar problemas en la medición del fluido porque crean pulsaciones en el flujo del fluido. Lo mejor es evitar el uso de estas bombas en una unidad LACT. Si por alguna causa deben utilizarse, deberán localizarse tan lejos corriente arriba o corriente abajo como sea posible. Deben usarse amortiguadores en las aplicaciones mencionadas.

3.3.14. SISTEMAS DE MUESTREO

El sistema de muestreo es una parte muy importante en la unidad LACT. El medidor determina la cantidad y el sistema de muestreo se usa para determinar la calidad del fluido.

El sistema de muestreo está compuesto de dos equipos, uno para tomar o extraer la muestra de la línea y otro para almacenar el fluido, para llevarla posteriormente al laboratorio.

Los muestreadores pueden ser accionados eléctrica o neumáticamente. Los sistemas de muestreo generalmente son del tipo de extracción o de sonda biselada.

Algunas veces al referirse al muestreador se habla como "isocinético". La descripción de isocinético es: cualquier técnica para coleccionar una muestra de una corriente mezclada apropiadamente, en la cual la cámara de colección de muestra se diseña para que la corriente entrante tenga la misma velocidad a aquella de la corriente que pasa alrededor o fuera de la cámara de colección de muestra.

El sistema de muestreo más adecuado y barato es un tubo cortado a un ángulo de 45° con el extremo de la abertura de cara al flujo. La sonda debe estar a un tercio del centro de la línea de flujo después del muestreador. La muestra pasa a un cilindro de volumen ajustable, cargado a resorte a una válvula de tres vías. A intervalos regulares controlados por flujo o tiempo, la válvula solenoide abre hacia el recipiente que recolecta las muestras.

El muestreador mejor y más caro es el tipo que extrae la muestra de la línea a medida que el fluido pasa. Esto se conoce con el nombre de muestreo isocinético.

El muestreador puede accionarse por tiempo o puede ser proporcional al flujo. Los muestreadores proporcionales al flujo se prefieren para un muestreo de baja incertidumbre de medición.

Si la muestra es activada por tiempo, normalmente se toman entre 1.5 a 10 cc a intervalos de tiempo regularmente ajustables, por ejemplo cada 30 segundos.

Si el muestreador es proporcional al flujo, entonces la muestra podrá ser tomada cada barril, o cada 5 a 10 barriles. El flujo principal podrá ser ajustable y en la mayoría de los muestreadores la cantidad de muestra puede ser también ajustable.

Un sistema de muestreo estándar está compuesto de una sonda de prueba que está instalada en la línea de proceso. El probador está aislado de la bomba de muestreo por una válvula que permite remover fácilmente la bomba de la línea para darle servicio. La bomba de muestreo extrae el fluido de la sonda y lo envía al cilindro de muestreo. La presión de la línea se mantiene en el cilindro de prueba, conectando el extremo del cilindro del lado opuesto del pistón. El cilindro de muestreo deberá conectarse con conectores rápidos que permitan su rápida remoción.

La bomba de muestreo se activa por un suministro de aire regulado, controlado por una solenoide eléctrica. La frecuencia del muestreo se controla por un contador o "timer". Se envía un pulso por barril al contador de la computadora de flujo. El contador se ajusta a la frecuencia requerida para llenar un cilindro de muestreo de 500 cc en el lapso de tiempo deseado.

Otro tipo de contenedor de muestras es el llamado "sample pot" o recipiente de muestreo. Este contenedor puede ser de cualquier tamaño y se monta en el patín de medición. A medida que la muestra se colecta, se va depositando en el contenedor de muestra. Al final del día o al final de la semana, dependiendo de la cantidad de muestra tomada, se bombea un pequeño volumen a otro contenedor y se envía al laboratorio para su análisis. El remanente de muestra recogida se bombea de regreso a la línea antes del medidor o se descarga al drenaje.

3.3.15. SEDIMENTO BÁSICO Y MONITOREO DE AGUA

Históricamente se han empleado monitores de agua y sedimento básico como indicadores del exceso de agua contenido en el crudo. Son capaces de detectar, con razonable incertidumbre, la cantidad de agua en el crudo.

Cuando se detecta un porcentaje de agua, se envía una señal a un panel de alarmas o a una solenoide para accionar una válvula de desvío de tres vías para enviar el crudo fuera de especificación a un tanque separador que se encargará de eliminar el agua. El crudo se regresa a la unidad LACT y si el contenido de agua está dentro del especificación, el sistema permite que el crudo continúe su camino. El crudo neto siempre se determina por el muestreador y no por el medidor de contenido de agua.

Los monitores de agua y sedimento básico y sus válvulas de desvío se colocan antes del medidor para retornar el crudo fuera de especificación.

Recientemente se han introducido en el mercado nuevos elementos que tienen una incertidumbre de medición de $\pm 0.05\%$ o mejor. A medida que los cortes de agua tengan menor incertidumbre será posible tener una medición neta del crudo dentro de las especificaciones para la unidad LACT.

3.3.16. DENSITÓMETRO

Los densitómetros que miden la densidad de un fluido, lo que es extremadamente importante cuando se determinan cantidades de crudo, presentan incertidumbres del orden de 0.0002 g/cc a 0.0005 g/cc. Un rango típico de densidad sería de 0 a 3 g/cc.

La densidad de una unidad LACT normalmente se mide en una corriente que se desvía midiendo la caída de presión. La dirección del flujo de un densitómetro es siempre hacia abajo para asegurar que el tubo de vibración esté siempre libre de depósitos. El densitómetro puede montarse verticalmente o en ángulo de 45°.

Los densitómetros se calibran o comparan contra un picnómetro. El picnómetro es una esfera que tiene un volumen preciso, normalmente 1000 cc, el cual se conecta en paralelo con el densitómetro, se llena con el fluido y se pesa. El peso del fluido en la esfera comparado con su volumen, se compara con la lectura que da el densitómetro.

El densitómetro deberá comprobarse ocasionalmente contra un fluido patrón para asegurar su incertidumbre.

3.3.17. VÁLVULAS DE BLOQUEO Y VÁLVULAS DE VENDEO

Esta válvula se utilizan cuando se necesita saber que no pasa fluido por la línea. Normalmente estas válvulas cierran herméticamente tanto ala entrada como la salida del patín. El material contenido en el espacio entre la entrada y la salida podrá drenarse para verificar que no pasa fluido entre la entrada y la salida.

3.3.18. VÁLVULAS DE DESVÍO DE TRES VÍAS

Se usa una válvula de desvío de tres vías para retornar el crudo a un tanque si su contenido de agua está fuera de especificación. Deberá tenerse cuidado de tener una presión constante en el sistema cuando la válvula esté en posición de desvío. Algunas válvulas de desvío de tres vías son del tipo desbalanceado y requieren una diferencia de no más de 40 psi a través de ellas. Otras válvulas son balanceadas pero requieren configuraciones de tuberías que dan como resultado altas caídas de presión. Estos problemas podrán evitarse mediante el empleo de válvulas de doble disco con operador.

3.3.19. VÁLVULAS DE RETENCIÓN (CHECK)

Se usan válvulas de retención en la descarga de los patines de una unidad LACT para asegurar que no entrará fluido al sistema de medición en sentido inverso a la medición del fluido.

3.3.20. VÁLVULAS DE BLOQUEO Y VENDEO

Se usan válvulas de bloqueo cuando no es necesario verificar que el flujo se ha detenido. Las válvulas de bloqueo pueden ser de bola, macho, de compuerta o de disco.

Algunas veces se emplean operadores eléctricos o neumáticos para accionar las válvulas ya sea para operación remota o porque las válvulas son demasiado grandes para ser operadas a mano. Cuando se emplean operadores eléctricos o neumáticos deberán usarse interruptores de posición que envíen la señal al gabinete de control para indicar la posición de la válvula.

3.3.21. VÁLVULAS DE RELEVO

La descripción de una válvula de relevo para una unidad LACT, es la de una válvula térmica de relevo. Estas válvulas se usan cuando hay posibilidad de que se eleve la presión entre dos puntos cerrados herméticamente y que pudieran dañar el equipo. Las válvulas se diseñan para aliviar exclusivamente la presión generada por expansión térmica y no se diseñan para aliviar o relevar el flujo total que va a la unidad LACT cuando ésta llegara a sobrepresionarse.

Si se necesitara que todo el flujo releve, entonces se requerirá un control de exceso de presión.

3.3.22. VENTEOS

Se emplean venteos en los puntos elevados de la unidad LACT y en los filtros para liberar el aire entrampado en los puntos altos. Aún cuando estos venteos eliminan ciertas cantidades de aire, no deberán emplearse para grandes cantidades de éste, en cuyo caso deberán emplearse deaeradores.

3.3.23. ESTRUCTURA DE LOS PATINES

La estructura de los patines se fabricará con perfiles, placas de acero y tubería de acuerdo a lo indicado en las normas ASTM A36 Y ASTM A53

Los patines se diseñarán con accesorios para maniobras de arrastre y levante de manera que no ocurran daños a la estructura durante las mismas.

Deberá considerarse la instalación de escaleras, andamios y barandales, a fin permitir el fácil acceso para la operación del equipo. Los andamios serán de parrilla antiderrapante en acero galvanizado.

Los procedimientos de soldaduras que se utilizarán en la construcción de la estructura, deberán estar de acuerdo con las normas de la AWS D1.1 o ASME sección IX "Pruebas no destructivas", consistentes en inspección visual y ultrasónica de los accesorios para maniobras.

3.3.24. SISTEMAS DE DRENE

Las unidades LACT requieren un sistema de drene que permita que cada componente tenga un drene y se localice después del medidor para que se haga la comprobación de fugas. Después de que el líquido se haya medido no deberá haber fugas de líquido o al drene. Esto generalmente se complementa con un sistema de drene de tipo abierto. Si se requiere un sistema de drene cerrado, deberá instalarse una mirilla par asegurar que no se pierda líquido después del medidor.

3.3.25. TRAZADO ELÉCTRICO Y VENAS DE CALENTAMIENTO

Se deberá instalar un trazado eléctrico de calentamiento para mantener caliente el fluido en la tubería, cuando el fluido no esté en movimiento o cuando el fluido que se maneje sea muy viscoso. El trazado eléctrico deberá seleccionarse y aplicarse

apropiadamente, para asegurar que no se exceden las cargas de cada circuito y podrán controlarse termostáticamente. El trazado de calentamiento se aplicará directamente a la superficie del tubo, sosteniéndola con cinta de alta temperatura.

En caso de que se considere conveniente podrán usarse venas de calentamiento con vapor tanto para el equipo y líneas de proceso como para la instrumentación.

En ambos casos deberán seguirse las recomendaciones API RP 550 Parte I.

3.3.26. AISLAMIENTO

Siempre que se usen venas de calentamiento con vapor o trazado eléctrico se requerirá recubrir las líneas o equipo con material aislante para proteger la cinta caliente y/o reducir en su caso, las pérdidas de calor por transferencia de calor de la tubería o válvulas calientes hacia el medio ambiente. Los aislantes más comúnmente empleados están hechos de silicato de calcio, lana mineral y recubiertos con lámina de aluminio.

3.3.27. RECUBRIMIENTO EXTERIOR DEL EQUIPO MECÁNICO

Todas las superficies metálicas normalmente se "sandblastean" o se sopletean con arena hasta "metal blanco". Después de aplicarse el recubrimiento primario, se aplicará un recubrimiento con acabado. Los recubrimientos: primario y de acabado, deberán ser resistentes a los alcoholes y glicoles e ideal para manejo de petróleo crudo, gasolinas y aceites, y resistirán la exposición atmosférica y cambios climáticos.

3.3.28. TRANSMISORES Y MEDIDORES

Los transmisores de presión y temperatura y manómetros deben tener baja incertidumbre. Los transmisores deben enviar una señal de 4-20 mA a un gabinete de control y esta información se usará en el cálculo de cantidades de líquido. Los medidores deberán ser accesibles para lectura o mantenimiento. Los transmisores e indicadores de temperatura se colocarán en termopozos que se introducirán un tercio del centro de la tubería. Los transmisores de presión y manómetros deberán tener un arreglo típico de instalación que permita que estos instrumentos se calibren o se les dé mantenimiento con la tubería en servicio. Los ambientales de temperatura y humedad, para lo cual los transmisores deberán tener un diseño de sensor de silicón de microcapacitancia contenido en un módulo de celda flotante de diseño avanzado, un diseño que minimiza los errores ambientales y de proceso, asegurando de este modo que su desempeño no se vea afectado por las variaciones ambientales y por ende, la incertidumbre de medición.

Condiciones de operación.- el fabricante deberá especificar las condiciones de operación para las cuales está dedicado el sistema para desempeñar el alcance de los errores máximos permisibles. Las condiciones de operación deberán incluir varios líquidos o los rangos de densidad y viscosidad (incluyendo las limitaciones de cualquier producto específico) de los líquidos a medirse y los rangos de las cantidades de flujo, temperatura y presión.

La relación de las máximas y mínimas cantidades de flujo para el sistema de medición deberán ser:

- a) diez o mayor para sistemas en general
- b) cinco o mayor para sistemas de gases licuados

3.3.29. ELÉCTRICO

La clasificación eléctrica NEC para el equipo de campo proporciona API RP 500B*. El NEC clasifica tres áreas.

- **No clasificadas** Para las áreas en las que no hay riesgo de explosión de gases
- **Clase 1 Div. 2** Para aquellas áreas donde puede haber gases explosivos (Ej. Mantenimiento normal, pero que generalmente no se encuentra en el área)
- **Clase 1 Div. 1** Para las áreas donde siempre se tienen presentes gases explosivos.

Cada clasificación de área requiere diferente protección eléctrica para el equipo.

3.3.30. CONFIGURACIONES ESTÁNDAR DE PATINES (CATÁLOGO MAESTRO DE PROVEEDOR ESPECÍFICO BASADAS EN ESTÁNDARES API)

A continuación se presentan las configuraciones estándar para las unidades LACT. Estas configuraciones representan un típico para cada caso. Pueden construirse partidas opcionales y combinaciones de diferentes configuraciones.

- Configuraciones "A" se usa cuando todo el equipo puede colocarse en una sola ubicación.
- Configuraciones "A-1" se usa cuando se requiere solamente un tren de flujo y no se requiere respaldo.
- Configuraciones "A-2" se usa cuando se requiere un tren de respaldo.
- Configuraciones "A-3" se usa cuando se requiere más de uno de los trenes para medición. Este arreglo permite probar un patín mientras otros trenes están trabajando para adicionar trenes en el futuro.
- Configuraciones "C" se usa cuando la porción del fluido fuera de especificación o rechazada por el LACT necesita enviarse a una ubicación diferente de la sección de medición de la unidad LACT.
- Configuraciones "C-1" el arreglo de un tren sencillo de LACT puede localizarse a cualquier distancia de la parte de medición del LACT. La sección I del LACT se instala en una localización la cual tiene tanques para manejar el crudo fuera de especificación. La sección II podría colocarse en una localización diferente. Se usa un tren sencillo de LACT cuando no se requiere respaldo.
- Configuraciones "C-2" el arreglo de doble tren de LACT puede localizarse a cualquier distancia de la parte de medición del LACT. La sección I del LACT se instala en una localización que tenga tanques para manejar el crudo fuera de especificación. La sección II podría instalarse en una localización diferente. El doble tren se usa cuando se requiere respaldo.
- Configuraciones "C-3" el arreglo de tren múltiple del LACT puede localizarse a cualquier distancia de la porción de medición del LACT. La sección I se instala en una localización donde existan tanques para manejar crudo fuera de especificación. La sección II podría colocarse en

* Classification of Areas for Electrical Installations at Drilling Rigs and Production Facilities on Land and Marine Fixed and Mobile Platforms API RP 500B

una localización diferente. El LACT de trenes múltiples se usa cuando más de un medidor necesita hacer una corrida a la vez y otro medidor necesita ser calibrado, mientras que otros están trabajando o más medidores habrán de adicionarse en un futuro.

3.3.31. NACE

- 1.- La National Association of Corrosion Engineers Standard Materials Requirements, es similar a las API Standards en que recomiendan prácticas y no códigos a seguir como ASME o NEC.
- 2.- NACE Standard Material Requirement MRO175-90, fue editado para reducir el efecto de esfuerzos por agrietamiento debido a sulfuros en materiales metálicos para el equipo de petróleo en campo.
- 3.- NACE no se responsabiliza por fallas en el equipo que provengan de lo arriba mencionado, aún en el caso de que se hayan seguido sus procedimientos.
 - 3.1 Por ejemplo, cuando una solicitud de cotización establece que el paquete debe diseñarse en forma tal de satisfacer los estándares de NACE, ello significaría que el equipo se deberá fabricar siguiendo todas las recomendaciones, incluido el alcance y la recomendación del estándar. Si decimos que el equipo será NACE, estaremos diciendo que sin importar la aplicación que se dé al equipo, este será siempre NACE.
 - 3.2 Al comprar un equipo que deba cumplir con los requerimientos de NACE, se podrá conseguir la información de dos diferentes formas:
 - a) Solicitando al proveedor una carta del fabricante donde indique que el equipo se construyó de acuerdo a las normas de NACE.
 - b) Obteniendo del fabricante una lista del material empleado, con certificados o MTR's en los cuales se compruebe la dureza Rockwell de 22 HRC máximo y la declaración de que fue sometido a tratamiento térmico. Con la información anterior, podrá certificarse que el material cumple con los requerimientos NACE.

Nota: Las conexiones para "tubing" (Swagelock o similar) no pueden ser NACE, puesto que se han maquinado en frío para endurecer el material.

3.4. *Cálculo de volúmenes estándar*

El propósito de estandarizar los términos y procedimientos aritméticos empleados en el cálculo de las cantidades de hidrocarburos o petróleo crudo en una boleta impresa es eliminar el desacuerdo entre las partes involucradas. Los procedimientos estandarizados deben lograr los cálculos óptimos para obtener la misma respuesta con los mismos datos de medición a pesar de quién o que lo está calculando.

La boleta impresa es un reconocimiento escrito de un recibo por la entrega del petróleo crudo o productos del petróleo. Si hay un cambio en la custodia o recepción durante la transferencia, la boleta de medición sirve como un acuerdo entre las partes.

El volumen indicado es el cambio en la lectura del medidor que ocurre durante la recepción o entrega.

El volumen bruto es el volumen indicado multiplicado por el factor del medidor para un líquido en particular y la cantidad de flujo bajo la cual se probó el medidor. Lo cual es una medición volumétrica.

El volumen compensado es el volumen bruto tomado a presión y temperatura estándar. El volumen bruto multiplicado por los valores Ctl que pueden encontrarse en las tablas 59 y 60 del IP-200 (ISO 91-2) Cpl. Si un medidor está equipado con un compensador de temperatura, el cambio en la lectura del medidor durante una recepción o entrega será un volumen indicado a temperatura estándar, el cual cuando se multiplique por el factor del medidor llega a ser el volumen bruto a temperatura estándar. Un medidor compensado mecánicamente no puede usarse en una unidad LACT porque no puede probarse debido al movimiento del mecanismo compensador.

$$\text{Volumen Compensado} = \text{Lectura de cierre del medidor} - \text{lectura inicial del medidor} * (\text{MF} * \text{Ctl} * \text{Cpl})$$

El volumen neto es el mismo que el volumen compensado para productos refinados, pero cuando se refiere a petróleo crudo, significa que el porcentaje determinado de sedimento y agua ha sido deducido.

$$\text{Volumen neto} = \text{volumen compensado} - \% \text{ de BS\&W}$$

3.5. Reglas para redondear las boletas de medición

Al calcular un volumen neto estándar, registre los valores enteros más cercanos de temperatura así como de presión. Las tablas de factores de corrección deberán usarse con valores expresados para cuatro cifras decimales.

Multiplique el factor del medidor que vaya a usarse por los factores de corrección redondeando hasta cuatro cifras decimales en cada paso en este cálculo intermedio. Redondee el factor de corrección combinado (CCF, el cual en esta situación incluye el valor del factor del medidor y C sw) hasta cuatro cifras decimales. Redondee el volumen compensado resultante al valor entero más cercano de barril o galón, como sea el caso.

La jerarquía de las incertidumbres asigna a los valores de la boleta de medición un valor menor que los cálculos de factor del medidor y hacen que no sea real asignarles una posición mayor. Por lo tanto solamente cuatro cifras decimales en los factores de corrección se garantizan y las convenciones para redondear y suprimir son necesarias para obtener el mismo valor para la misma información independientemente de quien o que haga el cálculo.

Los métodos de calcular los volúmenes netos se cubren en el capítulo 12, sección 2 del MPMS de API.

3.6. Sistemas preensamblados vs. Componentes individuales

Desde fines de la década de los 60 se ha incrementado la tendencia de muchas compañías petroleras y de ingeniería por comprar sistemas de medición y control completos y probados en vez de comprar los equipos individuales de medición. Esta tendencia ha ocurrido debido a su deseo de trabajar con un solo proveedor con experiencia en el área de medición y control de flujos, que pueda proporcionar un sistema completo y probado, en vez de trabajar directamente con 50 o 10 vendedores de componentes individuales.

Ventajas del sistema preensamblado

A continuación se encuentra el resumen de las ventajas de la compra de un sistema de medición completo y preensamblado en vez de los componentes individuales.

I Responsabilidad de una sola fuente

Si se producen problemas en un sistema completo. El comprador tiene que contactar con una sola persona para recibir ayuda. Pero al comprar los componentes individuales, el comprador probablemente necesitará los servicios de varios vendedores para detectar y corregir cualquier problema que haya surgido.

II Construcción en el campo

El sistema se envía como una sola unidad o como varias subunidades. Por eso, cuando llega al sitio, el trabajo de construcción en campo el trabajo se reduce considerablemente. En muchos casos, es necesario únicamente conectar la tubería de entrada y salida y volver a conectar el cableado entre el sistema de medición y la consola remota para hacer que todo el sistema está listo para operar.

III Puesta en servicio.

Antes de efectuar el envío, se prueba el sistema completamente. Por eso el comprador tiene la seguridad de que una vez que el sistema esté en el sitio de trabajo, todos los componentes estarán instalados correctamente y todos los problemas importantes habrán sido eliminados. Los fabricantes del sistema tienen a su disposición en su fábrica, la ayuda inmediata de los subvendedores para solucionar cualquier problema que se presente durante la fabricación o pruebas. En cambio, al comprar los componentes individuales para un sitio de trabajo que en muchos casos está a gran distancia de los diferentes vendedores, cualquier ayuda que se requiera es muy costosa y demanda mucho tiempo. Al comprar los componentes individuales es común que la puesta en servicio demore seis meses o más, en cambio la mayoría de los sistemas de medición preensamblados entran en servicio dentro de pocas semanas.

IV Compatibilidad de los equipos

Al seleccionar el método de compra individual de los componentes a menudo el diseño, ingeniería, compra y ensamblaje de la estación de medición ocurre en diferentes sitios, separados por una gran distancia. Debido a esta separación es muy fácil tener errores en los tamaños, accesorios, números de modelo, descripciones y funciones. El fabricante del sistema minimiza estos errores gracias a la experiencia que ha ganado suministrando muchos sistemas similares. El cliente del fabricante de sistemas está protegido de estos errores por la responsabilidad de una sola fuente que ofrece el fabricante de sistemas.

V Costo

El costo total de la compra de un sistema de medición es mucho menor que el de la compra de los componentes y su ensamblaje. Esto se puede establecer analizando las siguientes áreas:

Compras. El costo de la evaluación, compra y envío de un sistema completo es menor, en cambio para comprar los componentes individuales, donde existe una cantidad numerosa de vendedores de partes, estos costos pueden ser muy elevados.

Fabricación. A menudo se puede fabricar el sistema de medición bajo techo donde el clima no tiene efecto, en cambio, para la fabricación en campo, existe todo tipo de condiciones meteorológicas, que pueden causar demoras y costos adicionales. Los costos laborales bajo techo son más bajos que los del sitio de trabajo, especialmente al tratarse de la fabricación costa afuera. En el taller del fabricante, las herramientas y el personal capacitado fueron desarrollados y entrenados estrictamente para la construcción de sistemas. En el sitio de trabajo a menudo el personal de construcción nunca ha visto una estación de medición, además, tienen que arreglárselas con las herramientas y equipos que estén a la mano.

Costos de envío. El costo de envío de un sistema completo es menor que el de los componentes individuales. Al comprar los componentes individuales, hay costos altos relacionados con los diferentes embarques, documentos de exportación y transportistas.

Costos de operación. Los costos relacionados con el consumo de energía y el tamaño de las bombas, al no mantener en un mínimo la pérdida de presión, pueden ser muy altos. Los fabricantes de sistemas con su conocimiento avanzado de las áreas problemáticas de caída de presión, pueden especificar el tamaño de los medidores, válvulas y tubería para minimizar las pérdidas de presión. Muchas veces se diseñan entradas y salidas especiales para la tubería que requieren herramientas y soldadoras especiales, para mantener la caída de presión en un mínimo.

Costo de los inmuebles. El costo de la propiedad inmueble en el sitio de trabajo, y en particular, mar adentro, puede ser extremadamente importante. El fabricante de sistemas, sin embargo, está muy consciente de la necesidad de inspeccionar y reparar todos los componentes del sistema, por eso se asegura que existan áreas accesibles y entradas adecuadas para los equipos. Esta distribución compacta también proporciona ahorros adicionales por los costos más bajos de envío.

VI Reubicación

Si después de un periodo de tiempo, la utilización original de la estación de medición ya no existe, se puede enviar el sistema completo a otro sitio mucho más conveniente. En el caso de los componentes individuales, aunque algunos componentes pueden ser reutilizados, muchos será insalvables o su recuperación demasiado costosa.

VII Pericia y experiencia de diseño

Aunque existan muchas razones que justifiquen la compra de un sistema completo de medición, ésta es una de las más importantes. Un fabricante de sistemas adquiere conocimiento del diseño de aplicaciones que es extremadamente valioso, debido a su contacto constante con los problemas variados y complejos de los sistemas de medición. Por medio de la solución de esos problemas, ha acumulado un amplio conocimiento e información que pueden ser una ventaja para el comprador. La experiencia ha demostrado que el fabricante de sistemas puede invariablemente ofrecer diseños que producirán un sistema de medición más actualizado, menos costoso y de mejor desempeño. También, como el fabricante de sistemas está produciéndolos a diario, su personal está experimentado en la construcción de este tipo de diseño, adquisición y fabricación de este tipo de equipo, la cantidad de horas hombre requeridas para producir un sistema en particular es normalmente mucho menor que la que se requeriría al construir el sistema en el sitio.

3.7. Conclusión

El diseño de un sistema de medición para petróleo crudo y productos refinados consiste en varios conceptos.

1. Selección del medidor apropiado.
2. Instalación y prueba del medidor.
3. Cálculo de los volúmenes corregidos.

“Manual of Petroleum Standards”, Capítulo 12 figura 7, ejemplo de una boleta de medición.

4. FUNCIONAMIENTO DE LAS UNIDADES LACT

1. Antes de que cualquier líquido sea dirigido a la unidad LACT todas las bombas deberán estar apagadas o fuera de operación y todas las válvulas cerradas. Hay varios componentes, especialmente los medidores, los cuales pueden dañarse por la entrada abrupta de aire, empujado por la entrada del fluido. Los medidores del tipo de desplazamiento positivo adquieren una sobre velocidad con la entrada abrupta del aire y cuando la porción del líquido choque con éstos, la velocidad cambiará dramáticamente y podrá ocasionar un daño.
2. Energice la unidad LACT y el probador en caso de tenerlo. Todo el equipo que no sea necesario deberá estar apagado.
3. Si la unidad LACT está equipada con una bomba, inúndela lentamente con el fluido. Ventee cualquier aire atrapado en la bomba con la válvula colocada en el punto más alto.
4. Abra todas las válvulas de venteo de la unidad LACT y del probador si es que así están equipadas y abra lentamente las válvulas de entrada y cualquier otra válvula que dirija el fluido al probador. Las válvulas de descarga deberán permanecer cerradas.
5. Permita que la unidad LACT y el probador se llenen con el fluido, mientras se verifican fugas y se desaloja el aire al drenaje o a la atmósfera. Al llenar el equipo lentamente protege a este de variaciones repentinas y si existe cualquier fuga, previene que se pierda una gran cantidad de fluido.
6. Arranque la bomba y lentamente abra las válvulas de descarga y ajuste la contrapresión. Como una regla general la presión mínima deberá ser de 20 psig sobre la presión del vapor del fluido que se está midiendo. Revise el medidor para asegurar que se esté registrando el volumen.
7. Observe el sistema de muestreo para asegurar que esté tomando muestras a los intervalos apropiados. Junto con el medidor, el cual checa la cantidad de fluido, el sistema de muestreo es lo que sigue en nivel de importancia, ya que es el que comprueba la calidad del fluido.
8. Incremente el volumen a la cantidad deseada de flujo, ajuste el control de presión y las válvulas de control de flujo y abra las válvulas de bloqueo de entrada y de salida a sus posiciones de abertura máxima.
9. Revise todos los demás componentes para su correcto funcionamiento.
10. Haga el cálculo manual de los totales de volumen y flujo para asegurar que los componentes mecánicos y los computadores de flujo está trabajando correctamente.
11. Frecuencia del medidor de prueba. La frecuencia de prueba se determinará por el uso o aplicación de los medidores. Para una operación continua cada medidor deberá probarse, como mínimo, una vez por día, durante los primeros 30 días para desarrollar las características del medidor. Después del primer mes el intervalo podrá cambiarse a semanal, si el medidor repite continuamente. Después

de seis meses de pruebas semanales, las pruebas de medición podrán ser mensuales. Las condiciones anteriores son mínimas. Como regla, los medidores deberán probarse cuando la cantidad de flujo, temperatura, presión, o densidad, cambie más del 10% en cualquier dirección por más de 10 minutos.

12. Frecuencia de revisión de los cálculos manuales. Todos los cálculos deberán revisarse a intervalos regulares para asegurar que no se hayan introducido errores al computador. A medida que el sistema se vuelve más complicado, los cálculos deberán ser revisados con mayor frecuencia.
13. Calibración del equipo de la unidad LACT. Todos los equipos, monitores de agua y sedimento, transmisores de temperatura, de presión, etc., deberán revisarse mensualmente. Siga las instrucciones de calibración de los fabricantes.
14. Calibración del probador (corrida con agua). Al probador deberá hacerse una corrida con agua (una revisión del volumen entre los interruptores, detectores) antes de ponerlo a funcionar en el sitio. Durante la transportación, la tubería del probador podría dañarse o los interruptores detectores pudieran haber sido reseteados. Después de la primera corrida con agua, en sitio, el probador deberá checar interruptores del probador o si se cambia de posición algún interruptor, también deberá hacerse la misma prueba.

5. EQUIPO DE GABINETES DE CONTROL

5.1. *Filosofía del panel de control.*

Las funciones de control y medición de la unidad LACT son realizadas por tres componentes separados que hacen la medición, el control y la lógica.

Los LACT y los probadores deben estar diseñados para trabajar de forma manual, semiautomática y totalmente automática. El grado de sofisticación depende del panel de control seleccionado, que pueden estar montados en el patín (panel local) o en un área alejada y protegida (panel remoto). En todos los modos de operación la medición y prueba del LACT deberán estar de acuerdo al manual API de normas de petróleo capítulos 4, 5 y 6.

Todas las funciones de medición y de lógica en los paneles automatizados deben realizarse por un computador de flujo junto con un PLC (Controlador Lógico Programable) que maneja la lógica del LACT. Los cálculos de corrección de cantidades de flujo alto y bajo, presión alta y baja, temperatura, densidad y de agua y sedimento, deben realizarse por el computador de flujo con los cálculos de la norma de API capítulo 12. El PLC deberá realizar todas las funciones lógicas de: alarma, señales de alta presión de desviación, selección, falla del medidor, y aborto del probador. Y permitirá al operador hacer cambios básicos a la lógica sin interrumpir la integridad del computador de flujo.

La unidad remota LACT del panel de control junto con el computador de flujo tiene la capacidad de hacer reportes por hora, diarios, de alarma y los que sean solicitados. El reporte del probador también se imprimirá al final de cada ciclo de prueba o calibración y se imprimirá un reporte final después de que se hagan cinco reportes consecutivos. El nuevo factor del medidor tendrá la capacidad de entrar automáticamente en los cálculos o entrar manualmente desde el teclado.

El gabinete de control del LACT, mostrará el estado de todas las alarmas y el estado del probador. El reporte impreso por hora o diario y los reportes del probador, estarán disponibles al frente del gabinete de control sin que se tenga que abrir el mismo.

El computador de flujo y el PCL podrán probar automáticamente el medidor seleccionado si cambia la temperatura, la presión, la densidad o la cantidad de flujo más allá de un cierto porcentaje.

Se pueden proporcionar sistemas de comunicación para comunicar con el gabinete de control del computador de flujo y los PCL asociados.

5.2. Paneles de control estándar

5.2.1. PANEL DE CONTROL LOCAL ESTÁNDAR TIPO I

Un panel de control tipo I deberá proveer las funciones que se indican abajo provenientes de un patín con clasificación eléctrica NEMA 7-9 a prueba de explosión.

1. Contador de pulsos de prueba con botón de reinicio
2. Contador de pulsos del muestreador de control
3. Alarma de falla del medidor

Dado el bajo consumo de energía eléctrica del gabinete de control tipo I, podría energizarse con celdas solares.

Este panel de control es ideal para locaciones remotas en donde no hay energía eléctrica disponible.

5.2.2. PANEL DE CONTROL ESTÁNDAR TIPO II

El panel de control localizado en el patín deberá ser a prueba de explosión NEMA 7-9 ó NEMA 4, junto con la instrumentación, lámparas, interruptores para medir, anunciar y controlar lo siguiente:

Contador de pulsos del probador con botón de reinicio	
Contador de pulsos del muestreador de control	
Petróleo dentro de especificación	Lámpara verde
Petróleo fuera de especificación	Lámpara roja Señal para la válvula de desvío
Filtro línea 1 alta DP	Lámpara roja
Filtro línea 2 alta DP	Lámpara roja
Falla del medidor línea 1	Lámpara roja
Falla del medidor línea 2	Lámpara roja
Válvula de entrada de 4 vías	Lámpara ámbar
Válvula de salida de 4 vías	Lámpara ámbar
Probador en progreso	Lámpara ámbar
Línea 1 en operación	Lámpara verde
Línea 2 en operación	Lámpara verde
Sistema de muestreo en inicio	Lámpara verde
Interruptor selector de línea	(con válvulas moto operadas)
Interruptor selector de la bomba	(Cuando las bombas se controlan por el LACT)
Botón de conocimiento de alarmas	
Botón de reconocimiento de alarma	

5.2.3. PANEL DE CONTROL REMOTO ESTÁNDAR TIPO III-A

Las funciones de control y mediciones de la unidad LACT deberán realizarse por componentes separados que midan, controlen y comuniquen. Los dispositivos deberán estar localizados alejados del patín en un gabinete de control remoto.

El panel de control remoto deberá ser NEMA 12, de aproximadamente 48" de ancho, 78" de alto y 30" de profundidad. Las acometidas de alambre y de cable deberán estar en el fondo del gabinete.

El panel deberá enfriarse por un ventilador y de ser necesario tener calefacción. Tanto el ventilador como la calefacción deberán controlarse termostáticamente. El acabado del panel de control remoto deberá ser pintura de esmalte automotriz color gris.

El panel de control remoto deberá incluir un computador de flujo, un controlador lógico programable (PLC), interruptores y lámparas que anuncian condiciones y alarmas.

El panel del computador de flujo deberá aceptar entradas de monitor de agua y sedimento, los pulsos de alta velocidad de los medidores, transmisores de presión, de temperatura, interruptor de presión diferencia, detectores de esfera, indicadores de la posición de las válvulas de 4 vías y otros dispositivos localizados en el patín.

Todos los cálculos de flujo deberán realizarse por el computador de flujo.

Además de los cálculos de flujo, el computador deberá mostrar la cantidad de flujo (bruta y compensada), el flujo total, temperatura, presión, agua y sedimento del fluido que se esté midiendo.

Deberá instalarse una impresora dentro del gabinete que imprimirá toda la información antes mencionada en forma de reporte, desde el frente del panel, lo que permitirá que el panel por seguridad se maneje desde el frente y no esté sujeto a malos manejos o intromisiones no deseadas.

Deberá poderse recuperar información del archivo de una fecha anterior por una computadora personal o por una impresión de formato de reporte. La configuración normal del computador de flujo permitirá que se impriman cada hora los tiempos de las boletas de producción que se cambiarán de acuerdo a las necesidades y especificaciones de los clientes. Las comunicaciones entre el computador de flujo, el PLC y una PC remota deberán ser posibles vía Modbus.

5.2.4. PANEL DE CONTROL ESTÁNDAR TIPO III-B

El gabinete de control tipo III-B deberá incluir:

- Todas las funciones y características del gabinete tipo III – A, más,
- Un computador de flujo en cada patín para tener 100% de redundancia.
- Un sistema de comunicación con interfase de gráficos para el usuario junto con un CRT que exhiba gráficos, elabore los reportes de los clientes, tenga un sistema de archivo, genere tendencias y anunciador de alarma.

El sistema de comunicación deberá incluir las principales características y capacidades siguientes:

1. Interfaces operacionales para varios sistemas de comunicación por satélite y sistemas de comunicación terrestre con compatibilidad de protocolo con docenas de RTU, PLC y sistemas de medición de flujo.
2. Obtención periódica y por demanda de cientos de dispositivos con monitoreo de miles de puntos de estado y analógicos.
3. Tabuladores que muestren el estado actual de campo de los puntos analógicos y acumulados.
4. Datos históricos, sistema de eventos, tendencias y terminación automática del periodo de procesamiento de todos los datos.
5. El operador podrá escoger la información de exploración, alarma, eventos, inhibición de tags de control y puntos analógicos y acumulados.
6. Las comunicaciones considerarán la integración del monitoreo y la detección de fallas.
7. Balance de materia y energía, sumarios.
8. Interfase de control supervisorio con comando opcional de dos pasos para el control de la operación.
9. Sistemas de consolas de monitoreo con distribución automática de datos para la revisión de varios usuarios o datos en tiempo real, sumarios de alarmas, tendencias, datos históricos y generación de reportes.
10. Protección de seguridad de nivel múltiple para acceder datos críticos.
11. Ayuda sensitiva de contexto y sesiones de seminario integradas para el entrenamiento y soporte de los operadores.
12. Impresora para alarma, eventos y generación de reportes, etc.

5.2.5. PANEL DE CONTROL REMOTO ESTÁNDAR TIPO III – C

Deberá tener todas las características del panel tipo III – A ó B, además de las características de SCADA que incluyen sistema de consolas de monitoreo con distribución automática a varios usuarios para revisión de los datos en tiempo real, sumario de alarmas, tendencias, datos históricos y generación de reportes. En caso necesario se pueden usar múltiples impresoras para el registro de alarmas, pruebas y reportes.

Un sistema de comunicación con interfase de gráficos para el usuario junto con un CRT que exhiba gráficas, elabore los reportes de ventas, tenga un sistema de archivo, tendencias, eventos y reportes.

El sistema para el tipo III – C incluirá los principales sistemas con las mejores características y capacidades siguientes:

1. Interfaces para los distintos instrumentos o información de campo al través de una línea terrestre, celular, satélite y sistemas de comunicación por radio.
2. Obtención periódica y por demanda de cientos de instrumentos con monitoreo de miles de puntos de estado y analógicos para el monitoreo en tiempo real y colección de reporte de datos del campo.
3. Tabulación de datos, exhibiendo el estado actual de campo, puntos analógicos y acumulados con identificación.
4. Datos históricos y sistema de eventos y tendencias, más la terminación automática del periodo de procesamiento de todos los datos y transferencia a otros sistemas.
5. Interfase de control supervisorio con comando opcional de dos pasos de instrumentos de campo y puntos de ajuste de control.
6. Retención de datos históricos en archivos de registro para hacer revisión, ver tendencias, edición, reportes y transferencia a otros sistemas.
7. Auditoría histórica de los eventos importantes del sistema, retenidos en el sistema de registro de eventos.
8. Consideración de la integración del monitoreo y detección de fallas.
9. Aplicación contable para revisión de hojas de distribución y edición del reporte de datos de archivo del registro retenido.
10. Archivo automático (exportación) de registro de datos a reporte de archivos ASCII en varios directorios contables.
11. Tablero tipo teclado de acceso para archivar los reportes vía sistema FCS/ACCESS, a varios directorios contables.
12. Tablero tipo teclado de acceso para archivar los reportes vía sistema FCS/ACCESS, a varios directorios contables.
13. Interfase TCP/IP cliente /servidor a LAN.
14. Conexión en el frente del panel a otros sistemas huéspedes para entregar datos vía MODBUS u otros protocolos huéspedes.
15. Conexiones múltiples de impresión para alarmas, eventos y reportes de registros.

5.3. Computador de flujo

La señal de medición de flujo deberá enviarse a un computador de flujo, Este realizará además las siguientes funciones:

1. Medición del flujo con compensación por el factor de medición, temperatura, presión, gravedad específica y contenido de agua.
2. Capacidad de probar con controladores la prueba de operación y calcular el factor de corrección del medidor. Los probadores pueden ser bidireccionales o unidireccionales, de volumen pequeño o medidor maestro.

3. Reporte impreso con el flujo total, porcentajes, compensaciones, etc. A intervalos predeterminados o no. También se podrá imprimir el reporte del probador durante operaciones de prueba, alarmas y archivos.
4. Proporcionar información digital o analógica a registradores/controladores o enviar esta información a localidades remotas
5. Enviar información digital a un controlador lógico programable para control. Algunas de estas señales son:
 - Pulsos escalados por barril para el sistema de muestreo.
 - Alta señal de agua y sedimento
 - Alarma por alto y bajo flujo
 - Alarma por falla del medidor
 - Alarma por fallas de componentes, por ejemplo; agua y sedimento, densitómetro, transmisores de presión y temperatura, etc.
6. Enviar información de flujo y alarmas a través de una vía de comunicación modbus a una localidad remota.

5.4. Controlador Lógico Programable

El control de la unidad LACT utilizando un panel de control tipo III-A-C se realizará con el PLC que puede controlar la contrapresión y la proporción del flujo. Los controladores pueden ser neumáticos o electrónicos dependiendo de su aplicación.

1. Los controladores de flujo utilizarán la proporción del flujo en señales de mA del computador de flujo para mantenerlo en una proporción específica.
2. Los controladores de presión utilizarán la señal de presión de línea de un transmisor de presión para mantener la contrapresión deseada en la unidad LACT.

5.4.1. LÓGICA.

La lógica de la unidad LACT se realizará por un controlador lógico programable (PLC). El PLC realizará las siguientes funciones:

1. Medirá los pulsos de entrada del flujo (generalmente un pulso por barril*) del computador de flujo para controlar la proporción de flujo.
2. Controlará y anunciará la posición de la válvula de desvío usando la señal de alta para agua y sedimento del computador de flujo.
3. Controlará la alineación de las válvulas del patín al probador.
4. Tendrá anunciador de alarmas y de operación para las señales del computador de flujo y otras señales de los patines, algunas de ellas pueden ser las siguientes:
 - Alto y bajo flujo
 - Presión alta y baja

- Alta presión diferencial en filtros
 - Agua y sedimento altos
 - Falla del medidor
 - Falla en alineación de válvulas
 - Aborto del probador
 - Posición de las válvulas alineadas
 - Selección del medidor
5. Procesará las entradas al panel de control, de las cuales algunas son las siguientes:
- Señal del interruptor de selección de línea o patín
 - Interruptor de señal de fuera de operación de la unidad LACT
 - Señal de interruptor apagado/encendido del muestreador
 - Interruptor de conocimiento de alarmas
 - Interruptor de reconocimiento de alarmas
 - Interruptor de arranque del probador
 - Interruptor de aborto del probador
 - Interruptores de movimiento de la esfera del probador
6. Proporcionará una señal de salida de paro total, que puede usarse como paro local o remoto en los siguientes casos:
- Hecho admisible
 - Largo tiempo de desvío
 - Falla de componente
 - Falla de presión de línea

(*) El PLC medirá cada pulso de entrada, donde cada pulso corresponde a cada barril medido por el computador de flujo. Cuando el medidor principal de flujo de la unidad LACT es turbina, estas cubren amplios tamaños de 1" a 24" con rangos desde 9 a 57,100 BPH, a fin de facilitar la configuración, generalmente se programa el PLC para recibir un pulso por barril de entrada de flujo.

5.5. Sistema de comunicaciones

Deberá contar con un sistema de comunicaciones probado, que trabaje con los estándares de la industria, computadores de flujo y PLC (MODBUS, transferencia de datos).

El sistema de comunicación deberá incluir todo el hardware y software necesario para entregar datos de y hacia una localidad remota. El sistema completo deberá incluir:

1. La CIU (unidad de computadora interfase), que conecta el equipo del gabinete de control vía RS232 al medio de comunicación, por ejemplo; módem, satélite, etc.
2. El método de comunicación puede ser por teléfono, módem, satélite, teléfono celular, radio, etc.
3. El hardware de comunicación; teléfono, satélite, módem, radio, etc.
4. El software de comunicación que use la computadora del cliente para presentar gráficas, registrar e imprimir reportes.

5.6. Software de la computadora huésped

La computadora huésped (computadora de mesa en una localidad remota) deberá contar con los siguientes alcances:

Tendrá anunciador de alarmas y de operación para las señales del computador de flujo y otras señales de los patines, algunas de ellas pueden ser:

1. Dar soporte hasta cinco (5) dispositivos de campo, cada uno hasta con quince (15) componentes. Cada componente puede tener hasta 30 puntos de medición, 30 booleanos y 10 reportes con 20 mediciones cada uno.
2. Proporcionar comunicación en ambos sentidos con el sistema huésped vía satélite, teléfono, radio, etc.
3. Que se lleven a cabo encuestas por "status" de los aparatos de campo a una frecuencia definida por el usuario por cada aparato.
4. Generar y transmitir mensajes de componentes periódicamente y de alarmas específicas.
5. Generar y transmitir mensajes de componentes periódicamente a frecuencias definidas por el usuario.
 - El sistema de servicio de huésped requiere:
 - Servicio de mensajes de estado
 - Comando de paso directo a un componente
 - Reporte de los componentes
 - Sistema de base de datos de carga y descarga
6. Proporcionar diagnósticos en línea y funciones de monitoreo para el análisis del sistema.

Las comunicaciones pueden estar en línea continuamente o a intervalos específicos. Naturalmente los que están continuamente en línea son mucho más caros por el costo del tiempo aire. Es escenario utilizado por la mayoría de las compañías es captando a varios intervalos de las computadoras huéspedes ya sea manual o automáticamente.

La CIU (unidad de computadora de interfase) captará las alarmas a intervalos específicos. Si se detecta una alarma, la CIU enviará un mensaje de alarma a la computadora huésped. Este método de comunicación reduce bastante el costo de la comunicación remota.

Las gráficas, tendencias, reportes de pantalla, reportes impresos y registros podrán cambiarse. El programa estará manejado por el menú y contará con documentación de apoyo. Para limitar el acceso contará con código de seguridad. Además tendrá una configuración estándar como paquete con una opción para el usuario o para alguien más para modificar la configuración.

Deberán ofrecer cursos de capacitación tanto para operadores como ingenieros de sistemas.

5.7. Hardware en el sitio para las comunicaciones

La CIU deberá ser un componente de baja potencia que conecta al computador de flujo y actúa como interfase entre el computador de flujo y el medio de comunicación. También tiene la capacidad para que desde el tablero de la computadora se obtengan y envíen mensajes como se le pide en su programa.

El equipo de comunicaciones (hardware) por satélite, radio, teléfono, etcétera, deberá proporcionarse por el proveedor de comunicaciones.

5.8. Métodos de comunicación (ventajas y desventajas)

5.8.1. SATÉLITE

Ventajas: Se pueden usar en áreas remotas en donde no hay otras comunicaciones disponibles. No se necesita licencia. Los costos de los equipos son más bajos que el radio que requiere torres y antenas.

Desventajas: Es más caro que el cableado. El clima puede afectar su capacidad de comunicación.

5.8.2. CABLEADO TELEFÓNICO

Ventajas: Fácilmente accesible en la mayoría de las localidades en donde se necesita la comunicación. El equipo no es caro. No necesita licencia.

Desventajas: No se encuentra disponible en todas las localidades, especialmente fuera de la costa y en los campos petrolíferos remotos.

5.8.3. DATOS POR RADIO 928-952 MHz

Ventajas: Las frecuencias están dedicadas a las principales aplicaciones de datos. La concesionaria cuenta con un canal en su área de operación.

Desventajas: Algunas claves en USA no tienen frecuencias disponibles. La obtención de la licencia FCC puede tardar de 6 meses a un año. El costo total promedio por la obtención de la licencia FCC es aproximadamente de \$1,500.00 USD. Debe contar con un mínimo de 4 remotos para calificar para la obtención de la licencia FCC.

5.8.4. TELÉFONO CELULAR

Ventajas: El usuario no necesita licencia FCC. Está disponible en la mayoría de las áreas metropolitanas de USA y México.

Desventajas: El tiempo aire es muy caro. No se encuentra disponible en todas las localidades. Hay algunos problemas de comunicación con equipo digital.

5.8.5. 900 MHZ PUNTO A PUNTO

Ventajas: La frecuencia está dedicada a las principales aplicaciones de datos. Generalmente es fácil obtener las frecuencias. Las frecuencias son confiables y raramente hay problemas de desvanecimiento.

Desventajas: La ingeniería, la licencia FCC y la coordinación de frecuencia son caras y consumen mucho tiempo. Obtener la licencia FCC toma de 4 a 6 meses.

5.8.6. TRONCAL 800 MHZ

Ventajas: Sistema abundante en USA en la mayoría de las áreas, especialmente en y alrededor de las áreas metropolitanas. No hay demora en la licencia FCC aunque sí es necesaria.

Desventajas: Periodos ocupados del sistema intermitente en los que la información tiene que esperar para ser transmitida. El hardware es costoso. No se encuentra disponible en todos los campos petroleros.

5.8.7. FIBRA ÓPTICA

Ventajas: Es el medio de transmisión más seguro en el mercado, principalmente por su tipo de recubrimiento (uso rudo) y la distancia de transmisión puede ser tan grande como el ancho de la banda que se elija. Tiene un precio muy bajo comparado con las otras opciones presentadas.

Desventajas: La ruptura en cualquier punto del tendido de fibra, nos obliga al cambio del tendido completo de la línea.

6. PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO DE LÍQUIDO

6.1. *Introducción*

El probador de desplazamiento de líquido es un aparato que ha alcanzado gran aceptación en los últimos 20 años, como método para obtener una medición con menor incertidumbre, con medidores para líquidos empleados en el área de aplicación de transferencia de custodia de hidrocarburos, se define como la “medición verdadera”.

El concepto de usar un sistema de probador instalado en línea ofrece la ventaja de no interrumpir el flujo durante la prueba. El sistema elimina el inicio estático y el paro del medidor que introduce un error en cualquier medidor y lo reemplaza con una prueba dinámica que es la forma en la que normalmente se usa el medidor. Con un sistema de prueba como éste, la cantidad del volumen requerido para ser desplazado depende de lo siguiente:

- i. La repetibilidad requerida
- ii. La resolución con la que se puede leer el registro del medidor
- iii. La resolución con la que se puede localizar el desplazador en los extremos de la sección del probador.

Este procedimiento se aplica normalmente a medidores de desplazamiento positivo y medidores de turbina, puesto que dan una lectura directa del volumen desplazado al través del medidor. En el probador del medidor el volumen indicado del líquido que pasa a través del medidor se compara con el volumen verdadero medido en un contenedor de tamaño conocido o medidor maestro. Comparando el volumen verdadero contra el volumen indicado puede determinarse el factor del medidor. El factor del medidor se expresa como sigue:

$$\text{Factor del medidor} = \text{Volumen verdadero} / \text{Volumen indicado}$$

Los métodos comunes para probar un medidor son: el probador volumétrico, el probador maestro y el probador tipo desplazamiento.

El probador volumétrico es un recipiente de volumen conocido. El flujo a través del medidor que está siendo probado se desvía hacia el recipiente, de tal manera que puede determinarse una medición de la cantidad de líquido que pasa a través del medidor.

El método del probador maestro utiliza un medidor calibrado en serie con el medidor bajo prueba. Las lecturas totalizadas simultáneas se hacen al inicio y paro del período de prueba y el volumen registrado por el medidor bajo prueba se compara contra el volumen registrado por el medidor maestro.

El probador tipo desplazamiento consiste de una sección calibrada de tubería con un desplazador cilíndrico o esférico dentro de la tubería. El flujo pasa a través del medidor bajo prueba y después a través del probador de desplazamiento. El desplazador opera, lo cual causa que el totalizador del probador cuente los pulsos del

medidor bajo prueba solo durante el periodo que el desplazador se mueve dentro de la sección calibrada del probador de desplazamiento. El probador de desplazamiento es el más común en la actualidad porque permite probar un medidor bajo las condiciones reales de operación. Los sistemas de prueba están cubiertos en detalle en el capítulo 4 del manual de normas de medición del petróleo.

Se aplican varios factores de corrección a los volúmenes de medidor y probador para producir el factor de corrección para el medidor. Este factor de corrección se usa como un multiplicador para la diferencia del totalizador para producir volumen corregido a condiciones base, generalmente grados Fahrenheit y presión atmosférica o presión de vapor de equilibrio en la medición de LPG.

Los cuatro principales factores de corrección son:

1. Cts (ó CTS) Factor de corrección por el efecto de la temperatura en el acero

$$\mathbf{Cts} = 1 + (T_p - 60) E_m$$

Donde T_p = Temperatura de acero del probador (igual que la temperatura del líquido).

E_m = Coeficiente de expansión cúbica del material del cual está fabricado el probador.

2. Cps (ó CPS) Factor de corrección por el efecto de la presión en el acero

$$\mathbf{Cps} = 1 + PD E_t$$

Donde P = Presión interna en psig.

D = Diámetro en pulgadas.

E_t = Módulo de elasticidad del material del contenedor el cual es de 3×10^7 para el acero.

3. Cpl (ó CPL) Factor de corrección por el efecto de presión en el líquido

$$\mathbf{Cpl} = 1 / [1 - (P - P_E) F]$$

Donde P = Presión interna en psig.

P_E = Presión de equilibrio a la temperatura de medición en psig (P_E se toma como cero para líquidos con una presión de vapor de equilibrio menor que la presión atmosférica).

F = Factor de compresibilidad tomado del API std. 1101, tabla II.

4. Ctl (ó CTL) Factor de corrección por el efecto de la temperatura en el líquido (El valor Ctl puede encontrarse en las tablas 6 y 24 de API).

Los sistemas probadores de medidores de líquidos estaban cubiertos anteriormente en el API, Manuales 1001, 2531, 253 y 2534. Actualmente están

cubiertos en el capítulo 16 de MPSM. El capítulo 4 cubre los sistemas de probadores y el capítulo 121 cubre los cálculos.

6.2. Descripción de los sistemas

El sistema del probador es complementado con varios tipos de componentes mecánicos que dependen de un principio básico común de operación. El principio es un desplazamiento con poco error y repetitivo de un volumen de líquido precalibrado y conocido entre dos interruptores detectores de un contenedor cilíndrico con un desplazador sellado mecánicamente, manejado a través del contenedor por la energía del fluido de la corriente que se está midiendo. Simultáneamente, se indica el volumen medido correspondiente. De estas mediciones, la relación del volumen conocido desplazado y el registro del medidor se determina y se aplica como el factor del medidor. Se deben hacer las correcciones apropiadas por los efectos de temperatura y presión, así como los efectos en el líquido de estas dos variables.

Debido a que el probador está diseñado para ser lo más pequeño posible y consistente con la incertidumbre requerida, normalmente se usa el contador del probador en lugar del registro normal para que la resolución pueda incrementarse para las pruebas y que el contador estándar no tenga que trabajar a un porcentaje tan elevado. De igual manera, la resolución de los detectores se debe mantener alta para que sus operaciones no agreguen significativa tolerancia a la prueba.

Existen dos tipos de diseños para sistemas de probadores de flujo continuo; unidireccionales y bidireccionales. Los probadores unidireccionales permiten al desplazador viajar solamente en una sola dirección al través del sistema del probador, mientras que el probador bidireccional permite que el desplazador se mueva en ambas direcciones, puesto que incorpora un medio de invertir el flujo al través de la sección del probador.

Hay dos tipos de probadores unidireccionales que se han usado:

- 1.- El tipo manual en línea en el que el desplazador viaja a través de una sección medida de tubería en la que manualmente se coloca y regresa al sitio de partida.
- 2.- el tipo automático que tiene un mecanismo cíclico para retorno del desplazador.

El probador utiliza un esferoide en una sección del probador que consiste en un circuito cerrado de tubería en el que una unidad de control central, que incorpora un sistema de válvula, actúa como lanzador y receptor. La tubería se arregla de tal forma que el extremo final del circuito de tubería cruce por encima del extremo de la sección corriente arriba. El intercambio es una línea vertical que conecta los extremos del circuito corriente arriba y corriente abajo.

Los interruptores detectores del desplazador se encuentran localizados a cierta distancia en la línea de intercambio, lo que permite el lanzamiento y recepción para

colocar al sistema de válvulas en una posición apropiada después de que el flujo estabilizado se ha establecido. La sección del circuito de la tubería normalmente se mantiene en servicio pasando continuamente el fluido medido para mantener estable la temperatura y presión y hacer una acción de limpieza para distintos productos, lo que hace mínimo el tiempo necesario de estabilización antes de que inicie la prueba y reducir las mezclas entre los diferentes líquidos.

6.3. Probadores bidireccionales – corrida de arranque y paro

El probador consiste en una sección de prueba en la que el desplazador se mueve hacia delante y hacia atrás haciendo contacto con los interruptores de los detectores en ambos extremos. En los últimos diez años este tipo de probador ha sido el más popular. El desplazador puede ser del tipo esferoide o de pistón. El movimiento del desplazador continúa más allá de la sección de prueba, hasta que la válvula de desvío cambia y el flujo se invierte en el probador o hasta que el desplazador pase a una desviación que lo regrese a la línea principal. El manifold y las válvulas direccionadoras operadas manual o automáticamente, permiten la inversión del flujo a través del probador.

La sección del probador puede ser una pieza de tubería recta si el espacio no está limitado o una pieza de tubería doblada, si el espacio es limitado como en una plataforma marina. Se debe usar un esferoide que haga las funciones del desplazador cuando sea el caso de un probador doblado. Una corrida de prueba del medidor consiste en una vuelta completa del desplazador ya que la operación de los detectores es sensible a la dirección de aproximación del desplazador. El volumen de este probador para una prueba es la suma de los volúmenes determinados en cada dirección.

6.4. Construcción

Los materiales de construcción deberán ser seleccionados para soportar la presión esperada basados en los códigos de presión apropiados. La sección de tubería de calibración del probador debe seleccionarse especialmente por la redondez y poca rugosidad y normalmente recubierta con una pintura epóxica que hace mínimo el efecto de corrosión.

Se deben tomar precauciones en la fabricación del probador para asegurar la alineación adecuada y la concentricidad de la unión de las tuberías ya sea esmerilando cualquier rebaba de soldadura y haciendo coincidir los agujeros con espigas o espárragos para mantener la sección alineada. Las juntas o sellos deben ser concéntricos y permitir el ensamble adecuado de las secciones de tubería con o sin una mínima separación.

La capa de pintura interna del probador proporcionará un acabado duro, liso y duradero que prolongará la vida del probador. Los recubrimientos internos son más comúnmente empleados cuando se usa el probador con líquidos que tienen muy pocas o nulas cualidades lubricantes, como las gasolinas o el LPG. El desplazador de

elastómero más impermeable es el que se usa para líquidos del petróleo, aunque generalmente tienen menor resistencia. Se han obtenido excelentes resultados y larga vida del desplazador usando tubería acabada en fábrica y pulida sin recubrimiento y con líquido lubricante. En algunos de los probadores experimentales para baja temperatura las secciones de tubería se barrenan y pulen para hacer el desplazador interno de tipo pistón.

Generalmente cuando se instala un probador, tanto el sistema del probador como el cabezal principal y las líneas del patín e instrumentos, deberán ser recubiertos con aislante para tener mínimas diferencias de temperatura en el sistema del probador, dado que tanto la presión como la temperatura son un factor importante en la corrección de las condiciones base para las mediciones.

Los desplazadores ya sea del tipo esferoides con elastómeros o pistones deben tener sus sellos apropiados.

Los esferoides tienen un centro hueco el cual se llena hidrostáticamente con glicol o agua a presión para expandir el diámetro exterior del 1 al 5 por ciento del diámetro interno de la sección del probador. El porcentaje real del sobrerango seleccionado deberá ser un balance entre el diámetro necesario para mantener un buen sello en todas las partes de la sección del probador, pero no deberá ser excesivo, ya que causará un movimiento errático del desplazador y desgaste excesivo. Es práctica común utilizar un diámetro ligeramente mayor que durante la prueba real, en la corrida de prueba con agua, con el objeto de prevenir fugas durante la operación de arranque y paro de la prueba con agua

El pistón mecánico con copas está hecho de tal manera que las copas raspadoras de tubería estándares puedan apretarse en cada extremo, de tal manera que los bordes de las copas se encuentren colocados en dirección contraria al pistón. Esto forza los bordes de las copas contra la pared interna de la tubería cuando se ejerce una presión diferencial a través de las copas. La selección del material adecuado para el diseño mecánico es necesaria para que las copas no se flexionen o disminuya el peso necesario para que se instalen los anillo, para ayudar en el soporte y permitir que las copas lleven a cabo su labor de sellar sin soportar físicamente el peso del pistón.

El sistema de probador debe considerar una válvula sellada a prueba de burbuja ya que cualquier fuga en el sistema que permita que el fluido se desvíe, ya sea al medidor o al probador, inducirán un error en la prueba. Para este propósito se deberá seleccionar una válvula de bloqueo y venteo en los puntos críticos. El tiempo de operación de la válvula de inversión del flujo es una consideración importante en el diseño del probador bidireccional ya que debe haber un tramo de tubería suficiente antes de que el desplazador accione al primer detector a máximo flujo al cual operará el probador. Para prevenir golpes de ariete, la válvula deberá tener un periodo de tiempo para operar. Se involucran fuerzas tremendas en sistemas grandes en desviar el flujo los 180 grados.

Para cualquier desplazador, los interruptores de detección deberán localizar la posición del desplazador en el mismo punto con tolerancias muy cercanas cada vez que pasa por el interruptor. El interruptor manda una señal para arrancar y parar el registro del probador y debe actuar solamente con el paso del desplazador. Los desplazadores

fabricados enteramente de elastómeros requieren detectores de tipo mecánico, para los desplazadores fabricados de acero y elastómeros, el detector podrá ser de tipo mecánico, de proximidad o de inducción.

El medidor deberá estar equipado con un contador de pulsos el cual generará los pulsos, para transmitirlos al registro con la resolución suficiente durante el ciclo de prueba para generar un mínimo de 100,000 pulsos.

6.5. Selección del probador

A partir del estudio de aplicación, utilización y limitaciones de espacio, será posible establecer lo siguiente:

- I. Si el sistema será portátil o fijo
- II. El número de medidores que deberán ser probados en sitio
- III. Porciones del probador arriba o abajo del piso
- IV. El grado de automatización que se incorporará para su operación
- V. Si el probador se mantendrá trabajando continuamente en series con el medidor o aislado de los medidores.

En la determinación del diámetro de la tubería que deberá utilizarse en el arreglo de tuberías y en la sección del probador, la pérdida hidráulica a través del probador deberá ser compatible con la pérdida hidrostática considerada tolerable en la instalación total. Generalmente, el diámetro de la sección del probador y líneas de conexión no deberá ser menor que el diámetro de salida de cualquier medidor. Las líneas de entrada y de salida, incluyendo válvulas y conexiones al probador, deberán ser lo suficientemente grandes para prevenir un cambio significativo en la cantidad de flujo a través del medidor cuando el flujo se desvía hacia el probador. La selección económica de los materiales, consideración de espacio y selección del probador, generalmente indican la velocidad del desplazador. La velocidad del desplazador podrá aproximarse hasta 10 pies por segundo en un diseño unidireccional típico. En un probador bidireccional la velocidad máxima de la esfera del probador no deberá exceder los 5 pies por segundo y el mínimo de ambos ya sea el unidireccional o bidireccional no deberá ser menor a 0.5 pies por segundo.

Anteriormente, el volumen real de la sección del probador entre los interruptores fue diseñado como 0.5% del flujo máximo por hora. Recientemente, se han recomendado diseños que produzcan un mínimo de 10,000 pulsos entre los interruptores detectores. En ambos casos, además se deberá considerar lo siguiente:

1. La repetibilidad del sistema probador
2. La resolución de los interruptores detectores
3. La resolución del contador del medidor del probador

La longitud de la sección del probador se revisa para ver que la resolución de los interruptores refleje el volumen desplazado por el desplazador. Si se diseña el probador

para repetir a 1 parte de los 10,000, la longitud de la sección de prueba del probador deberá ser 10,000 veces el rango lineal o tolerancia dentro de la cual el detector desplazador podrá repetidamente señalar la ubicación del desplazador.

Existen numerosos tipos de detectores disponibles y la repetibilidad teórico del probador depende de la reproducibilidad práctica de las señales de los detectores con respecto a la longitud.

Cualquier tipo de registrador del medidor del probador puede arrancarse y pararse por los interruptores detectores y éstos tendrán por lo menos lecturas compatibles con la repetición deseada para usarse con un sistema de probador, Generalmente, esta es la parte menos difícil para establecer el criterio de diseño.

Un sistema de probador propiamente diseñado, construido, operado y mantenido, será capaz de dar incertidumbres y repeticiones constantes. Con la demanda de bajas incertidumbres debido al elevado precio de los fluidos medidos, el probador ha mostrado ser el instrumento más importante para el mejoramiento de los medidores de flujo volumétricos utilizados para la medición de fluidos del petróleo.

6.6. Selección del tamaño

La selección del tamaño del probador siempre se ha basado en la Norma API 2531 publicada en diciembre de 1963. Esta norma presenta tres maneras de seleccionar el tamaño del probador.

- I. Repetibilidad del sistema probador
- II. Resolución de los interruptores detectores para proveer la resolución requerida
- III. Resolución del contador del medidor del probador

Se proveen tres métodos para determinar el tamaño del probador:

- a. El 0.5% de la cantidad de flujo máximo por hora a través del probador
- b. Se deben generar 10,000 pulsos entre los interruptores detectores
- c. Usando la fórmula se determina la cantidad de error de volumen del probador generado por medio de interruptores detectores.

API establece que en una prueba con agua se puede inferir la repetibilidad del probador que deberá tener no más de una desviación mínima de 0.02% ó 0.0002 o dos partes en 10,000. En operación, la desviación máxima es de 0.05% o 0.0005 o cinco partes en 10,000.

Las anteriores guías de selección de tamaño se utilizan para asegurar un 0.02% de repetibilidad durante la corrida con agua y un 0.05% de repetibilidad durante la operación normal.

Para una demostración del método anterior de cómo calcular el tamaño del probador utilicemos las siguientes especificaciones. El diámetro interno de la sección de medición del probador debe ser de 6 pulgadas. La repetibilidad del interruptor detector

es de 0.0001 pulgadas. La cantidad máxima de flujo es de 15,000 barriles por día o de 625 barriles por hora.

Si de acuerdo a la regla, utilizamos el 0.5% del volumen máximo, el volumen del probador será de 3.125 barriles ó 131.25.

Si de acuerdo a lo establecido utilizamos los 10,000 pulsos del interruptor detector y tenemos un medidor que nos da 8,400 pulsos entre los interruptores detectores, tendríamos un volumen del probador de 50 galones.

Si utilizamos la fórmula de error del interruptor detector de acuerdo a API y las especificaciones anteriores, el volumen entre los interruptores detectores será menor de 10 galones.

Como se observa hay una diferencia enorme en el volumen del probador entre los tres métodos. Al utilizar la repetibilidad del interruptor detector y el método de error de pulsos, el volumen será de 55 galones.

Si duplicamos los pulsos del medidor podemos reducir el volumen del probador a 28 galones, etc. Así es que podemos ver que el número de pulsos por unidad de volumen, afecta el volumen del probador.

6.7. Válvulas de 4 vías

La válvula de 4 vías se utiliza en un probador bidireccional para cambiar la dirección del flujo en el circuito del probador. La válvula de 4 vías podrá operarse manual o eléctricamente. La duración de la corrida previa del probador está determinada por el tiempo que le toma a un operador eléctrico mover la válvula de 4 vías de una dirección a otra.

6.8. Válvula de cierre de apertura rápida

Se utiliza una válvula de cierre de apertura rápida a un lado de la sección de medición del probador para facilitar la instalación y la remoción de la esfera del probador. Normalmente se utiliza una brida ciega en el extremo opuesto del circuito bidireccional.

6.9. Esfera del probador

La esfera del probador se utiliza para marcar la posición de un punto en el flujo a través de la sección de medición del probador. La esfera del probador se infla normalmente del 2% al 5% por arriba del diámetro interno de la sección de medición del probador. La esfera puede ser de neopreno, nitrilo o poliuretano, el tipo de material dependerá del líquido que será probado.

6.10. Herramienta para remover la esfera

Se puede proveer una herramienta para remover la esfera del probador del punto de lanzamiento o de recibo.

6.11. Interruptores de detección

Los interruptores detectores se colocan en la sección de medición del probador para localizar la esfera cuando para por el interruptor. El interruptor debe tener gran repetibilidad ya que la longitud del probador depende principalmente de la repetibilidad del interruptor. Los interruptores normalmente tienen 0.00005 pulgadas de repetibilidad.

6.12. Cubierta interna del probador

Para reducir la corrosión y permitir que la esfera del probador pase suavemente al través de la sección de medición del probador, ésta se recubre con una resina epóxica secada al aire u horneada.

6.13. Bridas del probador

Las bridas del probador se utilizan para conectar la tubería de la sección de medición del probador. Las bridas del probador son especiales para permitir el paso suave del fluido. Las bridas se sellan con un "O" ring que permite un asiento de metas a metal en las bridas.

7. DIAGNÓSTICO DE FALLAS DE LAS UNIDADES LACT Y PROBADOR

A continuación se presentan las siguientes recomendaciones para llevar a cabo una corrida de calibración.

1. Asegúrese de que todos los instrumentos de la unidad LACT y del probador estén correctamente calibrados. Todos los instrumentos y equipos utilizados para llevar a cabo la calibración de la unidad LACT y probador deberán estar recientemente calibrados de acuerdo a un patrón.
2. Revise para asegurar que todo el equipo mecánico esté operando apropiadamente, que las válvulas de 4 vías asientan propiamente, que las válvulas de bloqueo y venteo estén bloqueando y purgando, etc.
3. Revise el sistema para ver si hay fugas, especialmente fugas al drenaje. Tanto a la unidad LACT como al probador deberán inspeccionárseles visualmente todos los drenes después del medidor aunque algunos sistemas tienen orígenes de fuga escondidos. Las válvulas de drene del probador deberán revisarse para asegurar que no exista fuga.
4. Las condiciones de flujo apropiadas deberán mantenerse durante toda la prueba. Asegurarse de que no haya cambios drásticos en la cantidad de flujo, temperatura y presión. Muchas pruebas han abortado por causa de fugas.
5. Para una buena prueba, ésta debe hacerse con la misma cantidad de flujo con el medidor en las condiciones de operación. Todos los medidores tienen curvas que dan diferentes frecuencias de pulsos a diferentes cantidades de flujo.
6. Revisar siempre dos veces cualquier componente que pueda estar funcionando mal. Por ejemplo, si mientras se está probando un medidor, se sospecha que la esfera del probador no está propiamente inflada, revise otro medidor para ver si también ahí existe esta condición. Muchas veces en una búsqueda para encontrar el problema, se utiliza otro equipo, pero aún habiendo identificado ese problema, pudieran aparecer otros.

Casos particulares:

1. No se puede lograr la repetibilidad

Causa 1A =	Aire o gas atrapado
Revisión 1A =	Abra las válvulas de venteo en el LACT y probador hasta que todos los gases en el sistema sean eliminados
Acción 1A =	Haga más pruebas mientras se lleva a cabo el venteo para asegurar que todos los gases estén fuera del sistema.

Causa 1B =	La temperatura de prueba no es estable
Revisión 1B =	Revisar el medidor y diferenciales del probador
Acción 1B =	El gradiente de temperatura no deberá exceder 1°F a menos que los volúmenes estén compensados tanto en el probador como en el LACT.

Causa 1C =	Presión de prueba inestable
Revisión 1C =	Revisar el medidor y el diferencial del probador
Acción 1C =	El gradiente de temperatura no deberá exceder 1°F a menos que los volúmenes estén compensados tanto en el probador como en el LACT.

Causa 1D =	Cantidad de flujo de prueba inestable
Revisión 1D =	Revisar fluctuación de la cantidad de flujo
Acción 1D =	Limite las variaciones de la cantidad de flujo: ±5% (máximo)

Causa 1E =	Deslizamiento debido a un impropio inflado de la esfera
Revisión 1E =	Revisar el inflado de la esfera midiendo las juntas de la misma
Acción 1E =	El inflado deberá ser entre 2% y 5% sobre el diámetro interior de la sección de medición del probador. Los diferentes materiales de la esfera con diferentes fluidos requieren inflados diferentes. Infle la esfera al diámetro más pequeño que no permita el deslizamiento y no requiera una caída alta de presión a través de la bola para permitir su movimiento

Causa 1F =	Desplazador defectuoso
Revisión 1F =	Revisar la esfera o el pistón por uso excesivo. Las fisuras o raspaduras grandes permitirán que el fluido se desvíe
Acción 1F =	Reemplace la esfera o los sellos del pistón defectuoso

2. Las señales de pulsos continúan acumulándose después de que ya pasó el segundo detector

Causa 2A =	Interruptor detector o contador de pulso defectuoso
Revisión 2A =	Revisar el contador de pulsos, primero simulando un cierre del interruptor durante una prueba. Si el contador está bien, el detector no está funcionando apropiadamente
Acción 2A =	Reemplace o repare el detector de la esfera. Precaución: una esfera que no esté bien inflada, también podrá causar esta condición

3. No se pueden obtener señales de pulsos

Causa 3A =	Generador de medición defectuosa o alambrado defectuoso
Revisión 3A =	Revisar el alambrado por continuidad, simular un pulso del interruptor detector conectando un momento a la salida de pulsos para eliminar el hecho de que la esfera esté defectuosa
Acción 3A =	Reemplace o repare el equipo necesario. Si se remueven o reemplazan los interruptores detectores, al probador deberá hacerse una corrida de prueba con agua.

4. Las señales de pulsos de calibración se vuelven erráticas a altas cantidades de flujo

Causa 4A =	La esfera choca con el interruptor detector antes de que selle la válvula de 4 vías
Revisión 4A =	Revisar el interruptor diferencial de 4 vías para asegurarse de que esté funcionando antes de que el primer interruptor detector se haya alcanzado
Acción 4A =	Acelere la acción de la válvula de 4 vías, disminuya la cantidad de flujo.

5. Resultados erráticos de la prueba

Causa 5A =	Ruido eléctrico que afecte las señales de pulsos
Revisión 5A =	Observe las señales de pulsos con un osciloscopio
Acción 5A =	Corrija el origen del ruido

Causa 5B =	Generador de pulsos, amplificador, etc., defectuosos
Revisión 5B =	Revise todos los instrumentos uno por uno reemplazándolos o calibrándolos
Acción 5B =	Reemplace las partes defectuosas

Causa 5C =	Señales marginales de pulsos
Revisión 5C =	Observe las señales con un osciloscopio
Acción 5C =	Reemplace las partes defectuosas

6. Factores de medición inesperados o fuera de patrón

Causa 6A =	Válvulas de purgado y venteo con fugas
Revisión 6A =	Revise todas las válvulas del medidor especialmente válvulas a otros medidores funcionando en el sistema
Acción 6A =	Opere manualmente las válvulas y repárelas o reemplácelas, como sea necesario

Causa 6B =	El filtro se ha tapado
Revisión 6B =	Revise las altas caídas de presión a través del filtro
Acción 6B =	Limpie el filtro y revise la cantidad de flujo

Causa 6C =	En los medidores de turbina, un aspa se puede haber roto o se ha reducido en su tamaño
Revisión 6C=	Revise el medidor, separándolo de la línea
Acción 6C =	Repare o reemplace el medidor defectuoso

Causa 6D =	El aspa del rotor en un medidor de desplazamiento positivo o la caja del medidor está dañada
Revisión 6D=	Inspeccione el cuerpo y las aspas del medidor de desplazamiento positivo
Acción 6D =	Repare o reemplace el medidor defectuoso

7. Disminución inesperada fuera de los patrones en el factor de medición

Causa 7A =	Masas de aire o gas en la línea
Revisión 7A =	Revisión de la línea abriendo las salidas de aire
Acción 7A =	Elimine aire o gases en la línea

Causa 7B =	Fuga del medidor de la válvula de purgado y bloqueo
Revisión 7B =	Revisión de la salida de los medidores de las válvulas de bloqueo y de purga
Acción 7B =	Repare o reemplace las válvulas de bloqueo y de purga

Causa 7C =	Fugas en las líneas, salidas, sellos, etc.
Revisión 7C=	Revisión visual de todas las líneas, sellos, ventilas, etc., por si hay fugas
Acción 7C =	Repare todas las fugas

Causa 7D =	Fugas de las válvulas de 4 vías
Revisión 7D=	Observe los diferenciales a través de las 4 vías cuando se asiente. Asegúrese de que el diferencial llegue a cero cuando la válvula esté fuera de su asiento
Acción 7D =	Repare o reemplace los sellos de 4 vías

Causa 7E =	Flasheo en el medidor
Revisión 7E =	Asegúrese de que la presión de operación sea mayor a la presión de vapor por lo menos 20 psig
Acción 7E =	Incremente la presión en el sistema

8. La linearidad excede la tolerancia de los fabricantes

Causa 8A =	Cambio de viscosidad
Revisión 8A =	Revisión del fluido en un laboratorio para determinar la viscosidad
Acción 8A =	Determinar la razón para el cambio y corrección de la viscosidad

Causa 8B =	Uso excesivo de los empaques
Revisión 8B =	Inspeccione los medidores
Acción 8B =	Reemplace o repare cuanto sea necesario

Causa 8C =	Corrosión del medidor
Revisión 8C =	Inspeccione el medidor
Acción 8C =	Reemplace o repare cuanto sea necesario

9. Caída del factor del medidor a largo plazo

Causa 9A =	Uso excesivo de los baleros
Revisión 9A =	Inspeccione los medidores
Acción 9A =	Repare o reemplace cuanto sea necesario

Causa 9B =	Instrumentos de presión y/o de temperatura fuera de calibración
Revisión 9B =	Revisión de los instrumentos de presión y/o temperatura para su calibración
Acción 9B =	Recalibre o reemplace cuanto sea necesario

Causa 9C =	Cambio en el volumen de la base del probador
Revisión 9C =	Abra el probador, límpielo e inspecciónelo
Acción 9C =	Probador limpio, revisión o prueba de salida de agua

Algunas veces las combinaciones de los anteriores factores, ayudan a la resolución de problemas extremadamente difíciles, pero una Unidad LACT y un probador no es más que una combinación de componentes mecánicos, neumáticos, eléctricos y electrónicos. Con sentido común y un buen procedimiento lógico, siempre se podrá identificar la fuente del problema y encontrar la solución.

8. CÁLCULO DE INCERTIDUMBRES

8.1. *Introducción*

La incertidumbre es el resultado de una medida que nos refleja la falta de conocimiento exacto que tenemos de la misma, estimando con mayor o menor acierto, su valor. Esta tarea no es rutinaria ni puramente matemática, ya que exige un profundo conocimiento de la naturaleza del mensurando, así como de los métodos y de los procedimientos de medios empleados.

Por otra parte el concepto de incertidumbre como atributo cuantificable es relativamente nuevo en la historia de la medida, aunque el error y su análisis es el fundamento de la metrología.

Una vez evaluados todos los componentes conocidos de error y habiendo aplicado las correcciones pertinentes, todavía permanece un margen de duda sobre la exactitud del resultado de la medición que representa la magnitud medida.

Esta duda, se expresa cuantitativamente mediante límites dentro de los cuales se estima debe encontrarse el valor verdadero del mensurando con una determinada probabilidad una vez que se han aplicado todas las correcciones conocidas. Es por lo tanto el concepto de incertidumbre el de un atributo cuantificable que en cualquier aplicación científica es necesario evaluar incluyendo todas las posibles contribuciones.

Por otra parte han sido frecuentes hasta ahora el que las estimaciones de la incertidumbre de un mismo mensurando, realizadas por diversos laboratorios, den resultados distintos, debido al hecho de haberse calculado con métodos diferentes. La actual situación del comercio mundial hace necesaria la utilización de métodos de evaluación de incertidumbres aleatorias o sistemáticas. El siguiente ejemplo, debido a P. Giacomo, nos muestra como una misma incertidumbre puede ser considerada en caso aleatorio y en otro sistemática, dando origen a confusiones.

Un patrón nacional K de un Kilogramo es calibrado en el BIPM referido al patrón internacional con una incertidumbre “e” principalmente de carácter aleatorio. Posteriormente este mismo patrón K es utilizado para calibrar otros patrones secundarios M, N,..., etc. La misma incertidumbre “e” es ahora considerada sistemática por el usuario de patrones M,N,..., etc.

De acuerdo a la recomendación INC-1 (1980 BIPM) las incertidumbres de un patrón tienen las siguientes características:

- a) Universalidad: Aplicable a todo tipo de medidas y disciplinas científicas con independencia del nivel de precisión.
- b) Internamente consistente: La incertidumbre se deriva directamente de los componentes que contribuyen a ella.
- c) Transferible: La incertidumbre evaluada en una medida se puede utilizar como componente de otra medida.

Y se clasifican en dos categorías

1. Las basadas en estimaciones estadísticas objetivas sobre series de medidas
2. Las que se evalúan por otros métodos basados en suposiciones subjetivas. Su influencia en la incertidumbre fina es independiente del número de medidas realizadas.

Por otra parte los componentes de la categoría 1 se caracterizan por varianzas estimadas, S^2_1 , y el número de grados de libertad, mientras que los componentes de la categoría 2 por las cantidades de U^2_j consideradas como aproximaciones a varianzas y tratadas como tales.

Por último las varianzas correspondientes a las categorías A y B se combinan dando lugar a la "varianza combinada o compuesta" que constituye la incertidumbre de la medida y que puede multiplicarse por un factor de seguridad para obtener la incertidumbre expandida o global.

8.1.1. INCERTIDUMBRE

La incertidumbre del resultado de una medida refleja la falta del conocimiento exacto del mensurando, en la práctica, hay muchas posibles fuentes de incertidumbre que incluyen, entre otras:

- a) Definición completa del mensurado
- b) Falta de representatividad de la muestra al mensurando
- c) Conocimiento imperfecto de los efectos debidos a las condiciones ambientales
- d) Errores de personal en la lectura de instrumentos
- e) Resolución del umbral de discriminación de los instrumentos
- f) Valores asignados a los patrones de medida utilizados
- g) Valores obtenidos para las constantes y parámetros utilizados
- h) Método y procedimientos de medida
- i) Variaciones en observaciones repetidas

La recomendación INC-1 (1980) clasifica las componentes de la incertidumbre en dos categorías A y B basándose únicamente en el método de evaluación no debiendo ser sustituidas por las palabras aleatoria y sistemática, ya que en estas puede existir ambigüedad en su aplicación.

Por ejemplo, una componente aleatoria en una medida puede convertirse en sistemática en otra en la que la primera medida es dato de entrada.

Evaluación de la incertidumbre

La novedad de la recomendación INC-1 estriba en que considera a todos los componentes de la incertidumbre como varianzas, es decir, como variables aleatorias.

En general, se puede considerar que el mensurado Y depende de N variables medibles x_1, x_2, \dots, x_N .

$$Y = f(x_1 + x_2, \dots, + x_N)$$

Corresponden a los valores y a las incertidumbres dadas en los certificados de calibración de los patrones utilizados, así como de las medidas al propio proceso de medida e instrumentación empleada y a las magnitudes de influencia.

Al mensurado Y se le denomina magnitud de salida y a x_1, x_2, \dots, x_N magnitudes de entrada, que a su vez, pueden ser magnitudes de salida y depender por tanto de otras magnitudes de entrada.

Por ejemplo: supongamos que el mensurado corresponde a la potencia disipada P sobre una resistencia cuyo valor es R_0 a la temperatura T_0 , siendo a su coeficiente de temperatura, t la temperatura de la resistencia en la medida y V la diferencia de potencial aplicada a sus terminales.

En este caso la función tomaría la forma: $P = f(V, R_0, a, t)$

$$Y \text{ la ecuación de } P : P = \frac{V^2}{R_0 [1 + a(t - t_0)]}$$

Las magnitudes de entrada y sus incertidumbres se pueden obtener del propio proceso de medida (medidas repetidas, criterios basados en la experiencia, magnitudes de influencia, propiedades del mensurado, etc.) y de fuentes externas (certificados, datos basados en libros de referencia manuales, etc.) y pueden implicar la aplicación de correcciones.

Además cada magnitud de entrada puede tener su propia distribución de probabilidad (normal, rectangular, triangular, etc.) que debe tenerse en cuenta al calcular la varianza correspondiente.

De la ecuación anterior, al sustituir las magnitudes por sus estimaciones

$$Y = f(x_1 + x_2 + \dots + x_N)$$

En donde la desviación típica estimada de Y , denominada incertidumbre típica combinada o compuesta $U_{C(Y)}$ se calcula a partir de las desviaciones típicas estimadas o incertidumbres típicas $U_{(x_i)}$ de cada entrada estimada x_i .

A su vez cada incertidumbre típica $U_{(x_i)}$ se obtiene a partir de la serie de posibles valores experimentales de la correspondiente magnitud de entrada (caso tipo A) o de la evaluación debida al conocimiento de la información disponible (caso tipo B).

Ambas son tratadas a continuación con más detalle.

8.1.2. EVALUACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES TÍPICAS TIPO A

En la mayoría de los casos, el mejor estimado del valor esperado U_q de una magnitud q , que varía aleatoriamente en n observaciones independientes bajo las mismas condiciones de medida, es la media aritmética \bar{q} o promedio de las observaciones.

$$\bar{q} = 1/n \sum_{k=1}^n q_k \quad (1)$$

Las observaciones difieren en valor a causa de variaciones aleatorias en las magnitudes de influencia.

La varianza de las observaciones muestra $S^2_{(q_k)}$ que corresponde a la estimación de la varianza de la población σ^2 , viene dada por:

$$\bar{S}^2_{(q_k)} = 1/n-1 \sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2 \quad (2)$$

La raíz cuadrada positiva de esta varianza $S(q_k)$ se denomina desviación típica experimental y caracteriza la dispersión de las observaciones respecto a su valor promedio de q .

Por último la mejor estimación de la varianza de la media de la población $\sigma^2(q)$ se le denomina varianza experimental de la muestra y viene dada por:

$$S^2(\bar{q}) = \frac{S^2(q_k)}{n} \quad (3)$$

Su raíz positiva $S(q)$ se le denomina desviación típica experimental de la media.

En el caso de una magnitud de entrada x_i determinada por observaciones de la incertidumbre típica $U(x)$ es igual a la varianza experimental de la media de acuerdo con la ecuación (3).

$$S^2(X_i) = \frac{u^2(X_i)}{n} = \frac{u^2(X_i)}{n}$$

$$S(X_i) = \frac{u(X_i)}{n} = \frac{u(X_i)}{n}$$

8.1.3. DISTRIBUCIÓN t DE STUDENT

En la obtención de la incertidumbre típica tipo A, es conveniente que el número de medidas realizadas sea lo suficientemente grande para que el valor medio de la muestra (\bar{q}) proporcione una estimación fiable de la medida de la población U_q . Igualmente las estimaciones de la varianza experimental de la muestra $S^2(q_k)$ y la varianza experimental de la media $S^2(q)$ deben tener valores próximos a las correspondientes varianzas σ^2 y $\sigma^2(q)$ de la población.

En general se considera que los valores de q se comportan como una distribución normal, siendo necesario corregir los valores obtenidos para $S(q)$ o incertidumbre típica

$u(x)$ en el caso que el número de observaciones inferior a 10 mediante la distribución t de Student, aunque es más recomendable obtener el valor de $s(q)$ de medidas anteriores en las que se ha hecho un mayor número de observaciones

Los grados de libertad v_i de x_i y $v(x_i)$ vienen dados por $n-1$ en el caso más sencillo de n observaciones independientes. Este dato debe dejarse junto con la evaluación de la incertidumbre tipo A.

Si las observaciones están correlacionadas, los estimadores dados anteriormente pueden ser inapropiados, debiendo ser analizados por métodos estadísticos especiales.

En el anexo B se muestra una tabla de valores de t para distintas probabilidades (50%, 68.3%, 95%, y 99.7%) y los valores de n .

La corrección de la incertidumbre toma la forma:

$$U(x)_{\text{COIT}} = T * U_x \quad (4)$$

Ejemplo: Se han obtenido los siguientes resultados al medir una magnitud determinada en la que no se tiene experiencia previa (adimensional para facilitar el ejemplo).

Valores: 101, 110, 106 y 115

De ellos se obtiene: $\text{Valor medio} = \bar{q} = \frac{1}{n} \sum_{k=1}^n q_k = 108$

Varianza experimental

$$\bar{S}^2(q_k) = \frac{1}{(n-1)} \sum_{k=1}^n (q_k - \bar{q})^2 = 35.3$$

Varianza experimental de la media

$$S^2(\bar{q}) = \bar{S}^2(q_k) / n = 8.8$$

Desviación experimental de la media o incertidumbre típica

$$S(\bar{q}) = U_{(x)} = 3$$

La corrección de Student para 4 medidas y un nivel de confianza o probabilidad del 68.27% (1σ) es de $t=1.0$ por lo que el valor de la incertidumbre típica corregida toma el valor de

$$U_{(x)\text{COIT}} = T * U_x = 3.6$$

La contribución tipo "A" que debe tenerse en cuenta al calcular la incertidumbre típica combinada.

8.1.4. EVALUACIÓN DE LAS INCERTIDUMBRES TÍPICAS TIPO B

Cualquier estimación de una magnitud de entrada X_i , que no se obtenga mediante observaciones repetidas, debe evaluar su incertidumbre típica $U(x_i)$ a partir de los conocimientos que de ella se tengan, tales como: datos del fabricante, certificado de calibración, especificaciones, comportamiento, etc. De ahí el carácter subjetivo de las contribuciones de tipo B.

En ocasiones, esta incertidumbre viene afectada de un coeficiente multiplicador que es necesario eliminar.

Por ejemplo: El valor dado de una masa patrón (m_p) de un kilogramo de valor nominal por el certificado de calibración es:

$$1\,000.000\,680\text{ g} \pm 120\text{ mg}$$

Además el certificado indica que la incertidumbre está dada con un nivel de confianza del 99.73% (equivalente a 3σ), por lo que su incertidumbre típica es:

$$U(m_p) = 120\text{ mg} / 3 = 40\text{ mg}$$

Ejemplo: Un certificado de una resistencia patrón establece el valor de $100\ \mu\Omega$ como incertidumbre de la medida con un nivel de confianza del 99% (2.58σ)

$$U_{(RP)} = 100\ \mu\Omega / 2.6 = 38\ \mu\Omega$$

Si se considera que existe una posibilidad del 50% (0.675s), de que el valor del mensurando se encuentra entre dos límites dados de una distribución normal. El mejor valor del mensurando vendrá dado por punto medio de los límites y su incertidumbre típica, llamando "a" a la mitad del campo de variación entre límites por

$$U_{(X_i)} = a / 0.675 = 1.48 a$$

Por ejemplo, la dimensión de un componente se estima se encuentra con un 50% de probabilidad entre los límites de 10.07 mm a 10.15 mm (40,11,14)mm

En este caso el mensurando valdrá

$$l = (10.07 + 10.15) / 2 = 10.11\text{ mm}$$

Y su desviación típica

$$U_{(l)} = (a/0.675) = (0.04/0.675)\text{ mm} = 0.06\text{ mm}$$

Siendo "a" el semicampo entre límites.

8.1.5. DISTRIBUCIÓN RECTANGULAR O UNIFORME

En otros casos, sólo es posible estimar los límites superior o inferior, dentro de los cuales se estima se encuentra el valor de la magnitud de entrada X_i , desconociéndose el tipo de distribución y su nivel de confianza o probabilidad.

El valor estimado para X_1 corresponde al punto medio $X_i = (a_- + a_+) / 2$

Siendo a y a_+ los límites inferior y superior respectivamente. Si la diferencia entre los límites “ a ” y “ a_+ ” se le denomina 2^a varianza y toma el valor:

$$U^2 = (X_i) = a^2 / 3 \quad (\text{donde } a \text{ es semicampo})$$

Y su incertidumbre típica

$$U (X_i) = a / \sqrt{3} \quad (5)$$

(Ejemplo 1) Un manual de referencia da como valor del coeficiente térmico de expansión lineal del cobre a 20°C , $\alpha_{20} = 16.52 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$, con un límite posible de error a $\pm 0.40 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$

La incertidumbre típica correspondiente al coeficiente térmico será por tanto:

$$U(\alpha_{20}) = ((0.4 \times 10^{-6}) / \sqrt{3}) \times \text{ }^\circ\text{C}^{-1} = 0.23 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

Si en este ejemplo suponemos que los límites no son simétricos: el valor menor del coeficiente térmico es $16.40 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$ y el mayor $16.92 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$, la incertidumbre valdría:

$$a = ((16.92 - 16.40) / 2) \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C} = 0.26 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}$$

$$U (\alpha_{20}) = ((0.26 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}) / \sqrt{3}) \times \text{ }^\circ\text{C}^{-1} = 0.15 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$$

(Ejemplo 2) La lectura dada por un voltímetro calibrado en el campo de 1 voltio es: 0.449998 V.

La incertidumbre especificada por el fabricante es de ± 40 ppm de la lectura y 10 ppm del campo, no especificándose el tipo de distribución ni el nivel de confianza, por lo que se tratará como distribución rectangular.

La incertidumbre típica correspondiente, siendo “ a ” el valor del semicampo:

$$a = (0.5 \text{ } \mu\text{V})(40 \times 10^{-6}) + 1 \text{ } \mu\text{V} (10 \times 10^{-6}) = 30 \text{ } \mu\text{V}$$

$$U (V) = 30 \text{ } \mu\text{V} / \sqrt{3} = 17.3 \text{ } \mu\text{V}$$

Para comparar este valor con el que se obtendría en el caso que el fabricante hubiera dado las siguientes probabilidades 68.3%, 95% y 99.7% de una distribución normal de incertidumbre del voltímetro

$$U (V) = 30 \text{ } \mu\text{V} / \sqrt{3} = 17.3 \text{ } \mu\text{V}$$

$$U (V) = 30 \text{ } \mu\text{V} / 1 = 30 \text{ } \mu\text{V} \quad (68.3\%, \text{ equivalente a } 1\sigma)$$

$$U (V) = 30 \text{ } \mu\text{V} / 2 = 15 \text{ } \mu\text{V} \quad (95.0\%, \text{ equivalente a } 2\sigma)$$

$$U (V) = 30 \text{ } \mu\text{V} / 3 = 10 \text{ } \mu\text{V} \quad (99.7\%, \text{ equivalente a } 3\sigma)$$

Otra distribución mucho menos utilizada, es la distribución triangular originada por la composición de dos distribuciones rectangulares. La incertidumbre típica correspondiente toma el valor ($U(X_i) = a / \sqrt{6}$

En este caso el doble semicampo corresponde a la mitad del lado del triángulo “a” que se toma como base.

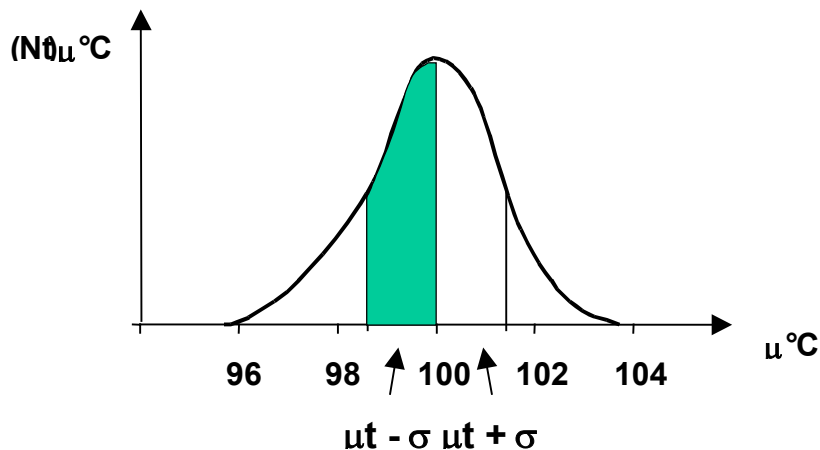
8.1.6. EVALUACIÓN GRÁFICA DE LA INCERTIDUMBRE TÍPICA

Supongamos como ejemplo que la medida de la temperatura de un determinado espécimen se han tomado las siguientes observaciones en grados centígrados de la magnitud de entrada X_j .

92.6	99.6	100.4	101.5
97.6	99.7	100.5	101.6
98.3	99.9	100.7	101.7
99.0	100.1	100.9	102.7
99.5	100.3	101.0	

- a) Si se considera que la magnitud de entrada X_j a la temperatura t y la distribución normal con valores $\mu=100^\circ\text{C}$, el valor medio muestral y $\sigma=1.5^\circ\text{C}$ de desviación típica de la población, su representación será la figura 1A.

Figura 1A



- b) La figura 1B correspondiente al histograma de las observaciones experimentales agrupadas en intervalos de 1°C desde 94.5°C a 105°C , distribuidas siguiendo un comportamiento normal. La media aritmética de las observaciones es:

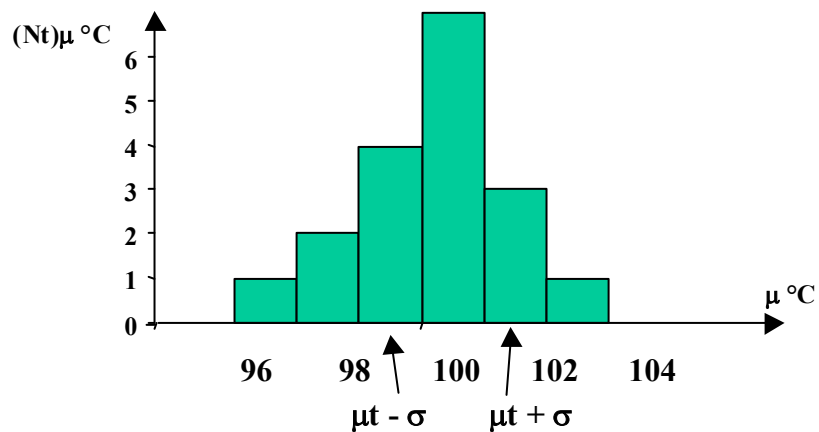
$$\bar{t} = 1/n \sum_{k=1}^n t_k = 100 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Que corresponde al mejor estimado del valor esperado. (Para facilitar la comprensión de los gráficos se ha hecho coincidir la media muestral con la poblacional).

La desviación típica experimental $S(t_k)$ es igual a:

$$S(t_k) = \sqrt{ \left(\frac{1}{n} \right) \left(\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n t_k \right) } = 1.48 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Figura 1B

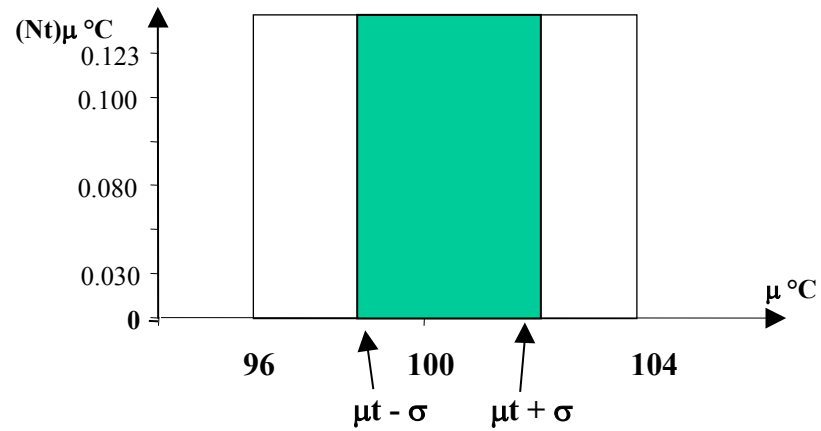


Por último la desviación típica experimental de la media $S(t)$ que corresponde a la incertidumbre $U(t)$ es igual a:

$$U(t) = S(t) = (S(t_k) / \sqrt{n}) = (1.48 \text{ } ^\circ\text{C} / \sqrt{20}) = 0.33 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- c) En la figura 1C se considerará una distribución rectangular al no haber ninguna información disponible de los datos, salvo que los límites inferior y superior son conocidos y de valores respectivamente: $a^- = 96^\circ\text{C}$ y $a^+ = 104^\circ\text{C}$.

Figura 1C



El semicampo "a" valdrá: $a = (a^+ - a^-) / 2 = (104 - 96)^\circ\text{C} / 2 = 4^\circ\text{C}$

El mejor estimador de t corresponde al punto medio:

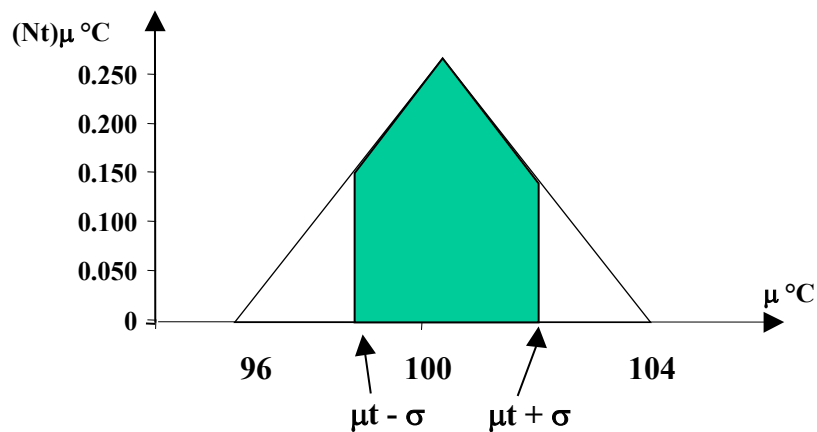
$$\mu_t = (a^+ + a^-) / 2 = (104 + 96)^\circ\text{C} / 2 = 100^\circ\text{C}$$

La incertidumbre del valor estimado t:

$$U(\mu_t) = a \sqrt{3} = 2.3^\circ\text{C}$$

- d) Por último en la figura 1D se ha considerado una distribución triangular con los límites inferior y superior siguientes:

Figura 1D



El semicampo "a" valdrá: $a = (a^+ - a^-) / 2 = (104-96)^\circ\text{C} / 2 = 4^\circ\text{C}$

El mejor estimador de t corresponde al punto medio:

$$\mu_t = (a^+ + a^-) / 2 = (104 + 96)^\circ\text{C} / 2 = 100^\circ\text{C}$$

La incertidumbre típica del estimado t:

$$U(\mu_t) = a \sqrt{6} = 1.6^\circ\text{C}$$

8.1.7. INCERTIDUMBRE TÍPICA COMBINADA

8.1.7.1. *Magnitudes independientes*

La incertidumbre de "y" siendo ésta la estimación del mensurando Y, y por lo tanto el resultado de la medida se obtiene combinando apropiadamente las incertidumbres típicas de las estimaciones X1, X2, X3, ... Xn, de las magnitudes de entrada que pueden ser evaluadas como tipo A o B. Esta incertidumbre típica compuesta o combinada "Ley de propagación de errores" toma la forma siguiente cuando las magnitudes de entrada son independientes, es decir, no correlacionadas.

$$U_c(Y) = \sqrt{\sum_{k=1}^n (\delta f / \delta X_k)^2 * U^2(X_k)} \quad (6)$$

Donde $U(x_i)$ corresponde a la incertidumbre típica evaluada según lo descrito en 2.1 y 2.2. Las $\delta f / \delta X_i$ son las derivadas parciales de la ecuación

$$Y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$$

Que para facilitar el cálculo se emplea la siguiente igualdad.

$$U_i(Y) = \sum_{k=1}^n (\delta f / \delta X_k) U(X_k)$$

De la ecuación anterior, se obtiene

$$U_c^2(Y) = \sum_{k=1}^n U_i^2(y) = \sum_{k=1}^n C_i * u(X_i)$$

Siendo: $C_i = (\delta f / \delta X_i)$ y $U_i(Y) = C_i U(X_i)$

Es frecuente en medidas directas del tipo de comparación o de sustitución a un patrón conocido, que la función f sea lineal con todas las magnitudes de entrada, tomando de las derivadas parciales el valor 1 y por lo tanto los coeficientes $C_i =$

$$(\delta f / \delta X_i) = 1$$

Sustituyendo en la ecuación (6) obtenemos,

$$U_c^2(Y) = \sum_{k=1}^n U^2(x_i) \tag{7}$$

8.1.7.2. Magnitudes correlacionadas

La ecuación (6) es válida únicamente cuando las magnitudes de entrada o sus estimados son independientes, es decir, no están correlacionadas, sin embargo, cuando existe un grado de correlación la expresión para la incertidumbre típica combinada del resultado de una medida se representa de la siguiente forma,

$$U_c^2(Y) = \sum_{k=1}^n (\delta f / \delta X_i)^2 U^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=1+1}^N (\delta f / \delta X_i) * (\delta f / \delta X_j) * U(X_i, X_j) \tag{8}$$

Donde: X_i y X_j son las estimaciones de X_i y X_j

$U(X_i, X_j)$ es la covarianza estimada de X_i y X_j .

El grado de correlación entre X_i y X_j se caracteriza mediante el coeficiente de correlación estimado $r(X_i, X_j)$, que puede tomar los valores entre -1 y $+1$.

$$r(X_i, X_j) = U(X_i, X_j) / U(X_i) U(X_j) \tag{9}$$

Por lo que la ecuación (8) queda en términos del coeficiente de correlación en la forma:

$$U_c^2(Y) = \sum_{k=1}^n (\delta f / \delta X_i)^2 U^2(X_i) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} \sum_{j=1+1}^N (\delta f / \delta X_i) * U(X_i) * U(X_j) * r(X_i, X_j) \tag{10}$$

La covarianza muestras estimada de dos medias aritméticas q y p de dos magnitudes que varían aleatoriamente y que son obtenidas mediante n observaciones repetidas viene dada por:

$$S(q,p) = 1/(n(n-1)) \sum_{k=1}^N (q_{k,p}) * (p_{k,q}) \quad (11)$$

y su coeficiente de correlación,

$$r(q,p) = S(q,p) / (S(q) * S(p)) \quad (12)$$

En general puede decirse que no existe correlación entre dos magnitudes de entrada X_i y X_j si:

- a) Se han hecho repetidamente, pero no simultáneamente, en diferentes experimentos
- b) Cuando cualquiera de las dos magnitudes pueda ser tratada como una constante.
- c) No existe ningún conocimiento de posible correlación.

Por el contrario, puede decirse que existe covarianza entre dos magnitudes, si:

- a) Si una variación en una de ellas produce una variación en la otra. Por ejemplo: siendo X_i y X_j las estimaciones de las magnitudes de entrada, si un cambio ΔX_i en X_i produce un cambio ΔX_j en X_j , pudiendo estimarse, aproximadamente, el valor de coeficiente de correlación por relación.

$$r(X_i, X_j) = \Delta X_j * U(X_i) / (\Delta X_i * U(X_j)) \quad (13)$$

- b) Cuando se utiliza un mismo instrumento, dato, magnitud de influencia o método de medida, con una apreciable incertidumbre en la determinación de dos magnitudes de entrada. Por ejemplo: supongamos que las magnitudes de entrada p y q , que a su vez dependen de otras magnitudes de entrada independientes y existe una de ellas t , común a ambas, dando lugar a una correlación entre ellas.

$$P = f(x_1, x_2, t) \quad \text{y} \quad q = f(X_a, X_b, t)$$

La covarianza de p y q vendrá dada por:

$$U(q,p) = \sum (\delta p / \delta q) * (\delta q / \delta t) * U^2(t) \quad (11)$$

En la mayoría de los casos la necesidad de introducir puede evitarse si en la ecuación general $Y=f(X_i, X_j, \dots, X_n)$, se incluyen magnitudes de entrada adicionales que corresponden al efecto señalado de magnitudes comunes a las de entrada aunque esto

puede obligar a realizar nuevas medidas para establecer la cuantificación de su influencia.

Por otra parte, en la práctica de las medidas se suele evitar el uso de covarianzas por la complejidad de su cálculo, por lo que en muchas ocasiones si no se tiene la certeza de un alto nivel de correlación, no se considera su existencia.

8.1.8. INCERTIDUMBRE EXPANDIDA E INTERVALOS DE CONFIANZA

La incertidumbre típica compuesta $U_c(Y)$ puede ser universalmente empleada para expresar cuantitativamente el resultado de las medidas, sin embargo, en algunas aplicaciones relativas a la salud, seguridad, aplicaciones industriales (calibración) y algunas dependientes de disposiciones administrativas, se exige que la incertidumbre en las medidas proporcione un intervalo dentro del cual se encuentra el verdadero valor del mensurando, con un alto nivel de fiabilidad.

A este intervalo, llamado intervalo de confianza U , se le denomina incertidumbre expandida o global y se obtiene multiplicando la incertidumbre típica compuesta, U_c por un factor de seguridad o cobertura K .

$$U = K U_c (Y)$$

El resultado de la medida se expresa por tanto, de la forma siguiente.

$$y \pm U = y \pm K U_c$$

El valor del factor de seguridad K , es elegido con base en el nivel de confianza U deseado o probabilidad (P), de que el mensurando se encuentra dentro del intervalo de confianza seleccionado. En general, para la mayoría de las aplicaciones suele tener el valor de 2 o 3.

En la tabla adjunta se muestran distintos valores de nivel de confianza o probabilidad y sus correspondientes factores de cobertura.

Nivel de confianza P (%)	Factor de seguridad
50	0.670 σ
68.27	1.000 σ
90	1.645 σ
95	1.960 σ
95.45	2.000 σ
99	2.576 σ
99.73	3.000 σ

Por último respecto a la expresión del resultado final de la medida, al valor numérico, obtenido como promedio de las medidas realizadas, se le aplicarán todas las

correcciones conocidas, debiendo acompañar su incertidumbre y nivel de confianza asociado (o probabilidad).

Ejemplos de expresiones de resultados de medidas:

-R1 = 1 000 624 Ohm \pm miliOhm, con K=2 (probabilidad de 95.5%)

-m = 1 000 006 \pm 0.02 g , con K=3 (probabilidad de 99.7)

Una regla recomendada es, que la incertidumbre no tenga más de dos cifras significativas redondeadas siempre por exceso (P.Ej. $U_c \text{®} = 13.4 \text{ ppm} = 14 \text{ ppm}$) y que el resultado de la medida tenga como última cifra significativa la correspondiente a la última dada para la incertidumbre.

Por ejemplo, si el valor obtenido para una resistencia es de 1.000634Ω y la incertidumbre de la medida es de $\pm 0.00001\Omega$. No obstante lo anterior, suelen repercutir en el resultado, todas las cifras significativas que entrañen información para el usuario.

Por último es conveniente redondear resultados hasta el fina, para evitar pérdida o variación de cifras significativas y empleo de criterios de redondeo que se comprueben, por ejemplo, redondeo de la cifra par cuando la última cifra sea 5.

1.065 \rightarrow 1.06 (por defecto)

1.055 \rightarrow 1.06 (por defecto)

8.1.8.1. Guía resumen

A modo de ayuda se da la siguiente guía a seguir en la obtención del valor numérico del mensurando e incertidumbre asociada al mismo.

- a) Descripción de la medida a realizar incluyendo procedimiento de medida elegido y cualquier observación que debe tenerse en cuenta en la realización de la medida
- b) Modelo matemático (relación de entradas y salidas) y deducción de las derivadas parciales de la función del mensurando (para asignarles valor se tomarán los nominales de las magnitudes)
- c) Descripción secuencial de cada componente $U(x)$ de la incertidumbre compuesta U_c , incluyendo información sobre; tipo de incertidumbre, datos de las magnitudes consideradas, números de medidas, distribución, correcciones aplicadas, etc.
- d) Expresión del resultado numérico del mensurando una vez corregido con su incertidumbre asociada y nivel de confianza.

9. NORMAS APLICABLES PARA DETERMINAR LAS CARACTERÍSTICAS DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN DE TRANSFERENCIA DE CUSTODIA

Los sistemas de medición de transferencia de custodia para productos derivados del petróleo en el ámbito internacional se ajustan a las siguientes normas.

- I. **API Capítulo 4.** Manual de patrones de medición del petróleo, Sistema de probadores.
- II. **API Capítulo 4.3.** Probadores de volúmenes pequeños.
- III. **API Capítulo 5.** Secciones 5.1-5.5 y 6. Manual de patrones de medición del petróleo. Equipos de instrumentación accesorios para sistemas de medición de hidrocarburos líquidos.
- IV. **API Capítulo 6.** Secciones 1 y 6. Manual de patrones de medición de petróleo, ensamble de medidores.
- V. **API Capítulo 7.** Manual de patrones de medición de petróleo; determinación de temperatura.
- VI. **API Capítulo 8.** Manual de muestreo de petróleo.
- VII. **API Capítulo 9.** Determinación de la densidad.
- VIII. **API Capítulo 10.** Manual de patrones de medición de petróleo, agua y sedimento (BS&W)
- IX. **API Capítulo 11.1.** Manual de patrones de medición de petróleo; factores de corrección de volumen.
- X. **API Capítulo 12.** Manual de patrones de medición de petróleo; cálculo de volúmenes de petróleo.
- XI. **API Capítulo 12.2.** Cálculo de entidades líquidas de petróleo por turbinas y medidores de desplazamiento.
- XII. **API Capítulo 13.2.** Estadísticas de evaluación de datos de probadores.
- XIII. **API Capítulo 14.** Sección. Medición de flujo de gas natural.
- XIV. **API Estándar 2530.**
- XV. **API Norma 1104.** Normas para soldaduras en tuberías.
- XVI. **API Preliminar de Octubre de 1983.** "Measurement of Hydrocarbon Liquids by Coriolis Force Flowmeters".
- XVII. **ANSI-B-31.3.** Tubería para productos refinados del petróleo.
- XVIII. **ANSI-B-31.4.** Sistemas de tuberías de transporte para petróleo líquido.

- XIX. **ANSI-B-31.8.** Tubería para transmisión y distribución de gas
- XX. **ANSI-B-16.5.** Libraje de conexiones de acero forjado
- XXI. **ANSI-B-40-1M-79.**
- XXII. **NFPA 70**
- XXIII. **AGA Reporte 3**
- XXIV. **GPA 8185-85**
- XXV. **OIML R 105.** “Direct mass flow measuring systems for quantities of liquids”.
- XXVI. **OIML R 117.** “Measuring systems for liquids other than water”.
- XXVII. **OIML R 119.** “Pipe provers for testing measuring systems for liquids other than water”.
- XXVIII. **NIST Manual 44**
- XXIX. **ASME Sección VIII**
- XXX. **ASME Sección IX.** Códigos para calificación de soldaduras en recipientes presurizados.
- XXXI. **MSSP 44**

10. CONCLUSIONES

10.1. Consecuencias económicas de los errores de medición

En general, la medición de flujo de fluidos no es un problema sencillo, la existencia de factores de influencia complica muchas veces un trabajo de medición. Por otro lado, existe una variedad enorme de retos o problemas de medición en la transferencia de fluidos. Dicha demanda, cada vez más creciente, ha catalizado el desarrollo de nuevas técnicas de medición y control.

Es necesario subrayar el efecto económico de los errores de medición, en la industria petrolera, por ejemplo, el proceso de medición comienza desde el establecimiento del potencial del pozo, la extracción del crudo y del gas, almacenamiento, distribución y transportación por ductos, buquetanques, autotanques y carrotanques a refinerías, petroquímicas y para la venta al exterior, así como la distribución y compraventa de productos refinados al público.

La conclusión más relevante de este trabajo es que en la industria petrolera en México, más que implementar el empleo de nuevas tecnologías y diferentes medidores de flujo de fluidos, requiere mejorar la exactitud de las mediciones por medio de una adecuada calibración de instrumentos y sistemas de medición, estableciendo trazabilidad hacia los patrones nacionales de volumen y flujo, así como la implementar procedimientos de operación en las diferentes entidades con el objeto de obtener confiabilidad en sus mediciones.

10.1.1. EJEMPLO

Por ejemplo; la producción de México durante 1993 fue de:

Producción total: 1,143 millones de barriles en el año

Costo: 12 a 18 dólares por barril

Efecto de aproximadamente $\pm 1\%$ de error sistemático del medidor:

$$\left(\frac{1.143 \cdot 10^9 \text{ barriles}}{\text{año}} \right) \left(\frac{1 \text{ año}}{365 \text{ días}} \right) \left(\frac{\$10}{\text{barril}} \right) \left(\frac{1}{1000} \right) = 564 \frac{\text{mil dólares}}{\text{día}}$$

Por esta razón es necesario dedicar, para la custodia en la transferencia, única y exclusivamente sistemas de medición de flujo para calibrar regularmente los medidores a fin de asegurar la más alta exactitud y confiabilidad. Las normas API que son empleadas internacionalmente para la operación, más la exigencia de la trazabilidad de las mediciones de flujo hacia los patrones nacionales, deben ser utilizadas por las partes involucradas en las transacciones de petróleo crudo y sus derivados, porque con ello se garantiza la confiabilidad de las mediciones.

Transferencia entre las estaciones de servicio y el consumidor final:

Producto Pemex Magna 41,387,339 L/mes

Costo por litro \$5.25

Error sistemático $\pm 0.1\%$

10.2. Características metrológicas mínimas que deben tener los sistemas de medición.

Medidor volumétrico (Turbina)

Linealidad $\pm 0.07\%$

Repetibilidad $\pm 0.02\%$ del alcance de la medición total

Medidor másico (Coriolis)

Exactitud $\pm 0.15\%$

Repetibilidad $\pm 0.05\%$

Exactitud de los instrumentos de medición asociados

Medición de temperatura $\pm 0.3\text{ }^{\circ}\text{C}$

Medición de presión $\pm 0.5\%$

Medición de densidad $\pm 0.15\text{ kg/m}^3$

Probadores patrón fijos y portátiles

Los patrones probadores deben cumplir con las características metrológicas señaladas en el MPSM, API y en la recomendación Internacional OIML R 119 última edición.

Conjunto Patrón Probador con Estaciones de Medición

De acuerdo a lo establecido en las recomendaciones OIML y el Laboratorio Primario Nacional (CENAM), los resultados de incertidumbre de la medición de las estaciones de medición deben cumplir con un $\pm 0.25\%$ de incertidumbre, calculada bajo la guía ISO/BIMP para la expresión de la incertidumbre para la medición (edición 1995) con una $k=2$ (aplica para gasolinas, diesel y turbosina).

Unidades de ingeniería

Las unidades de ingeniería para todos los cálculos utilizados para transferencia de custodia deberán observar el Sistema Internacional de Unidades, SI, de acuerdo con la Conferencia General de Pesas y Medidas (CGPM) principalmente las que se mencionan a continuación:

MAGNITUD	UNIDAD SI DE BASE	
	NOMBRE	SÍMBOLO
Viscosidad	miliPascal * Segundo	mpa*s
Masa	Kilogramo, Tonelada, gramo	kg
Volumen	Litro, mililitro, centímetro cúbico, metro cúbico, etc.	L, ml, cm ³
Presión	MiliPascal, KiloPascal, Bar	Mpa, KPa
Densidad	Gramos por centímetro cúbico	g/cm ³ kg/cm ³
Temperatura	Grados Centígrados, Kelvin	°C , °K

10.3. Resumen

La incertidumbre exigida a los sistemas de medición de flujo empleados en la custodia en la transferencia del petróleo es muy alta, aproximadamente de $\pm 0.15\%$. En pocas palabras, mediciones confiables son alcanzadas siempre y cuando los sistemas sean calibrados periódicamente, que se tengan procedimientos de medición y operación y que estas mediciones posean trazabilidad hacia los patrones nacionales y sean aceptables por todas las partes involucradas, más que el empleo de otro tipo de medidores de flujo.

El Centro Nacional de Metrología (CENAM), ofrece servicios de calibración a los patrones nacionales de México, asesora para implementar procedimientos de determinación de errores de medición, que son las pérdidas aparentes que se producen en la industria de México.

11. BIBLIOGRAFÍA

- AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). MANUAL DE NORMAS PARA MEDICION DEL PETRÓLEO
 - Capítulo 5.3 Medición de hidrocarburos líquidos mediante medidores de turbinas
 - Capítulo 5.4 Accesorios para equipos de medición de líquidos
 - Capítulo 6.6 Sistemas de medición en ductos
 - Capítulo 7.2 Determinación dinámica de la temperatura
 - Capítulo 11.1 Factores de corrección de volumen
 - Capítulo 12.2 Cálculo de cantidades de petróleo medidas con medidores de turbina o desplazamiento positivo
 - Norm 104 Soldaduras en tuberías

- ORGANIZACIÓN INTERNACIONAL DE METROLOGÍA LEGAL (OIML)
 - OIML R 117 Sistemas de medición para líquidos que no sean agua
 - OIML R 105 Sistemas de medición de flujo de masa para líquidos
 - OIML R 119 Pipe Provers for Testing Measuring Systems for Liquids other than water.

- AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE (ANSI)
 - ANSI B31.4 Sistemas de tuberías de transporte para petróleo líquido
 - C62.41-1980 Guía para desviaciones de voltaje en circuitos de potencia de bajo voltaje C.A.
 - X3.64-1979 Controles adicionales para uso con la American National Standard Code para intercambio de información. (ASCII)

- NATIONAL ELECTRIC MANUFACTURING ASSOCIATION
 - ICS 1-1978 Normas generales para sistemas y controles industriales
 - ICS 2-1978 Dispositivos de control industrial, controladores y ensambles
 - ICS 3-1978 Sistemas industriales
 - ICS 6-1978 Compartimentos para sistemas y controles industriales

- INSTRUMENT SOCIETY OF AMERICA (ISA)
 - S5.1.1984 Símbolos e identificación de instrumentos
 - S5.4-1976 Diagramas de redes de instrumentos
 - S51.1.1979 Normas para la terminología de instrumentación de procesos

- NATIONAL FIRE PROTECTION ASSOCIATION (NFPA-79-1987)
 - NFPA-79-1987 Normas eléctricas para maquinaria industrial

- AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEER (ASME)
 - SECCION IX Códigos para calificación de soldaduras en recipientes presurizados

- NORMAS Y ESPECIFICACIONES DE PROYECTO Y CONSTRUCCIÓN DE OBRAS DE PETROLEOS MEXICANOS.

- THE EFFECT OF ECONOMIC GLOBALIZATION IN THE MEXICAN NATIONAL MEASUREMENT SYSTEM INTERNATIONAL METROLOGY. Gonzalez, J. Castelazo I.- Centro Nacional de Metrología.

- NOTAS DE APOYO AL CURSO DE METROLOGÍA DE FLUJO.- Mattingly, G. México, 1992.

- VOCABULARIO INTERNACIONAL DE TÉRMINOS FUNDAMENTALES Y GENERALES DE METROLOGÍA.- Publicación técnica CNM-MMM-PT-001- Pezet F., Mendoza, J.,

- FLOWMETERING IN THE OIL INDUSTRY.- Gold, R. Measurement and Control Magazine.