

24,39



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO**

---

FACULTAD DE INGENIERIA

**“MEDICION DE HIDROCARBUROS  
LIQUIDOS POR SISTEMA DE MEDIDOR  
DE TURBINA”**

**T E S I S**

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE  
INGENIERO PETROLERO  
P R E S E N T A :  
JOSE LUIS TERRAZAS ASSMAR

MEXICO, D. F.

1987



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 está 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.

# I N D I C E

	Pág.
Introducción - - - - -	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>INSTALACION</b>	
Generalidades - - - - -	4
Selección de Medidores y Equipo Auxiliar - - - - -	4
Rectificación del Flujo - - - - -	7
Instalación de Tubería - - - - -	10
Fig. I-1 Diagrama esquemático del Sistema - medidor de turbina - - - - -	11
Instalación Eléctrica - - - - -	15
A) Contador Totalizador de Pulsos - - - - -	23
B) Contadores Computarizados - - - - -	24
C) Contadores Suma-Resta - - - - -	26
<b>CAPITULO II</b>	
<b>PRUEBA DEL MEDIDOR</b>	
Generalidades - - - - -	28
Precauciones - - - - -	28
Probadores de Desplazamiento Mecánico - - - - -	31
Probador Maestro - - - - -	31
- Generalidades - - - - -	31
- Medidor de Desplazamiento positivo con Fac- tores Maestros - - - - -	33
- Medidores de Turbina con Factores Maestros - - - - -	34
Verificación del Registro del Contador - - - - -	34
<b>CAPITULO III</b>	
<b>EFFECTOS DE LA PRESION Y TEMPERATURA SOBRE LA MEDICION</b>	
Generalidades - - - - -	36

Precauciones - - - - -	36
Descripción de Efectos - - - - -	38
Ecuación básica para el factor del Medidor - - - - -	40
Nomenclatura - - - - -	41
Ecuación básica para obtener el gasto de un Medidor-	46
Efectos de Temperatura - - - - -	46
Caja del Medidor y Componentes - - - - -	46
- Ejemplo 1 - - - - -	49
- Ejemplo 2 - - - - -	50
Efectos de Presión - - - - -	51
- Ejemplo 3 - - - - -	52
- Ejemplo 4 - - - - -	53
Tamaño de la Caja Simple del Medidor - - - - -	54
- Ejemplo 5 - - - - -	56
Ejemplo del Cálculo del Volumen Medido bajo diferen-	
tes condiciones de presión y temperatura - - - - -	58

#### CAPITULO IV

#### OPERACION Y MANTENIMIENTO

Generalidades - - - - -	63
Factores que afectan la operación - - - - -	63
Precauciones para la Operación de Medidores instala-	
dos por vez primera - - - - -	64
Instrucciones para la Operación del Medidor - - - - -	64
Prueba del Medidor - - - - -	65
Frecuencia de prueba - - - - -	66
Correcciones del Sistema de Prueba - - - - -	67
-Tanque Probador - - - - -	67
-Probador de desplazamiento Mecánico - - - - -	68
-Probadores Gravimétricos - - - - -	68
Gráfica de Control del Sistema de Medición - - - - -	68
Método de Diagnóstico para servicio - - - - -	69
Glosario - - - - -	70

Apéndice A - Sistema de Medidor de Turbina - - - - -	78
Fig. A-1 Características del Funcionamiento- del Medidor de Turbina - - - - -	79
Fig. A-2 Instrumentación Disponible del Medi- dor de Turbina - - - - -	80
Fig. A-3 Ensamble Recomendado del Rectifica- dor del Flujo - - - - -	81
Fig. A-4 Efectos de Cavitación sobre la velo- cidad del Rotor - - - - -	81
Fig. A-5 Formato de la Prueba del Medidor	82
Fig. A-6 Nomenclatura para Medidor de Turbi- na de Diseño Típico . - - - - -	83
Apéndice B - Gráficas de Control del Factor del Sis- tema- - - - -	84
- Medidas Estadísticas $n$ , $\bar{x}$ y $\sigma$ - - - - -	85
- Cálculo de $\bar{X}$ , $\sigma$ y los límites de acción - de $\sigma$ - - - - -	86
Fig. B-1 Curvas de Distribución Estadística- - Gráfica de Control del Sistema de Medición - - - - -	87
- Ejemplo B-1 - - - - -	91
Fig. B-2 Gráfica de Control del Factor del - Sistema - - - - -	92
Fig. B-3 Gráfica de Control del Sistema de - Medición - - - - -	92
Ejemplo B-2 - - - - -	93
Ejemplo B-3 - - - - -	93
Fig. B-4 Gráfica provisional del control -- del sistema - - - - -	94

- Desviaciones Estándar de Sistemas de Sub - sistemas de valores de $\mu$ - - - - -	95
Ejemplo B-4	96
Ejemplo B-5	97
Formas significativas - - - - -	93
<b>Apéndice C: Tecnología de Rectificación de Flujo - -</b>	<b>100</b>
Cálculo de la Longitud Rectificadora del Flujo Corriente arriba - - - - -	100
Ejemplo C-1 - - - - -	101
Figs C-1 a C-5 que representan los valores de relación de velocidad de Turbulencia, $K_a$ , para varios Arreglos de Tubería - - - - -	102
- Flujo Laminar (Caso Especial)	104
Fig. C-6 Diagrama de Moody (para obtener el Factor de fricción, $f$ ) - - - - -	105
<b>Apéndice D: Generación de Señal y Teoría de Transmisión- - - - -</b>	<b>106</b>
- Generación de Señal Eléctrica - - - - -	106
- Técnicas para el Control de Ruidos - - - - -	107
Fig. D-1 Inducción Extraña de Flujo Magnético en la Bobina del Medidor de Flujo - - - - -	109
Fig. D-2 Orientación de la bobina del Medidor de Flujo para prevenir la Interferencia de Flujo Extraño - - - - -	109
FIG. D-3 Protección del Dispositivo Receptor para Prevenir la Interferencia de Flujo Extraño - - - - -	110
FIG. D-4 Introducción de Señales de Ruido por un Circuito Cerrado Conectado a Tierra--	110
FIG. D-5 Diferencia de Potencial Provocada por Falta de Conexión a Tierra - - - - -	112

FIG. D-6 Diferencia de Potencial Provocada - Por dos Puntos Conectados a Tierra. - - - -	112
LISTA DE VERIFICACION PARA EL SISTEMA ELECTRICO DEL- MEDIDOR DE TURBINA - - - - -	113
EQUIPO DE PRUEBA PARA SISTEMAS ELECTRICOS - - - - -	113
Apéndice E: Cambios en las Dimensiones del Medidor -	116
por Efectos de Presión y Temperatura - --	
+ - Desarrollo de $C_{tsmpc}$ - - - - -	116
+ Fig. E-1 Dibujo de Referencia - - - -	117
+ Fig. E-2 Factor de Corrección por <u>Tem</u> peratura para Considerar los Cambios en las Dimensiones - del Medidor Por Cambios en -- la temperatura - - - - -	118
+ Desarrollo de $C_{psmpc}$ - - - - -	123
+ Fig. E-3 Factor de Corrección por Pre-- sión para Considerar los Esfuerzos del- Medidor Provocados por la Presión - - -	124
+ Resumen - - - - -	127
Apéndice F- Método Alternativo para la Aplicación de Correcciones de Presión y Temperatura --	129
- Método Alternativo - - - - -	130
Ejemplo de un Volumen Medio Variando la Presión y la Temperatura Usando el Méto- do Alternativo - - - - -	136
Condiciones - - - - -	136
Ejemplo F-1 - - - - -	136
Apéndice G- Diagnóstico y Corrección de Fallas - - -	141
- Piezas de Repuesto y Herramientas Especia- les - - - - -	141

- Fuente de Fallas - - - - -	141
- Mecánicas	
- Eléctricas	
1.- Prueba	
2.- Registrador Remoto	
Fig. G-1 El totalizador no cuenta - - - - -	143
Fig. G-2 El totalizador cuenta muy rápido --	144
Fig. G-3 Conteo del Totalizador (lentamente, intermitente o irregularmente) - --	145
Conclusiones - - - - -	146
Bibliografía - - - - -	153



## INTRODUCCION

Esta norma ha sido preparada como una guía para el diseño, instalación y operación de sistemas con medidores de turbina en el servicio de hidrocarburos líquidos. Primero se hace énfasis en el medidor de turbina y sus accesorios; pero la mayoría de los conceptos e innovaciones descritas, son adaptables a otros dispositivos implicados con la medición volumétrica de hidrocarburos líquidos.\* El medidor de turbina ha sido reconocido por muchos años como un dispositivo aceptable de medición. Sin embargo, para la industria petrolera llegó a ser útil a partir de la década pasada.

El perfeccionamiento en el elemento de medición junto con la necesidad de medir mayores gastos, generaron un medidor de líquido de mayor duración, más compacto y mecánicamente más simple.

El medidor de turbina consiste en un rotor o propulsor que detecta la velocidad lineal de una corriente de flujo. El líquido en movimiento imparte una rotación o velocidad tangencial al rotor la cual es proporcional al gasto.

El movimiento del rotor es detectado por medios mecánicos, ópticos o eléctricos y se registra en un dispositivo de lectura. El medidor de turbina tiene características de funcionamiento que se explican con las curvas de comportamiento (ver Apéndice A, Fig. A-1). Los parámetros principales, tales como: el rango de gastos dentro de los límites tolerables y repetibilidad, están relacionados a las propiedades de los fluidos (densidad, viscosidad y presión de vapor) y las características me-

\* Para detalles del equipo, ver: API Standard 1101: Measurement of Petroleum Liquid Hydrocarbons by Positive Displacement Meter (ANSI Z11.170-1965), API Standard 2531: Mechanical Displacement Meter Provers (ANSI Z11.171-1965), y API RP 2533: Metering Viscous Hydrocarbons.

cánicas del medidor (masa del rotor, fricción en cojinetes, fricción en álabes - fluido, arrastre magnético y áreas húmedas, ocasionadas por el arrastre del fluido sobre la turbina o el rotor).

La combinación de las propiedades del fluido y las características mecánicas del medidor, producen una desviación de la linealidad ideal. Por consiguiente, la selección del medidor de turbina está gobernada por una evaluación de las características de las curvas del medidor de turbina propuesto. Cuando el medidor de turbina ha sido seleccionado por el criterio de operación anterior y además, está adecuadamente instalado y cuidadosamente probado, entonces las mediciones tienden a ser más precisas.

Mecánicamente, los medidores de turbina están fabricados para resistir las alteraciones impuestas por algunos flujos súbitos. Sin embargo, son susceptibles al daño de sólidos extraños - arrastrados por el líquido, particularmente si éstos son de tamaño significativo.

No obstante, las partículas de sólidos finamente divididas, pasan a través del medidor sin causar daño. En raras ocasiones donde grandes objetos llegan a depositarse en el medidor, ocasionan paro al rotor, no es de extrañarse que ocurra bloqueo del fluido originando incremento de la presión en el sistema.

El sistema medidor de turbina cuantifica efectivamente el volumen de líquido, pero no ofrece una solución universal para todos los problemas de medición de flujo.

Esta norma describe como trabaja un sistema de medición de turbina y pretende dar al lector una técnica a fondo para entender mejor los detalles de esta operación.

El material descriptivo se encuentra en los Apéndices. Se

ha hecho el mayor esfuerzo para describir las técnicas y los efectos que contribuyen al éxito y logro de un alto grado de precisión en la medición y confiabilidad de un medidor de turbina. El logro de esta meta es responsabilidad del fabricante del equipo. Pero en un mayor grado, también viene a ser responsabilidad del usuario.

La precisión empleada en este trabajo podría ser innecesaria o injustificable en un gran número de las recomendaciones. Sin embargo, las sugerencias nunca deben ser ignoradas. Por lo tanto, si no son seguidas podrían influenciar adversamente el comportamiento satisfactorio de un sistema con medidor de turbina.

La intención de esta norma es generalmente dar la más completa y comprensiva información disponible. Debido a la falta de experiencia en un número de áreas operacionales, se requerirán en el futuro revisiones de esta norma.

Se ha incluido suficiente rango en este texto de tal manera que la experimentación y perfeccionamiento del equipo pueden ser ampliados, mientras que al mismo tiempo se pueda llevar a cabo un procedimiento para tratar satisfactoriamente con cada nueva aplicación.

## CAPITULO I INSTALACION

### Generalidades

En este Capitulo se describe la selección e instalación de medidores de turbina, sus accesorios y equipos asociados.

### SELECCION DE MEDIDORES Y EQUIPO AUXILIAR

Los diferentes tipos de medición deben cumplir con ciertos requisitos fundamentales, éstos incluyen las instalaciones para las pruebas; dispositivos adecuados de protección tales como cedazos, válvulas de alivio y eliminadores de aire o vapor; además controles confiables de gasto y presión. Otro requisito fundamental, es que la prueba del medidor de turbina debe ser lo más amplia posible, aproximándose a las condiciones normales de operación.

La instalación del medidor de turbina incluye: El elemento de medición y sus dispositivos de lectura. Estos componentes del sistema medidor pueden estar instalados íntegramente o por separado.

Los criterios que deben ser considerados en la selección de un medidor y su equipo auxiliar son:

- a).- Tipos de líquidos a medir, incluyendo viscosidad, rangos de densidad, presión de vapor y corrosividad.
- b).- Rango de gastos de operación y tipo de flujo: Continuo o intermitente.
- c).- Características del funcionamiento requerido para la aplicación (ver Apéndice A, Fig. A-1)
- d).- Rango de la presión de operación y la máxima caída de presión permisible a través del medidor cuando fluye con el gasto máximo.

- e).- Rango de la temperatura de operación del medidor y la aplicabilidad de compensación automática de temperatura.
- f).- Area disponible para la instalación del medidor.
- g).- Cantidad y tamaño de contaminantes abrasivos y corrosivos que pueden ser acarreados en la corriente de líquido.
- h).- Tipos de dispositivos de lectura o sistemas de indicación a ser empleados y preamplificación de señal, si se requiere (ver Apéndice A, Fig. A-2).
- i).- Compatibilidad de la lectura del medidor auxiliar e indicación del gasto, si están incluidos en el sistema; facilidad en el método para el registro y ajuste del medidor, si se desea.
- j).- Suministro de potencia requerida (continua o intermitente) del medidor.
- k).- Necesidad de un Código eléctrico.
- l).- Métodos y costos de mantenimiento.
- n).- Clase y tipo de terminales.

Si se instalan un compensador automático de temperatura y un selector de densidad, éstos deben ser seleccionados para responder a las condiciones de operación bajo las tolerancias requeridas de medición de volumen y temperatura (ver Apéndice B)

Las válvulas pueden afectar la exactitud de la medición en el sistema, por lo que deben ser capaces de abrir y cerrar rápida pero suavemente, éstas deben proporcionar un cierre efectivo y estar equipadas con un dispositivo de aviso de drene.

Cualquier desviación de flujo alrededor de un medidor o batería de medidores, debe estar provista de un "ciego" o un dispositivo de cierre efectivo con un dispositivo de aviso de drene.

Las válvulas de resorte o de cierre automático deben tener un diseño tal que no admitan aire cuando están sujetas al "golpeteo" hidráulico o a condiciones de vacío.

Para flujo intermitente, las válvulas pueden ser de acción rápida de tipo "sin choque", para minimizar los efectos adversos de gastos bajos, cuando el movimiento del líquido inicia o termina.

## RECTIFICACION DEL FLUJO

El funcionamiento del medidor de turbina puede ser afectado, por la turbulencia del líquido y perfiles de velocidad no uniformes, provocados por, la configuración de la tubería, las válvulas, bombas, desalineamiento de juntas, proyecciones de soldadura rebaba u otras obstrucciones corriente arriba. Por estas razones la rectificación del flujo es un aspecto importante en el diseño de la longitud de medición.

La rectificación del flujo es una práctica común y establecida.

Esta se logra por el uso de longitud suficiente de tubería recta o una combinación de tubería recta y venas rectificadas, empleadas para acondicionar el flujo de fluido inmediatamente corriente arriba y corriente abajo del medidor de turbina.

Cuando sólo se emplea tubería recta, el esfuerzo cortante del fluido o fricción interna entre el fluido y la pared de la tubería deben lograr la rectificación del flujo, la longitud de tubería corriente arriba debe ser especificada de acuerdo con el Apéndice C.

El elemento interno es empleado corriente arriba o corriente abajo de la posición del medidor. El elemento interno es empleado corriente abajo de la posición del medidor. El elemento interno consiste en un conjunto de tubos, álabes o aletas, así como dispositivos equivalentes insertados longitudinalmente en la sección de tubería recta (ver Apéndice A, Fig. A-3). Tales elementos rectificadores ayudan efectivamente a la rectificación del flujo. Este tipo de flujo rectificado es usado corriente arriba del medidor. La selección total de rectificación tiene una longitud de aproximadamente 10 diámetros de tubería y ge-

neralmente se instala corriente arriba una cámara mezcladora de -  
lante de las venas rectificadoras, a una longitud de 2 ó 3 diáme-  
tros de tubería y a una longitud aproximada de 5 diámetros inme-  
diatamente antes de la entrada del medidor.

El elemento interno rectificador del flujo, también puede  
consistir de una serie de placas perforadas o un cedazo de malla-  
de alambre, sin embargo, estas formas son poco usadas.

El diseño y la construcción de las venas rectificadoras -  
usados en la sección de rectificación del flujo, son importantes -  
para asegurar que la turbulencia no será generada por este ensam-  
ble. Por lo que se recomienda que:

- a).- Los elementos sean manufacturados de tubería de pa-  
red delgada o venas rectificadoras de metal de cali-  
bre delgado, liso en los bordes de entrada y salida.
- b).- Emplear no menos de 4 tubos o venas rectificadoras.
- c).- En sección transversal, el diseño debe ser casi uni-  
forme y simétrico.
- d).- En ensambles de venas rectificadoras constituidas --  
por un conjunto de tubos, la relación L/D de cada tu-  
bo del conjunto debe ser al menos 10 a 1 (ver Apéndice A, Fig. A-3).
- e).- El diseño y la construcción debe ser suficientemente  
resistente, para soportar la distorsión o movimiento  
provocado por gastos altos.
- f).- El alineamiento de elementos rectificadores debe ser  
paralelo al eje de la tubería.
- g).- La construcción general interna debe estar limpia y-  
libre de residuos, rebaba y bordes de soldadura.



Además, para el uso de las secciones de rectificación del flujo, se debe lograr una distancia máxima entre la posición del medidor y las bombas, codos, válvulas y otros accesorios, los cuales pueden inducir turbulencia. Las bridas y empaques deben estar alineados internamente.

### INSTALACION DE TUBERIA

En la Fig. 1-1, se presenta un diagrama esquemático de un medidor de turbina para hidrocarburos líquidos, con el fin de proporcionar las bases de trabajo para la posición del medidor de turbina y el equipo relacionado. Ciertos accesorios pueden o no ser requeridos para una instalación en particular.

Los medidores de turbina normalmente se instalan en posición horizontal. El fabricante debe ser consultado si las limitaciones de área dictan otra actitud.

Cuando el rango de flujo es demasiado grande para cualquier medidor o para su prueba, se recomienda la instalación de un banco de medidores en paralelo, cada medidor debe estar equipado con un dispositivo de lectura.

El medidor debe ser instalado de una manera tal, que no esté sujeto a esfuerzos indebidos ni a vibraciones.

Deben tomarse precauciones para minimizar la distorsión del medidor, provocada por la expansión y contracción de la tubería.

Los sistemas de medición deben instalarse de tal manera que resulte una vida máxima segura de operación.

En ciertos servicios, se requiere que sean instalados dispositivos protectores para remover abrasivos del líquido y evitar la entrada de partículas, las cuales podrían parar o causar desgaste prematuro de los mecanismos de medición. Si van a emplearse cedazos, filtros, trampas de asentamiento, tanques de asentamiento, absorbentes de agua o una combinación de estos elementos, éstos deben ser convenientemente diseñados e instalados para prevenir "golpeteo" antes del paso del líquido al medidor. Estos dispositivos protectores, pueden estar instalados separadamente -

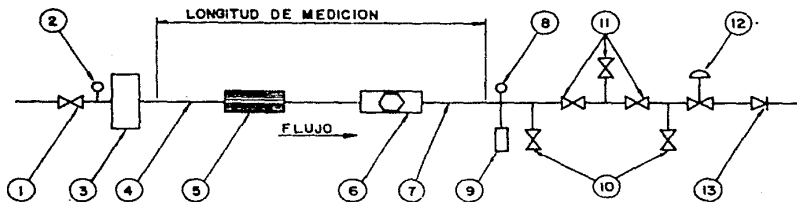


FIG. I-1 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL SISTEMA MEDIDOR DE TURBINA.

- |  |  |
|--|--|
| 1.- VALVULA DE COMPUERTA.  | 8.- MANOMETRO.   |
| 2.- MANOMETRO (OPCIONAL).  | 9.- TERMOMETRO.  |
| 3.- FILTRO, ELIMINADOR DE AIRE, Y/O CEDAZO (COMO REQUISITO).         | 10.- CONEXIONES DE PRUEBA (DEBEN ESTAR CORRIENTE ABAJO DEL MEDIDOR).                   |
| 4.- TUBO RECTO DE ENTRADA, (APENDICE C).                             | 11.- VALVULA DE DOBLE BLOQUEO Y DRENE O VALVULAS CON UN DISPOSITIVO DE AVISO DE DRENE. |
| 5.- VENAS RECTIFICADORAS, (COMO REQUISITO).                          | 12.- VALVULA DE CONTROL (COMO REQUISITO).  |
| 6.- MEDIDOR DE TURBINA.  | 13.- VALVULA DE RETENSION (COMO REQUISITO).  |
| 7.- TUBO RECTO DE SALIDA (CON VENAS RECTIFICADORAS, COMO REQUISITO). |  |

**NOTA:**

TODAS LAS SECCIONES DE LA LINEA, DEBEN SER BLOQUEADAS POR MEDIO DE VALVULAS PROVISTAS PARA ALIVIAR LA PRESION.

o en una tubería intercambiable, dependiendo de la importancia de tener un servicio continuo. En servicios, donde el líquido está limpio, se encuentra libre de impurezas o no se requiere de dispositivo de protección, puede ser conveniente la eliminación de estos dispositivos protectores.

El sistema de medición debe instalarse de tal manera que el medidor opere dentro de su rango de viscosidad, presión, temperatura y gasto.

El medidor debe estar protegido contra pulsaciones y presiones picos así como de presiones excesivas provocadas por la expansión térmica del líquido. Esto puede requerir instalar tanques de oleaje, cámaras de expansión, válvulas de alivio y/o dispositivos protectores.

Cuando se requiere un dispositivo automático, tal como -- válvula reguladora de flujo u orificio de restricción para prevenir que el flujo exceda la máxima capacidad asignada del medidor, éste puede ser instalado corriente abajo de la posición del medidor, siempre que éste sea posible. Si se usa un dispositivo reductor de presión en la entrada del medidor, debe instalarse corriente arriba tan lejos como sea posible del medidor. Esto debe ajustarse, de manera que la presión mantenida sea suficiente para evitar cualquier vaporización del líquido a la salida del medidor.

Cualquier condición que tienda a contribuir a la liberación de vapor del líquido, puede evitarse por diseño propio del sistema y por operación del medidor de turbina, dentro del rango de gasto y el requerimiento de contrapresión.

La separación de flujo y la vaporización en el medidor de turbina, son controlados operando el medidor dentro del rango de la capacidad de diseño y con un mínimo de contrapresión (BP) inme

diatamente corriente abajo del medidor, equivalente a dos veces -- la caída de presión,  $\Delta P'$ , a través del medidor con gasto máximo -- más 1.25 veces la presión de vapor a temperatura máxima de operación ( $BP = 2 \Delta P' + 1.25$  presión de vapor absoluta). La localización del medidor determina, la necesidad de incorporar o considerar el empleo de una válvula de contrapresión o una de reducción de presión (Ver Apéndice A, Fig. A-4).

Cada medidor debe ser instalado de una manera tal, que -- evite el paso del aire o vapor a través de él. Para llevar a cabo este objetivo, es necesario instalar antes del medidor un equipo eliminador de vapor.

Cuando se usa equipo eliminador de aire, el desfogue de -- alivio debe estar adecuadamente entubado en una localización segura y apropiada. El medidor y la tubería deben estar instalados -- de tal manera, que se evite el daño accidental o la vaporización de líquidos.

La tubería no debe tener puntos altos o cavidades donde -- el aire o el vapor se acumulen y sean acarreados a través del medidor por la turbulencia. La instalación debe ser tal, que el aire no se introduzca dentro del sistema a través de agujeros, goteras de válvulas, tubería, cuello del eje de la bomba o en conexiones de las líneas.

Las líneas del medidor hacia el probador, deben instalarse de manera que la posibilidad de atrapamiento de aire o vapor -- sea mínima. Esto se logra por la inclinación de la línea de calibración corriente arriba del medidor hacia el probador. La distancia entre el medidor y el probador debe ser tan corta como sea posible. La longitud de las líneas de conexión, debe ser lo bastante larga para prevenir un decremento en el gasto durante la --

prueba.

La tubería debe ser diseñada de tal manera, que el volumen de líquido retenido en la tubería del medidor hacia el punto de distribución en el probador, sea el mismo al final de cada -- distribución. Se debe considerar la localización de cada medidor, su equipo auxiliar y tubería para minimizar la mezcla, cuando se manejan diferentes líquidos a través de ellos.

La mayoría de los medidores de turbina registran el flujo en ambas direcciones, cuando esto no se desea, se debe evitar la inversión del flujo.

Debe instalarse un termómetro<sup>1</sup> adecuado inmediatamente corriente abajo de la posición del medidor, para determinar la temperatura de la corriente.

Si se usan medidores compensadores de temperatura, se requiere un equipo confiable para verificar la operación del dispositivo compensador.

Cuando se desea conocer la presión, debe instalarse un registrador o indicador de presión de rango apropiado y de buena precisión cerca de la entrada o salida del medidor<sup>2</sup>.

El sistema de medición debe poseer medios manuales o automáticos, para permitir la prueba del medidor bajo las mismas condiciones de gasto, presión, temperatura y características del líquido que existen durante la operación normal del medidor.

1 Las especificaciones del termómetro y los detalles de la instalación, son los mismos que se prescriben para termómetros en pruebas de tanque en API Standard 1101, part. 2014 through 2017

2 Ver API Standard 1101, part. 2018.

## INSTALACION ELECTRICA

Todo medidor de turbina tiene la capacidad de producir -- una señal eléctrica de salida, la cual puede ser usada para operar una amplia variedad de dispositivos de lectura. Muchos de los métodos empleados para producir esta señal eléctrica, se describen y discuten en el Apéndice D.

La señal eléctrica de salida de un medidor de turbina puede ser considerada como un tren de pulsos eléctricos, donde cada pulso representa un cierto volumen de líquido. Se han tomado dos alternativas para producir pulsos eléctricos. El primer método -- transmite directamente el movimiento mecánico del rotor o elemento de medición, en energía eléctrica a través de inducción magnética. El segundo método requiere que la potencia eléctrica externa sea suministrada a un dispositivo fotosensor, el cual puede -- ser operado externamente por un eje, pero en realidad no se genera la energía eléctrica por el movimiento rotacional del elemento de medición.

En el primer método, la frecuencia y magnitud de pulso generalmente son proporcionales al gasto. En el segundo método, sólo la frecuencia de pulso es proporcional al gasto, ya que el voltaje de salida es constante.

La mayoría de los dispositivos de lectura, condicionan -- una forma de onda para el conteo de cada pulso, o medida de frecuencia de la señal eléctrica del medidor para la indicación del gasto.

La intensidad de la señal debe ser de un nivel de potencia relativamente bajo; así las condiciones de instalación pueden ser tratadas como se requiera. Las recomendaciones aquí descritas son aplicables a todos los medidores de turbina, siempre y --

cuando las señales de nivel de potencia sean bajas.

Un sistema medidor de turbina está compuesto de un mínimo de tres componentes: el medidor (productor de pulsos), la línea de transmisión (transportador de pulsos), y el dispositivo-registrador (contador de pulsos y pantalla). Es esencial que - estos tres componentes sean compatibles mutuamente y que cada - componente encuentre las especificaciones recomendadas por el - fabricante del medidor de turbina.

Cada sistema medidor de turbina debe cumplir con dos requerimientos generales para operar apropiadamente. Primero, el dispositivo de lectura debe ser suficientemente sensible para - responder a cada pulso producido por el medidor de turbina du--rante su operación. Segundo, la relación señal ruido debe ser--suficientemente alta, de modo que las señales eléctricas súbi--tas no tengan influencia en el dispositivo de lectura.

Las características de la señal de energía de salida -- (ver Apéndice A, Fig. A-1), normalmente asociadas con el medi--dor de turbina y sus influencias sobre la operación del sistema son:

- a).- Amplitud de pulso: Cada dispositivo de lectura di--rectamente conectado al medidor (productor de pul--sos), debe tener la sensibilidad propia para ope--rar con la amplitud de pulso generada sobre el rango de flujo de operación.
- b).- Frecuencia de pulso: El límite máximo de frecuen--cia de cada dispositivo de lectura, debe ser igual o mayor que la frecuencia máxima de salida del me--didor de turbina a su gasto máximo.
- c).- Anchura de pulso: La duración de cada pulso genera



do por un medidor de turbina, debe ser lo bastante largo para ser detectado por el dispositivo de lectura.

- d).- Forma de pulso: Una onda senoidal de energía de salida no puede ser usada para operar un dispositivo de lectura, ya que éste requiere de una onda cuadrada de entrada sin emplear preamplificación y moldeo.

Se debe tener precaución en la instalación de la transmisión eléctrica, de manera que la amplitud de señal del medidor de turbina, se pueda mantener con el más alto nivel mientras se reduce la magnitud de la señal de ruido, siempre que ésto sea posible. el nivel óptimo de la señal se mantiene por:

- a).- La limitación de la longitud de la línea de transmisión del medidor al dispositivo de lectura.
- b).- Observando la importancia de la selección de la impedancia (ver Apéndice D).
- c).- Usando el mejor cable de transmisión de señal técnicamente compatible.
- d).- La introducción de un preamplificador de señal en el sistema de transmisión con el medidor de turbina. Si la distancia de transmisión o los requerimientos de su fabricante así lo dictan.
- e).- Asegurando que el voltaje suministrado al preamplificador y a los sistemas para la generación de la amplitud constante del pulso, sean de magnitud propia y no excedan el nivel de ruido o los requerimientos de la onda especificada por el fabricantes del equipo.
- f).- Asegurando que la bobina del dispositivo receptor este ensamblada, segura y debidamente colocada.

- g).- Limpiar e inspeccionar periódicamente todas las terminales, conectores, piñones conectores y uniones de alambrado.
- h).- Reemplazamiento de componentes los cuales por deterioro provocan una señal débil.

El ruido eléctrico puede ser el elemento más problemático en el sistema del medidor de turbina, cuando se emplean señales de salida de bajo nivel. Aún en sistemas de señal de salida de alto nivel, se requiere cuidado para eliminar señales de ruido súbitas. Las señales de ruido se sobreponen sobre las señales del medidor por tres maneras distintas: Inducción electromagnética, acoplamiento electrostático o capacitivo y conducción eléctrica (ver Apéndice 2). Como la operación del sistema medidor de turbina es responsabilidad del usuario, la instalación inicial es de extrema importancia. Se debe tener cuidado en el aislamiento del sistema de influencias eléctricas externas. Para minimizar las señales de ruido no deseadas, se debe hacer conexión a tierra y proteger los cables de transmisión del medidor, así como los del detector probador, las principales consideraciones son:

- a).- Puede usarse un cable de señal recubierto y protegido.  
Debe seguirse la recomendación del fabricante del medidor, para la selección del número y calibre de conductores, el tipo y material usados en la protección, el aislamiento exterior requerido y otras consideraciones. Como mínimo se recomiendan dos o tres trenzadas al conductor, cable No. 18 - 22 Awg, protector trenzado, plástico o hule resistente al aceite o cable de transmisión aislado.
- b).- La protección del cable de transmisión, debe estar -

conectada a tierra sólo en un punto, para prevenir la formación de un circuito cerrado a tierra; la conexión a tierra es recomendable solamente con el registrador.

- c).- Debe realizarse un cambio continuo del cable de transmisión, siempre que ésto sea posible. En el empalme, es absolutamente necesario y totalmente inevitable asegurar la continuidad del protector. El empalme debe estar cubierto con una tapa eléctrica para prevenir conexiones a tierra inadvertidas.
- d).- Cuando se usan múltiples dispositivos de lectura y están conectados en paralelo, puede usarse cable recubierto como alambre de interconexión. La conexión a tierra de cada protector debe estar en el mismo punto.
- e).- La línea de transmisión debe ser introducida en un conducto metálico, siempre que ésto sea posible. Esto generalmente proporciona una protección adicional contra la radiación electromagnética.
- f).- La línea de transmisión no debe compartir el mismo conducto con ningún otro cable. El conducto puede contener múltiples cables protegidos; del medidor de turbina, interruptor del detector operando un circuito de sensibilización instantánea totalizador de prueba, sensores de temperatura de corriente directa tipo puente o su equivalente. Sin embargo, si la máxima potencia eléctrica en términos de microvatio, milivatio, o vatio, conducida por cualquier cable de transmisión, es 10 veces o mayor que la mínima potencia conducida por cualquier señal del cable de transmisión del medidor, se deben proporcionar conductos-

separados.

- g).- La línea de transmisión y conductos de motores eléctricos, arrancadores y semejantes aunque sean paralelos, no deben estar muy cercanos. Se deben evitar áreas de radiación electromagnética remotas, tales como arrancadores de motor y bombas.
- h).- Cuando el cable de transmisión es introducido en ductos, así como dentro de gabinetes de control, debe estar sujeto y protegido, así como separado de otros conductores. Cuando existen dos o más cables de transmisión éstos deben estar torcidos y juntos, de manera que ningún cable de transmisión esté sujeto a la inducción de ruidos fuertes.
- i).- Los filtros y los transformadores aislados, pueden ser usados como un método de atenuamiento de señales de ruido súbitas. Estos deben instalarse de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- j).- Bajo condiciones de ruido extremo, puede ser necesario aislar el medidor de turbina del sistema de tubería, mediante la instalación de empaques, pernos protegidos y arandelas. Esto puede ser necesario cuando los rectificadores usados para el control de corrosión, son interrumpidos durante períodos de prueba.
- k).- El cable de transmisión en un conducto con línea de transmisión activa debe poseer una conexión a tierra en el mismo punto que la línea activa.

Las siguientes ecuaciones, se presentan como una guía para aproximar la máxima longitud de la línea de transmisión para cualquier sistema de medidor de turbina. En áreas donde se pre-

veen ruidos pequeños, estas ecuaciones son consideradas conservadoras.

- a).- Para la aceleración del voltaje de salida a menos de 1.0 voltio (1,000 milivoltios) con un mínimo de gasto esperado:

Longitud de la línea de transmisión, en pies =  $mv - (rms)$  energía de salida  $\times$  1.0 pie por mv.

donde:

mv - milivoltio

- b).- Para la aceleración del voltaje de salida de 1.0 voltio a 5.0 voltios (5,000 mv) con un mínimo de gasto esperado: Longitud de la línea de transmisión, en pies =  $mv(rms)$  energía de salida  $\times$  1.5 pies por mv.

- c).- Para voltaje de salida de 5.0 voltios o más, incluyendo señal eléctrica del preamplificador del medidor ensamblado, con un gasto mínimo esperado.

Longitud de la línea de transmisión, en pies =  $mv - (rms)$  energía de salida  $\times$  2.0 pies por m.v.

- d).- Las recomendaciones del fabricante se deben seguir para la frecuencia modelada, la recepción de ondas u otros dispositivos especiales de recepción.

- e).- En los incisos a) y b), donde la longitud de la línea se considera mayor que el valor obtenido, es recomendable que un preamplificador sea añadido al sistema de transmisión. Este debe ser ensamblado tan cerca como sea posible del medidor de turbina.

Se deben hacer consideraciones especiales para la selección del dispositivo de lectura en el sistema medidor de turbina.

Las consideraciones iniciales son:

- a).- Medio ambiente. Identificar la necesidad de disposi-

tivos de protección contra explosión, agua, corrosión y hongos.

Evaluar los extremos de alta y baja temperatura.

- b).- Mantenimiento. Proporcionar fácil acceso para el mantenimiento y obtención de partes de repuesto, para accesorios que tienen una falla de ritmo predecible; tales como tubos y registradores electromecánicos. Donde se sugiere contar con dispositivos alternos y de respaldo, así como de fuentes de poder normalizadas.
- c).- Compatibilidad. Todos los dispositivos de lectura - deben ser compatibles con el medidor de turbina y el sistema de transmisión con los cuales están conectados.

En los casos donde el dispositivo de lectura es un enlace en un sistema de transmisión de datos, se debe -asegurar que la señal eléctrica sea compatible con el sistema de transmisión de datos.

Los dispositivos de lectura están disponibles para llevar a cabo un número de diferentes funciones. Deben ser seleccionados para asegurar la lectura en la forma deseada. Los límites de cada dispositivo de lectura deben ser anotados, de modo que se -tenga un comportamiento óptimo dentro del sistema medidor de turbina. Los dispositivos de lectura pueden ser analógicos o digitales. Ambos dispositivos son unidades electrónicas las cuales son -sensibles a la frecuencia del medidor, pero no a la magnitud de -voltaje.

Los dispositivos analógicos son usados ampliamente en la indicación del gasto, mezcla de corrientes múltiples, control de procesos y aplicaciones similares.

Mediante la conversión de la frecuencia a una corriente -

directa proporcional o voltaje, se obtiene una energía de salida.

La energía directa proporcional de salida generalmente se presenta sobre una escala visual, puede ser usada para operar circuitos de control por separado.

La lectura puede estar dividida en unidades tales como: - bl/hr, l/min, o % de gasto. La exactitud total de un dispositivo de lectura analógico, varía entre 0.1 a 2.0 % de la indicación total de la escala.

La mayor precisión se obtiene con un dispositivo de lectura digital, el cual totaliza los pulsos individuales producidos por el medidor de turbina durante todo un intervalo con una exactitud de  $\pm 1$  pulso. En esta forma, el dispositivo de lectura digital indica otros pulsos totales recibidos o pulsos recibidos por unidad de tiempo del medidor. El contador básico de pulsos o totalizador de pulsos, no necesariamente representa el gasto o la unidad volumétrica, sino hasta después de que los cálculos sean llevados a cabo con los factores apropiados para convertir los pulsos acumulados en unidades de volumen o gasto.

En el mercado está disponible una variedad de dispositivos de lectura digitales electrónicos para el uso en sistemas de medidor de turbina.

En seguida se indica el tipo y clases de uso general así como dispositivos para aplicaciones especiales. La resolución de la lectura es  $\pm 1$  pulso así que, el valor de esta unidad de lectura puede ser de extrema importancia.

A).- Contador totalizador de pulsos.

Estos indican cada pulso recibido del medidor de turbina y dan el mayor grado de resolución de lectura. Generalmente comprende dos o más dígitos en la pantalla.

Estos contadores pueden ser clasificados como sigue:

- a).- Contador probador. Son aquéllos en los cuales, un -- circuito especial de sensibilización instantánea en el contador, está integrado por un interruptor en el sistema de prueba, para el arranque y paro del conta dor.
- b).- Indicadores digitales de gasto. Son aquéllos en los cuales, un circuito de sensibilización instantánea - en el contador arranca y para en base a un intervalo de tiempo preseleccionado. Un tiempo fijo base pre-determinado proporciona una indicación incorrecta -- del gasto; un intervalo de tiempo variable presele-- ccionado puede proporcionar una indicación digital co rrecta del gasto, entonces los factores del medidor, presión y temperatura, deben ser incorporados y co-- rregidos para un tiempo base.

B).- Contadores computarizados.

Son aquéllos en los cuales la lectura está en términos de números o múltiplos de números de los pulsos recibi dos por el contador. La lectura de estos contadores - puede ser por medio de pantalla, pero normalmente se lleva a cabo con un registrador electromecánico o mecá ni co, el cual requiere que la entrada de pulsos sea di vidida. Estos contadores pueden ser clasificados como sigue:

a).- Contador computarizado de relación fija.

Son aquéllos en los cuales la entrada de pulsos - está normalmente dividida por 10, 100, 1000, etc. de manera que en la pantalla es: 1/10, 1/100, 1/ 1000, etc. del total de pulsos recibidos. Algunas de estas unidades están diseñadas para dividirse



por otro número fijo múltiplo de 10.

b).- Contador computarizado de relación variable.

Son aquéllos en los cuales los pulsos de entrada es tan divididos (multiplicando y luego dividiendo) - por circuitos divididos variables. Los circuitos - divididos son seleccionados manualmente por medio - de una perilla externa o tablero, basado sobre los pulsos por volumen del medidor de turbina bajo condiciones específicas de operación. La selección se hace sobre pulsos por volumen o el recíproco de pul sos por volumen dependiendo de la fabricación del - contador. La lectura está en unidades directas para condiciones específicas de operación. Tal conta dor puede incluir al medidor, correcciones de presión y temperatura en relación variable y la lectura del volumen neto verdadero el cual se consideró.

c).- Contador de cantidad predeterminada

Son aquéllos en los cuales el cierre del contacto - es proporcionado después de que se entrega una cantidad preestablecida.

La cantidad puede estar en términos de pulsos, para algunos dispositivos o puede estar en términos de - volumen si el dispositivo también lleva a cabo la - función de un registrador computarizado de relación variable. .

d).- Contador impulsado por motor de engranes.

Son aquéllos en los cuales la lectura es por medio de un contador mecánico impulsado por un converti-- dor eléctrico.

El convertidor divide la entrada total de pulsos. Las revoluciones del motor de engranes están directamente relacionadas con la entrada de pulsos al convertidor.

c).- Contadores de suma-resta.

Son aquéllos en los cuales distinguen entre transmitir e invertir el flujo. El flujo en una dirección provoca un incremento en la lectura mientras que en la dirección opuesta, provoca que la unidad reste dígitos.

Un totalizador está generalmente equipado con una pantalla visual y puede incluir un mecanismo de impresión. La mayoría de los métodos comunmente usados para la interpretación de información de pulsos en la pantalla numérica, bajo ciertas limitaciones son:

a).- Registradores electromecánicos.

El primer registrador de rueda es impulsado por un relevador y un ensamble ratchet: La mayoría de las unidades tienen una relación de conteo máxima de 50-conteos/seg. Los numerales están en pantalla o impresos.

b).- Registradores impulsados por motor de engranes y entrada al impresor.

Con un incremento en la rotación o un paso por cada pulso de entrada pueden girar las ruedas del registrador. El numeral sobre las ruedas se puede leer directamente o en papel impreso.

c).- Pantalla electrónica o iluminada.

La pantalla consta de tubos llenos de gas inerte o unidades de proyección contra iluminada, que son capaces de contar con frecuencias más altas que las que se encuentran en el sistema medidor de turbina. Ninguna-

unidad es capaz de imprimir, aunque se disponen sistemas registradores fotográficos.

d).- Registradores de memoria o almacenaje.

Este tipo de registradores presentan o imprimen información a través de comandos.

Este sistema se usa en localizaciones remotas y - transmisión de datos, sin embargo una pantalla visual puede aparecer en el mismo sitio.

## CAPITULO II

### PRUEBA DEL MEDIDOR

#### Generalidades

Este capítulo incluye los procedimientos de prueba aplicables a medidores de turbina para hidrocarburos líquidos. El procedimiento de prueba del medidor se encuentra en las normas API Standar 1101,2531, Secciones III y VIII respectivamente.

Los dos tipos de probadores<sup>3</sup>, volumétrico o gravimétrico, pueden ser usados para medidores de turbina. Sin embargo, los medidores de turbina, particularmente los de gran tamaño, son capaces de medir gastos muy altos, por lo tanto, pueden ser diseñados especialmente para cada volumen de referencia.

Con los métodos volumétrico o gravimétrico pueden ser empleados algunos de los siguientes tipos de probadores:

A).- Probadores abiertos.

Los cuales están abiertos a la atmósfera a través de orificios sin restricciones.

B).- Probadores cerrados.

En los cuales se mantiene una presión mayor que la atmosférica durante la operación de prueba del medidor.

#### PRECAUCIONES

Un medidor de turbina debe ser probado con el gasto de operación esperado, presión, temperatura y viscosidad del líquido el cual será medido en operación normal. Cuando el medidor se usa para medir más de un producto o densidad de aceite, el medidor debe ser probado sobre cada producto o densidad de aceite, los cuales muestran una diferencia significativa en las propiedades físicas, diferenciando por completo la medición. El medi  
3 Se describen en API Standar 1101, Sección II.

El medidor debe estar orientado en la misma posición durante la prueba y durante la operación, de manera que una cantidad fuera de lo normal no afecte su comportamiento.

El medidor de turbina puede ser probado satisfactoriamente por ambos métodos<sup>4</sup>, el fijo "arranque y paro" o el de marcha "arranque y paro".

El método fijo "arranque y paro" es considerado menos conveniente sin embargo, de usarse se deben observar las siguientes precauciones:

- a).- El volumen de prueba debe ser suficiente para que al menos se tenga un minuto de flujo con el gasto máximo.
- b).- La válvula arranque y paro debe ser abierta para el gasto de prueba en el menor tiempo posible, pero no tan rápidamente como para causar golpe o cavitación dentro del medidor.
- c).- La válvula debe cerrar rápidamente, pero sin causar golpe, daño al medidor o al distribuidor. El flujo en dirección contraria u oscilante no debe ocurrir cuando la válvula esté cerrada.

El método en marcha "arranque y paro" de prueba, se recomienda para un medidor de turbina. En la mayoría de las aplicaciones, este método se considera como la mejor técnica universal para pruebas volumétricas o gravimétricas de un medidor de turbina.

Todos los medidores de turbina están hechos para producir una serie de pulsos eléctricos. La mayor precisión de lectura se obtiene con un contador totalizador de pulsos; el cual acumula los pulsos generados por el medidor durante una prueba con  $\pm 1$  pulso de precisión. Tal contador de prueba no necesariamente re-

<sup>4</sup> Como el descrito en API Standard 1101, Sección III.

ristra directamente unidades de volumen sin una corrección matemática para convertir pulsos hacia la unidad deseada.

Para probar el medidor, se debe observar lo siguiente:

- a).- El contador de prueba debe contar un mínimo de 5 dígitos  $\pm 1$  conteo.
- b).- El conteo total para una prueba no debe ser menor a 10,000 pulsos es conveniente mayor, de manera que el error del contador sea de  $\pm 1$  pulso.
- c).- La sensibilidad debe ser suficiente, para contar cada pulso de entrada con la amplitud generada por el medidor con el gasto de prueba.
- d).- El contador debe estar equipado con un dispositivo de reajuste manual o eléctrico.
- e).- El contador probador debe tener medidas de seguridad para arranques y paros externos a través de un circuito de sensibilización instantánea, el cual es activado por cierres de contacto o su equivalente.
- f).- Una forma aceptable de doble pulsación para un contador de prueba, emplea la técnica de contar pulsos positivos y negativos, o el equivalente de la señal generada. La simple multiplicación de frecuencia no es aceptable.

El volumen mínimo de prueba debe ser tal que un total de al menos de 10,000 pulsos convenientemente mayor sean contados en un contador de prueba normal. Así que, si un medidor produce 1,000 pulsos/barril y se usa un contador de prueba normal, se necesitará un volumen de 10 bl. Si se usa el mismo medidor con un doble probador contador, entonces es necesario un volumen no menor de 5 bl.

Se sugiere que se haga un mínimo de 5 pruebas y promediar los resultados. Esto es necesario al principio de la vida o período de arranque de un sistema de medición y después de una verificación (ver Capítulo IV). Una vez que el funcionamiento de un sistema de medición ha sido estabilizado, la prueba resultante de al menos 5 pruebas, puede ser considerada satisfactoria.

Manteniendo el factor del sistema de gráficas de control (ver apéndice B), facilita la determinación aceptable en el caso de repetibilidad y poner un límite de pruebas en el cual todos los factores del sistema pueden ser estimados satisfactoriamente.

#### PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO MECANICO

El método preferido de prueba, utiliza el probador medidor de desplazamiento mecánico<sup>5</sup>, y ofrece los siguientes beneficios para los medidores de turbina.

- a).- El medidor puede ser calibrado bajo condiciones de operación real, como gasto, presión, temperatura, densidad, viscosidad, etc.
- b).- Las condiciones de flujo se mantienen estables durante toda la prueba del medidor.
- c).- El tiempo requerido para la prueba puede reducirse grandemente.
- d).- Los elementos combinados del medidor y probador, se prestan para operación automática y controlado desde el cuarto de control.

#### PROBADOR MAESTRO.

Generalidades:

Cualquier medidor o batería de medidores tiene un factor

5 Descrito en API Standard 2531.

maestro de medición, el cual se mantiene siempre y cuando el medidor maestro sea reverificado, puede ser usado para probar un medidor de turbina por el método de marcha arranque y paro (ver Apéndice B, ejemplo 1).

El factor maestro se debe determinar con el mismo líquido y bajo condiciones similares a las cuales fue probado. La prueba del medidor maestro es menos precisa que probar contra un volumen conocido. Se pueden obtener resultados razonables si se toma extremo cuidado al vigilar los errores experimentales. La mayoría de los errores experimentales generalmente encontrados son:

- a).- Inexactitud en termometría (ver Apéndice B). Cuando las temperaturas observadas son "redondeadas" hacia el grado más cercano, se pueden introducir errores de mayor magnitud que cualquier otra fuente posible. Se recomienda que el medidor maestro y el medidor de turbina sean probados y colocados tan cerca como sea posible. Cuando se hace esto, la presión y la temperatura se pueden suponer igual para propósitos de correlación de volumen, entre el medidor maestro y el medidor a ser probado. Cuando no es posible que el medidor maestro y el medidor a ser probado sean operados bajo condiciones aproximadamente iguales de presión y temperatura, entonces la presión y la temperatura deben ser observadas con la mayor precisión posible y hacer las correcciones adecuadas.
- b).- Es preferible que la unidad maestra y el medidor a ser probado, estén equipados con probadores contadores conectados de tal manera que estén en arranque y paro simultáneamente.
- c).- El medidor maestro debe ser instalado corriente abajo del medidor a ser probado, siempre que sea posi--



ble. En particular la instalación provisional de un medidor maestro corriente arriba del medidor a ser probado, afecta desfavorablemente a largo plazo el funcionamiento del sistema medidor de turbina.

#### MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO CON FACTORES MAESTROS.

Si se usa medidor de desplazamiento con factores maestros, se sugiere que las unidades estén equipadas con generador de pulsos y dispositivos similares, capaces de producir una salida de alta resolución. Cuando estén equipados, el volumen de referencia para la prueba viene a ser el mismo que el descrito anteriormente excepto que el medidor que produce menor número de pulsos por unidad de volumen, debe usarse para determinar la longitud requerida para la prueba.

Métodos menos sofisticados se deben usar para probar un medidor de turbina con medidor de desplazamiento positivo con factores maestros, probando bajo las siguientes condiciones:

- a).- El error resultante del registrador de lectura del medidor de desplazamiento positivo durante la operación, puede causar una excesiva dispersión en la lectura.
- b).- Los cambios de gasto que ocurren durante el ciclo de prueba, pueden causar que el medidor de turbina responda más rápidamente que el medidor de desplazamiento ocasionando una posible diferencia.
- c).- Cuando un dispositivo genera pulsos no se usa con un medidor de desplazamiento positivo, la mínima longitud de colocación debe ser al menos igual a la mínima lectura del registrador, multiplicado por 10,000 veces, es decir, si el registrador puede leer precisa y consistentemente  $1/10$  bl, el volumen de prueba-

mínimo sería 1,000 bl. Si la precisión es 1/100 bl, - el volumen de prueba sería de 100 bl. Si las pruebas realizadas de ésta manera son satisfactorias, deben - realizarse una serie de pruebas con un mayor volumen - hasta que la repetibilidad sea satisfactoria para to - dos los componentes implicados.

#### MEDIDORES DE TURBINA CON FACTORES MAESTROS

Un medidor de turbina con un factor maestro puede uti - lizarse como una prueba normalizada, observando las precaucio - nes siguientes:

- a).- Ambas unidades tengan suficientes dispositivos - rectificadores de flujo, de tal manera que una - unidad no afecta el funcionamiento de la otra.
- b).- Todos los registradores electrónicos estén ade - cuadamente conectados a tierra en el mismo punto.
- c).- Los contadores estén bajo gasto cero y listos pa - ra operación.
- d).- Los contadores estén en arranque y paro por la - misma señal inicial o cierre del contacto. (se - recomiendan circuitos electrónicos de sensibili - zación instantánea internos).

#### VERIFICACION DEL REGISTRO DEL CONTADOR.

Cuando un contador probador se usa para determinar un - factor que será aplicado a un contador computarizado, este fac - tor debe ser verificado antes de ser aplicado en el contador com - putarizado. Esto puede lograrse operando ambos contadores. El - factor apropiado para llegar al volumen neto para cada contador, se aplica al comparar los volúmenes netos. La diferencia entre los dos sistemas de lectura puede ser mínima y si hubiera error, debe

ser determinado y corregido. La lectura del contador computarizado puede verificarse por el contador de prueba.

Esto se logra por la sensibilización instantánea del contador de prueba cuando muestra 10,000 pulsos nominales y por sensibilización insrantánea el contador verifica que se presente un dígito entero.

CAPITULO III  
EFECTOS DE LA PRESION Y TEMPERATURA  
SOBRE LA MEDICION

**Generalidades:**

Este capítulo describe los efectos físicos sobre el medidor como resultado de los cambios en presión y temperatura del líquido que contiene. Estos efectos incluyen correcciones matemáticas mediante las cuales, la cantidad de flujo que pasa a través del medidor, puede ser determinada para condiciones de presión y temperatura diferentes a las que el medidor fue probado.

PRECAUCIONES.

El medidor de turbina es sensible a la viscosidad. Mientras que para un medidor particular es posible desarrollar una ecuación empírica mediante la cual, se pueda calcular el factor del medidor para  $Y$  centistokes si los factores  $X$  y  $Z$  centistokes son conocidos, pero esto no se puede hacer para cierta clase de medidores de turbina.

Aunque la viscosidad del líquido está relacionada con la temperatura, la sensibilidad del medidor de turbina a la variación de la viscosidad, implica una sensibilidad a los cambios de temperatura, los cuales no pueden expresarse de una manera cuantitativa. Sin embargo, la sensibilidad de los medidores de turbina a la viscosidad es generalmente insignificante para viscosidades bajas y por lo tanto, los componentes desconocidos de estos líquidos son insignificantes. Para estos líquidos, los efectos de temperatura sobre los medidores de turbina, deben calcularse por los métodos descritos en este Capítulo y en los Apéndices E y F.

Los medidores de turbina también tienden a ser no lineales sobre un rango de gasto, pero no ha sido desarrollada una expresión general para predecir esta desviación. Como los cambios-

de presión normalmente provocan cambios en el gasto, una expresión general aplicable a la sensibilidad de la presión del medidor de turbina no debe ser ignorada. Sin embargo, la curva del factor del medidor con líquidos de baja viscosidad es aproximadamente lineal sobre un amplio rango de gasto y en estas condiciones los efectos de presión sobre el medidor de turbina pueden calcularse por los métodos descritos en este Capítulo y en los Apéndices E y F. Estos procedimientos son aplicables a medidores de turbina, en los cuales se miden líquidos de muy baja viscosidad.

Pero es difícil especificar el límite menor de viscosidad. Sobre productos ligeros y gasolinas con una viscosidad menor que 1.0 centistokes a 60° F, el procedimiento debe predecir el comportamiento de la mayoría de los medidores de turbina.

Ya que la viscosidad del líquido se incrementa más de 1.0 centistokes a 60°F, el comportamiento puede empezar a desviarse debido al incremento de sensibilidad del medidor a la viscosidad, y al gasto. Como la desviación depende del tamaño y tipo del medidor, es imposible especificar un rango exacto de viscosidad. El procedimiento descrito debe ser aplicado sólo después que la medición exacta ha sido realizada y todos los actos de procedimiento han sido satisfactorios.

El procedimiento matemático no es aplicable y no es recomendable para líquidos con una viscosidad mayor a 15 centistokes a 60° F, y para todos los petróleos crudos. Los medidores de turbina para estos líquidos siempre deben ser probados a las condiciones de medición.

Un cambio pequeño en la presión o temperatura en un líquido refinado, no provoca grandes cambios en la viscosidad, densidad, lubricidad, etc., que puedan causar efectos significativos en la precisión del medidor de turbina. Sin embargo, no sucede

así para hidrocarburos pesados o gases licuados, por lo tanto, cuando en la medición de líquidos hay cambios ligeros en las propiedades físicas por presión y temperatura, se sabe que tienen -- efectos pequeños sobre el funcionamiento del medidor, y es necesario operar un medidor (sin repetir la prueba) a otra presión y/o temperatura a la cual fue probado, mediante correcciones matemáticas es posible lograr un alto grado de precisión en la medición.

Para la obtención de los factores de corrección  $C_{temp}$  y  $C_{psmpc}$ , los cuales se basan en las propiedades de los metales, hacen un número de suposiciones que se detallan en el Apéndice E. -- Aunque esto suene lógico, es preferible probar el medidor de turbina a las condiciones idénticas a las de operación esperadas, -- siempre que esto sea posible. El uso del procedimiento de <sup>cor</sup>rección matemática para obtener, a partir de condiciones fijas de -- presión y temperatura, otras condiciones diferentes, debe emplear se sólo con el conocimiento de:

- 1.- El error potencial se incrementa a medida que se incrementa la magnitud de la diferencia entre las condiciones de prueba y de operación.
- 2.- La prueba de medición establece la precisión del medidor a las condiciones de prueba y por lo tanto, toman en cuenta todas las variables físicas bajo esa condición.

#### DESCRIPCION DE EFECTOS

Los efectos del cambio de gasto, viscosidad, densidad, -- lubricidad y variables relacionadas en un medidor en operación -- no pueden ser expresados matemáticamente para todas las formas y tamaños de medidores. Si sólo se consideran la presión y temperatura sobre los efectos no uniformes, y si cambios pequeños de presión y temperatura tienen poco o insignificante efecto sobre el gasto, viscosidad, densidad y así en lo sucesivo, se puede --

concluir que cambiando la presión o temperatura dentro de un medidor, sólo cambian las dimensiones físicas del líquido y el medidor. El efecto de estos últimos parámetros debe ser obtenido de tablas para los líquidos y calculados para el medidor.

El cambiar la temperatura de prueba del líquido medido dentro del medidor ocasiona:

- 1).- Cambios en el volumen relativo del líquido,  $C_{t_{lm}}^6$ .
- 2).- Cambios en las dimensiones físicas del medidor debido a la expansión térmica o contracciones de su recubrimiento y de sus componentes,  $C_{t_{sm}}$ , se calcula como en el Apéndice E.

Al cambiar la presión de prueba del líquido medido dentro de un medidor, provoca:

- 3).- Cambios en el volumen relativo del líquido debido a la compresibilidad,  $C_{p_{lm}}^7$ ; y,
- 4).- Los cambios en las dimensiones físicas del medidor provocan esfuerzo mecánico de la caja del medidor debido a la presión,  $C_{p_{sm}}$ , se calcula como en el Apéndice E.

Sólo los 4 efectos anteriores pueden ser expresados en términos matemáticos para permitir mediciones razonablemente exactas, variando las condiciones de presión y temperatura de operación, para todos los medidores.

Aún así, la precisión de estas técnicas matemáticas se reduce a medida que se incrementan las variaciones de presión y temperatura.

6  $C_{t_{lm}}$  de acuerdo con ASTM D 1250: Standard Petroleum Measurement Tables.

7  $C_{p_{lm}}$  de acuerdo con API Standard 1101, Table II.

### ECUACION BASICA PARA EL FACTOR DEL MEDIDOR

Para gasto, viscosidad, densidad, lubricidad, resistencia friccional y otras variables relacionadas, es válido un factor -- del medidor, siempre y cuando que el medidor esté operando bajo -- las condiciones que existieron durante la prueba y el factor que -- fue establecido.

El factor del medidor puede ser corregido empleando valores diferentes de presión y temperatura. La mayoría de las técnicas<sup>8</sup> emplean las condiciones de referencia y presión y temperatura siguientes:

Temperatura del líquido en el medidor = 60°F

Presión del líquido en el medidor = Presión en el medidor durante la prueba.

Temperatura en la caja del medidor = Temperatura en el medidor durante la prueba.

Presión en la caja del medidor = Presión en el medidor durante la prueba.

La ecuación general para la determinación del factor del medidor (MF) teniendo como referencia las condiciones descritas -- anteriormente, son:

$$MF_{60} \text{ y } p_c = \frac{(BV)}{(M_R)} \frac{(C_{t|p60})}{(C_{t|m60})} \frac{(C_{p|pr})}{(C_{p|mpc})} \left\{ \frac{C_{tsp60}}{C_{tspm60}} \right\} \frac{(C_{pspr})}{(C_{psmpc})} \quad \text{--- (1)}$$

Sin embargo, la ecuación (1) se simplifica en las aplicaciones normales, de modo que:

$$MF_{60} \text{ y } p_c = \frac{(BV)}{(M_R)} \frac{(C_{p|pr})}{(C_{p|m60})} \frac{(C_{tsp60})}{(C_{tspm60})} \frac{(C_{pspr})}{(C_{psmpc})} \quad \text{--- (2)}$$

La ecuación (2) supone que el medidor de turbina fue pro-

<sup>8</sup> Se describe una alternativa en Apéndice F.



bado:

- 1.- En un probador medidor de desplazamiento mecánico; y
- 2.- Operando a las condiciones las cuales existieron durante la prueba.

Por lo que, la temperatura del líquido en el medidor es idéntica a la del probador, así que  $C_{t1p60}$  y  $C_{t1m60}$  tienen un valor matemático idéntico y se cancelan así mismos. Así que, los tres últimos factores que se muestran en el denominador son todos la unidad (1.0) y están incluidos en el factor del medidor para condiciones idénticas de operación y prueba.

En resumen, el resto del capítulo III puede ser ignorado si las condiciones ya mencionadas se presentan en una instalación de medidor de turbina.

#### NOMENCLATURA

MF 60 y  $p_c$  = Factor del medidor a las condiciones de presión y temperatura siguientes:

Temperatura del líquido = 60°F

Presión del líquido = Presión en el medidor a condiciones de prueba.

Temperatura del medidor = Temperatura del medidor a condiciones de prueba.

Presión del medidor = Presión en el medidor a condiciones de prueba.

BV = Volumen base del probador medidor de desplazamiento mecánico o tanque probador, cuando su presión interna es 0 lb/ pg 2 - manométricas y su temperatura es 60°F.

$C_{t1p60}$  = Factor de corrección para la temperatura del líquido en el probador, para pasar el volumen de líquido observado

o desplazado del probador a temperatura de éste, a su volumen equivalente a 60°F. Para obtener  $C_{t1p60}$ , ver ASTM D 1250.

$C_{plpr}$  = Factor de corrección para la presión del líquido en el probador, para pasar el volumen de líquido observado o desplazado a presión del probador, a su volumen equivalente a la presión de referencia de medición. La presión de referencia de medición para líquidos con presión de vapor igual o menor que la atmosférica es 0 lb/pg<sup>2</sup> man. Es obtenido de la ecuación (3).

$$V_l = (V_h) \frac{1}{1} - \frac{(P_l - P_e)(F)}{(P_h - P_e)(F)} \quad (3)$$

Para conversión de un volumen a una alta presión, a su volumen equivalente a una presión menor (ver API Standard 1101, Part. 3046) si:

$$C_{plpr} = \frac{V_l}{V_h} \quad (4)$$

entonces,

$$C_{plpr} = \frac{1 - (P_r - P_e)(F)}{1 - (P_h - P_e)(F)} \quad (5)$$

donde:

- $P_r$  = Presión de referencia de medición en lb/pg<sup>2</sup> man. Normalmente considerada como 0 lb/pg<sup>2</sup> man para líquidos con presión de vapor igual o menor que la atmosférica.
- $P_e$  = Presión de equilibrio en lb/pg<sup>2</sup> man para líquidos en el probador. Normalmente considerada como 0 lb/pg<sup>2</sup> man, para líquidos con presión de vapor menor que la atmosférica.
- $F$  = Factor de compresibilidad en (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup> para el líquido en el probador a la temperatura del probador. (ver API Standard 1101, Fig. 33 o Tabla II).

$P_h$  = Presión promedio del líquido en el probador, en  $\text{lb/pg}^2 \text{ man.}$

$C_{tsp60}$  = Factor de corrección por temperatura del acero del probador, para pasar el volumen base del probador a  $60^\circ\text{F}$  a su volumen equivalente a la temperatura de prueba.

$C_{tsp60}$  para probadores de desplazamiento mecánico, se obtiene de API Standard 2531, Apéndice B, Tabla I.

$C_{tsp60}$  para tanque probador se obtiene a partir de  $C_{ts}$  en API Standard 1101, Part. 3045.

$V_h$  = Volumen a alta presión

$V_l$  = Volumen a baja presión

$P_l$  = Baja Presión.

$C_{pspr}$  = Factor de corrección por presión sobre el acero del probador para pasar el volumen base del probador a  $0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man}$  a su volumen equivalente a la presión, observada en el probador,  $C_{pspr}$  para el probador de desplazamiento mecánico se obtiene de API Standard 2531, Apéndice B, Tabla II  $C_{pspr}$  para tanque probador se obtiene como se describe en API Standard 1101, Part. 2116 a 2122,  $C_{pspr}$  para todos los medidores probadores operando a presión atmosférica es igual a 1.0.

$M_R$  = Lectura del medidor; lectura de cierre menos la lectura de operación del medidor, durante la prueba o durante cualquier período de medición.

$C_{t1m60}$  = Factor de corrección por temperatura del líquido en el medidor, para pasar el volumen registrado a la temperatura observada del medidor, a su volumen equivalente a  $60^\circ\text{F}$ .

$C_{t1m60}$  se obtiene de ASTM 1250.

$C_{plmpc}$  = Factor de corrección por presión del líquido en el medidor, para pasar el volumen registrado del medidor con presión de operación del medidor, a su volumen equivalente

te con presión de prueba del medidor. Cuando un medidor-- es probado, y la presión de prueba y operación son las mismas, entonces  $C_{plmpc}$  es igual a 1.0. Cuando un medidor es operado con la presión a la cual fue probado,  $C_{plmpc}$  es igual a 1.0

$C_{plmpc}$  se obtiene de la ecuación (6). (ver API Standard - 1101, Part. 3046).

$$C_{plmpc} = \frac{1 - (P_p - P_{ep}) (F_p)}{1 - (P_o - P_{eo}) (F_o)} \quad (6)$$

donde:

$P_p$  = Presión interna del medidor durante la prueba, en  $lb/pg^2_{man}$ .

$P_{ep}$  = Presión de equilibrio a temperatura de prueba, en  $lb/pg^2_{man}$

$F_p$  = Factor de compresibilidad del líquido a temperatura de prueba, en  $(lb/pg^2)^{-1}$  (del API Standard 1101, Fig. 33 o Tabla II).

$P_o$  = Presión interna del medidor durante la operación en  $lb/pg^2_{man}$  cuando se prueba un medidor,  $P_p = P_o$ .

$P_{eo}$  = Presión de equilibrio a temperatura de operación. Cuando se prueba un medidor  $P_{ep} = P_{eo}$

$F_o$  = Factor de compresibilidad del líquido a temperatura de operación, (en  $lb/pg^2$ )<sup>-1</sup> (del API Standard 1101, Fig. 33 o Tabla II). cuando se prueba un medidor  $F_p = F_o$ .

$C_{tampc}$  = Factor de corrección por efecto de temperatura sobre el escaro del medidor, para pasar la lectura del medidor a su equivalente a temperatura de operación, siempre y cuando el tamaño del medidor fuera igual al cual fue probado.

Cuando un medidor es probado, la temperatura de prueba y operación son iguales, y  $C_{tampc}$  es igual a 1.0

Cuando un medidor es operado a la temperatura a la cual fue probado,  $C_{t\text{mpc}}$  es igual a 1.0 Para obtener  $C_{t\text{mpc}}$  - ver Apéndice E, Fig. E-3.

### ECUACION BASICA PARA OBTENER EL GASTO EN UN MEDIDOR

La ecuación general para la determinación del gasto en un medidor a cualquier presión y temperatura es:

$$q_{60 \text{ y } r} = (M_R)(MF_{60 \text{ y } p_c})(C_{t1m60})(C_{p1mpc})(C_{t5mpc})(C_{p5mpc}) \text{--- ( 7 )}$$

donde:

$q_{60 \text{ y } r}$  = Gasto real neto de líquido a 60°F y a presión de referencia, que pasa a través del medidor. Determinada como la presión de referencia usada en la determinación de  $C_{p1p}$  y  $C_{p5p}$ .

La presión de referencia es 0 lb/pg<sup>2</sup> man, para líquidos - con presión de vapor igual o menor que la atmosférica. - Todas las otras variables de esta ecuación se definen anteriormente.

Cuando un medidor sin temperatura compensada es operado a la presión y temperatura a la cual fue probado,  $C_{p1mpc}$ ,  $C_{t5mpc}$  y  $C_{p5mpc}$  son iguales a 1.0 y la ecuación para obtener el gasto se simplifica a:

$$q_{60 \text{ y } r} = (M_R)(MF_{60 \text{ y } p_c})(C_{t1m60}) \text{--- ( 8 )}$$

### EFFECTOS DE TEMPERATURA.

#### LIQUIDO:

El factor de corrección del líquido  $C_{t1m60}$ , para pasar la lectura del medidor con la temperatura observada del medidor a su volumen equivalente a 60°F se determina según el código ASTM 1250. La condición de referencia del factor del medidor en cuanto a la temperatura, se establece a 60°F.

#### CAJA DEL MEDIDOR Y COMPONENTES

El factor de corrección del acero  $C_{t5mpc}$ , para pasar la lectura del medidor a temperatura de operación, a la lectura equivalente lo cual sería posible si el tamaño del medidor es igual al de prueba, se determina aplicando la ecuación (9)

$$C_{t\text{mpc}} = \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{pc}) \right]^2 \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{pc}) \right] \quad \text{--- (9)}$$

donde:

$C_{t\text{mpc}}$  = Factor de corrección para pasar la lectura del medidor a temperatura de operación, a su lectura equivalente a condiciones de prueba (considerando las mismas dimensiones del medidor).

$E_H$  = Coeficiente lineal medio de expansión térmica del material de la caja del medidor.<sup>9</sup>

$\Delta t_{pc}$  = Temperatura de operación menos temperatura de prueba del medidor. El signo algebraico de  $\Delta t_{pc}$ , debe respetarse.

Si la temperatura de operación es menor que la temperatura de prueba, resulta un valor negativo, el cual debe ser usado en los cálculos subsecuentes.

<sup>9</sup> El coeficiente lineal medio de expansión térmica en °F para el rango de temperatura de 32 a 212°F, para los aceros inoxidables referidos en Materiales Eng. 66[5] Reinhold Publishing Corp., -- New York, Oct. (1967), and also appear in Properties Data, Republic Steel Corp., Cleveland, Ohio, son los siguientes:

- Acero inoxidable AISI tipos 302 y 304 - - - - - (9.6 x 10<sup>-6</sup>)
- Acero inoxidable AISI tipo 316 - - - - - (8.9 x 10<sup>-6</sup>)
- Acero inoxidable AISI tipos 403, 410 y 416 - - - (5.5 x 10<sup>-6</sup>)
- Acero inoxidable AISI tipo 430 - - - - - (5.8 x 10<sup>-6</sup>)

El coeficiente medio de expansión térmica en °F para el rango de temperatura de 32 a 212 °F para acero dulce, está referido en ASTM D 1750: Standard Tables for Displacement Meter Prover Tanks como sigue:

- Acero AISI tipo 1020 - - - - - (6.2 x 10<sup>-6</sup>)

$E_R$  = Coeficiente lineal medio de expansión térmica del material del rotor.<sup>10</sup>

Las condiciones de referencia del factor del medidor, así como la temperatura del medidor, se establece como la temperatura de operación del medidor a condiciones de prueba. La ecuación (9) se discute en el Apéndice E. Para simplificar el uso de la ecuación (9) la Fig. E-2 muestra el factor de corrección de temperatura,  $C_{tsm}$ , contra temperatura diferencial  $t$ , para los materiales más frecuentemente usados en la caja y el rotor.

Se entra a la Fig. E-2 con  $t$  sobre la abscisa y se procede verticalmente hasta la línea que representa el material del cual el medidor es construido. Si la temperatura de prueba es mayor que la temperatura de operación, leer  $C_{tsm}$  sobre la ordenada derecha de la gráfica; si la temperatura de prueba es menor que la temperatura de operación, leer  $C_{tsm}$  sobre la ordenada izquierda de la gráfica.

10 Misma referencia de  $E_H$ .



Ejemplo 1

Un medidor de turbina es probado con un gasto de 3,000 bl/hr de gasolina con una densidad de 61° API con una temperatura de flujo de 50°F y una presión de 100 lb/pg<sup>2</sup> man y tiene un factor de medición de 1.0073. Después el medidor continúa midiendo la misma gasolina de 3.00 bl/hr y 100 lb/pg<sup>2</sup> man., pero la temperatura de flujo ha cambiado a 75°F. La caja del medidor es de acero inoxidable tipo 304, y el rotor del tipo 416.

¿Determinar el valor de  $C_{t\text{mpc}}$ , aplicando la ecuación (9)

Solución:

$$E_H = 9.6 \times 10^{-6} \text{ pg/ pg/}^\circ\text{F (acero inoxidable, tipo 304)}$$

$$E_R = 5.5 \times 10^{-6} \text{ pg/ pg/}^\circ\text{F (acero inoxidable, tipo 416)}$$

$$\Delta t_{pc} = 75 - 50 = + 25$$

$$C_{t\text{mpc}} = \left[ 1 + (9.6 \times 10^{-6})(25) \right]^2 \left[ 1 + (5.5 \times 10^{-6})(25) \right]$$

$$C_{t\text{mpc}} = (1.000239)^2 (1.0001375) = 1.0006$$

Empleando la Fig. E-2, la temperatura de operación es mayor que la temperatura de prueba y el valor de  $C_{t\text{mpc}}$  se obtiene sobre la escala de la ordenada izquierda:

$$\text{Si } \Delta t_{pc} = 75 - 50 = + 25$$

$$C_{t\text{mpc}} = 1.0006 \text{ (redondeado de la Fig. E-2)}$$

EFFECTOS DE PRESION

LIQUIDO:

El factor de corrección de líquido  $C_{plmpc}$  para pasar la lectura del medidor a la presión observada de operación, a su volumen equivalente con la presión a la cual el medidor fue probado, se obtiene de la información de API Standard 1101, párrafo 3046 y párrafos 4008 al 4011, y se obtiene de la ecuación (6)

$$C_{plmpc} = \frac{1 - (P_p - P_{ep})(F_p)}{1 - (P_o - P_{eo})(F_o)} \quad (6)$$

donde:

$C_{plmpc}$  = Factor de corrección para pasar la lectura del medidor a la presión observada de operación,  $P_o$ , a su volumen equivalente con la presión a la cual el medidor fue probado,  $P_p$ .

$P_p$  = Presión interna de la caja del medidor durante la prueba del medidor, en  $lb/pg^2 man.$

$P_{ep}$  = Presión de equilibrio<sup>11</sup> del líquido medido a la temperatura de prueba, en  $lb/pg^2 man.$

$F_p$  = Factor de compresibilidad, en  $(lb/pg^2)^{-1}$ , para el líquido medido a la temperatura de prueba de API Standard 1101, Fig. 33 o Tabla II.

$P_o$  = Presión interna de la caja del medidor durante la operación del medidor, en  $lb/pg^2 man.$

$P_{eo}$  = Presión de equilibrio<sup>11</sup> del líquido medido a la temperatura de operación, en  $lb/pg^2 man.$

$F_o$  = Factor de compresibilidad para el líquido medido a la temperatura de operación, en  $(lb/pg^2)^{-1}$  de API Standard 1101, Fig. 33 o Tabla II.

<sup>11</sup> Si la presión de equilibrio es la presión atmosférica o menor, usar cero presión manométrica.

La condición de referencia del factor del medidor, respecto a la presión del líquido, se establece como la presión de operación - del líquido a condiciones de prueba.

### Ejemplo 3

Un medidor de turbina es probado con un gasto de 3,000 -- bl/hr de gasolina con una densidad de 61°API con una temperatura de flujo de 50°F y una presión de 100 lb/pg<sup>2</sup>man, y tiene un factor de medición de 1.0073. Después el medidor continúa midiendo - la misma gasolina con 3.000 bl/hr y 50°F, pero la presión interna de la caja del medidor a cambiado a 625 lb/pg<sup>2</sup>man.

Determinar el valor de  $C_{plmpc}$ .

Solución:

$$P_o = 625 \text{ lb/pg}^2_{\text{man.}}$$

$$P_{eo} \text{ y } P_{ep} = 0$$

$$P_p = 100 \text{ lb/pg}^2_{\text{man.}}$$

$F_p \text{ y } F_o = 0.0000074$  (de API Standard 1101, Tabla II, para gasolina con una densidad de 61°API a 50°F).

Sustituyendo valores en la ecuación (6) se tiene:

$$C_{plmpc} = \frac{1 - (100 - 0)(0.0000074)}{1 - (625 - 0)(0.0000074)} = 1.0039$$

Ejemplo 4

Un medidor de turbina es probado con un gasto de 1,800 -- bi/hr con un destilado de 44 °API a una temperatura de flujo de 68°F y una presión de 435 lb/pg<sup>2</sup> man y tiene un factor de medición de 0.9951. Después el medidor continúa midiendo el mismo destilado con 1,800 bi/hr, pero la temperatura de flujo ha cambiado a 75 °F y la presión de la caja del medidor a 51 lb/pg<sup>2</sup> man. Determinar el valor de C<sub>plmpc</sub> por medio de la ecuación (6)

Solución:

$$P_o = 51 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

$$P_{eo} \text{ y } P_{ep} = 0$$

$$P_p = 435 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

$$F_p \text{ a } 68 \text{ °F} = 0.0000058 \text{ (de API Standard 1101, Tabla II, para destilado de 44 °API a 75°F).}$$

$$F_o \text{ a } 75 \text{ °F} = 0.0000059 \text{ (de API Standard 1101, Tabla II, para destilado de 44 °API a 75°F).}$$

sustituyendo los valores en la ecuación (6) se tiene:

$$C_{plmpc} = - \frac{1}{1 - (51 - 0)(0.0000059)} = - \frac{(435 - 0)(0.0000058)}{1 - (51 - 0)(0.0000059)} = -0.9978$$

TAMAÑO DE LA CAJA SIMPLE DEL MEDIDOR

En la industria petrolera se usan tanto el medidor de turbina de caja simple como el de caja doble. La caja interna de un medidor de caja doble está igualmente presionada; además, no se expande ni contrae con los cambios de presión durante la operación. Los medidores de caja doble siempre tienen un factor de corrección del acero de 1.0 para cualquier presión. Sin embargo, los medidores de caja simple son afectados por variaciones de presión como sigue:

El factor de corrección del acero  $C_{psmpc}$  para pasar la lectura del medidor a presión de operación a su lectura equivalente, lo cual puede ocurrir si el tamaño del medidor a condiciones de operación es igual al de prueba, se determina con la ecuación siguiente:

$$C_{psmpc} = 1 + (\Delta P_{pc})(Y) \text{ ----- (10)}$$

donde:

$P_{pc}$  = Presión de la caja interna del medidor durante la operación ( $P_o$ ), menos la presión interna de la caja del medidor durante la prueba ( $P_p$ ). Se debe respetar el signo algebraico de  $P$ .

$Y$  = Módulo del medidor de turbina, que se determina por la ecuación (11)

$$Y = \frac{(2 - \gamma)(2R)}{(E)(1 - \frac{A_T}{R^2})(2t)} \text{ ----- (11)}$$

donde:

- $\gamma$  = Relación de Poisson (promediado a 0.333)
- $R$  = Radio del orificio de la caja del medidor.
- $E$  = Módulo de elasticidad del metal de la caja.
- $A_T$  = Área del rotor.
- $t$  = Espesor de pared de la caja del medidor.

Las condiciones de referencia del factor del medidor, respecto al esfuerzo en el metal, se suponen provocadas por la presión dentro del medidor durante la prueba.

La ecuación (10) se discute en el Apéndice E. Esta proporciona el factor de corrección para permitir la medición a una presión de operación diferente a la presión de prueba del medidor.

Los factores de corrección sólo consideran los cambios físicos del medidor provocados por el esfuerzo del material debido a la presión. Se supone que no hay cambio en el volumen del rotor o estator con los cambios de presión y no considera variables físicas o correcciones provocadas por cambios en la densidad del líquido, viscosidad, resistencia friccional y lubricidad. Para simplificar el uso de la ecuación (10) se presenta la Fig. E-3 del factor de corrección por presión  $C_{psm}$  contra  $\Delta P$  en el Apéndice E.

Los valores a lo largo de la abscisa de esta gráfica representan la presión de operación menos la presión de prueba, denotada como  $\pm \Delta P$ . Si la presión de operación excede a la presión de prueba,  $P$  es positivo y el valor de  $C_{psm}$  se obtiene de la ordenada izquierda de la gráfica. Si la presión de prueba excede a la presión de operación,  $P$  es negativa y se usa la ordenada derecha de la gráfica. Para usar la Fig. E-3, primero hay que determinar el valor del módulo del medidor de turbina  $Y$  por sustitución en la ecuación (11). Se requiere del conocimiento de los tipos de metales, los espesores de pared ( $t$ ) del medidor de turbina el diámetro del orificio del medidor ( $2R$ ) y el área del rotor ( $A_T$ ). Esta última información se obtiene del fabricante. Una suposición razonable del valor de la relación de Poisson, es que puede considerarse como 0.333 y el valor del módulo de elasticidad como el indicado anteriormente. Luego determinar el valor de  $\Delta P$  pc.

Después de este punto se procede verticalmente sobre la gráfica hasta que el módulo (Y) del medidor de turbina sea interceptado, entonces se procede horizontalmente hacia la escala vertical adecuada para el factor de corrección por presión. Debe notarse que una vez establecido un valor de Y, para un medidor de turbina dado, no cambiara su valor.

### Ejemplo 5

Un medidor de turbina de 6 pg de D.I. de acero inoxidable tipo 304 con un espesor de pared de la caja de 0.321 pg y un área del rotor de  $10.0 \text{ pg}^2$ , es probado con un gasto de 3,000 bl/hr de gasolina con una densidad de 61 ° API, a una temperatura de flujo de 50 °F y con una presión interna de la caja del medidor de 100 lb/pg<sup>2</sup> man, y tiene un factor del medidor de 1.0073. Después el medidor continúa midiendo la misma gasolina con una temperatura de flujo de 50 °F y con un gasto de 3,000 bl/hr, pero la presión interna de la caja del medidor se ha incrementado a 625 lb/pg<sup>2</sup> man. Determinar el valor de  $C_{pmpc}$  para las condiciones de operación de 625 lb/pg<sup>2</sup> man.

### Solución:

La ecuación (10) es;

$$C_{pmpc} = 1 + (\Delta P_{pc})(Y)$$

Se sabe que:

$$P_{pc} = P_o - P_p = 625 - 100 = + 525$$

La ecuación (11) es;

$$Y = \frac{(2 - \gamma)(2R)}{(E)(1 - \frac{\gamma}{A_T})(2t)} - \frac{1}{\pi R^2}$$

de modo que;

$$= \frac{(2 - 0.333)(2)(3)}{(28,000,000)(1 - \frac{10.0}{28.27})(2)(0.321)} - \frac{1}{\pi R^2}$$

$$= 8.61 \times 10^{-7}$$

$$C_{p\text{ampc}} = 1 + (525) (8.61 \times 10^{-7}) = 1.0005 \text{ (redondeado)}$$

$$C_{p\text{ampc}} = 1.0005 \text{ (redondeado de la Fig. E-3)}$$

Ejemplo 6

Un medidor de turbina de 14 pg de D.I de acero dulce, con un espesor de pared de la caja del medidor de 0.5 pg. y un Área del rotor de 60.0 pg<sup>2</sup>, es probado con un gasto de 12,000 bi/hr de destilado con una temperatura de flujo de 70 °F y con una presión interna en la caja del medidor de 450 lb/pg<sup>2</sup> man, y tiene un factor de medición de 0.9992. Después el medidor continúa midiendo el mismo destilado con una temperatura de flujo de 70 °F y con un gasto de 12,000 bi/hr, pero la presión interna de la caja del medidor ha cambiado a 120 lb/pg<sup>2</sup> man.

Determinar el valor de C<sub>pampc</sub> para las condiciones de operación de 120 lb/ pg<sup>2</sup> man.

Solución:

La ecuación (10) es;

$$C_{p\text{ampc}} = 1 + (\Delta P_{pc})(Y)$$

Se sabe que;

$$P_{pc} = P_o - P_p = 120 - 450 - 330$$

de ecuación (11), se tiene que;

$$Y = \frac{(2 - 0.333)(2)(6.5)}{(30,000,000)(1 - \frac{60.0}{132.72})(2)(0.5)}$$

$$Y = 13.2 \times 10^{-7}$$

$$C_{p\text{ampc}} = 1 + (- 330) (13.2 \times 10^{-7})$$

$$C_{p\text{ampc}} = 0.9996 \text{ (redondeado)}$$

o

$$C_{p\text{ampc}} = 0.9996 \text{ (redondeado de la Fig. E-3).}$$



**EJEMPLO DEL CALCULO DEL VOLUMEN MEDIDO BAJO DIFERENTES CONDICIONES DE PRESION Y TEMPERATURA.**

En el siguiente ejemplo se ilustra la aplicación completa del factor de corrección necesario, en donde las condiciones de presión y temperatura varían durante la operación del medidor. Este ejemplo es una combinación de los ejemplos 1, 3, 5, y se requieren para la determinación del factor real de corrección.

**CONDICIONES:** la caja es de acero inoxidable tipo 304, y el rotor es de acero inoxidable tipo 416, con un área de  $10.0 \text{ pg}^2$ .

Un medidor de turbina de 6 pg de D.I., con un espesor de pared de 0.321 pg. la caja es de acero inoxidable tipo 304 y el rotor es de acero inoxidable tipo 416, con un área de  $10.0 \text{ pg}^2$ , es probado con un probador de desplazamiento mecánico.

Los datos esenciales para la prueba, son los siguientes:

**Datos del medidor:**

Gasto durante la prueba . . . . . 3,000 bl/hr.  
Gasolina . . . . . 61.0 °API  
Temperatura del líquido en el medidor 50.0 °F  
Presión del líquido en el medidor . . 100 lb/pg<sup>2</sup> man.  
Lectura del medidor durante la prueba 16.093 bl

**Datos del probador:**

Volumen base del probador . . . . . 16.182 bl  
Temperatura del líquido en el probador 48.0 °F  
Presión del líquido en el probador... 90 lb/pg<sup>2</sup> man.  
Dimensiones del probador . . . . . 12 pg. de tubería x  
0.375 pg de pared.

Este medidor pasó dos períodos consecutivos de medición,  $q_1$  y  $q_2$ , también están implicadas la presión y temperatura. Debido a circunstancias de operación es imposible probar-

el medidor durante el segundo período de medición. En ambos períodos de medición, el gasto se mantiene a 3,000 bl/hr, y el líquido medido es gasolina a 61°F, con la cual el medidor fué probado.

Los datos esenciales para los dos períodos son los siguientes:

PERIODO DE MEDICION No. 1

Lectura inicial del medidor . . . . . 878,432 bl  
Lectura final del medidor . . . . . 910,323 bl  
Temperatura del líquido en el medidor . . . . . 50.0 °F  
Presión del líquido en el medidor . . . . . 100 lb/pg<sup>2</sup> man.

PERIODO DE MEDICION No. 2

Lectura inicial del medidor . . . . . 910,323 bl  
Lectura final del medidor . . . . . 1,011,480 bl  
Temperatura del líquido en el medidor . . . . . 75.0 °F  
Presión del líquido en el medidor . . . . . 625 lb/pg<sup>2</sup> man.

El medidor no está equipado con un compensador de temperatura, pero la medición se maneja a presión atmosférica base a 60°F.

Ejemplo: 7

Determinar los siguientes incisos empleando ecuaciones:

- 1).- Factor del medidor, MF<sub>60</sub> y pc.
- 2).- Gasto de medición del período No. 1
- 3).- Gasto de medición del período No. 2
- 4).- Gasto total para ambos períodos de medición.

Solución:

$$MF_{60} \text{ y } pc = \frac{(BV)}{(M_R)} \left( \frac{C_{t1p60}}{C_{t1m60}} \right) \left( \frac{C_{p1pr}}{C_{p1mpc}} \right) \left( \frac{C_{tsp60}}{C_{tspmc}} \right) \left( \frac{C_{pspr}}{C_{psmpc}} \right)$$

Refiriendo a los datos de prueba:

$$BV = 16.182 \text{ bl}$$

$C_{t1p60} = 1.0075$  de ASTM D 1250, Tabla 6, para 610 °API a 48.0 °B

De ecuación (5), se tiene;

$$C_{plpr} = \frac{1 - (0 - 0)(0.0000074)}{1 - (90 - 0)(0.0000074)} = 1.0007$$

Para probador con 90 lb/pg<sup>2</sup> man. y 48 °F, (API Standard -- 1101, Part. 3007, Tabla II).

$C_{tap60} = 0.9998$  de API Standard 2531 Tabla I, para 48 °F.

$C_{pspr} = 1.0001$  de API Standard 2531, Tabla II, para un probador-- con 12 pg de D.I. de tub. x C.375 pg de espesor de pared.

$M_R = 16.093$  bi

$C_{t1m60} = 1.0063$  de ASTM D 1250, Tabla 6, para 61.0 °API a 50.0 °F

$C_{plmpc} = 1.0$  en la prueba, si la presión de prueba del medidor es la presión de operación del medidor.

$C_{tampc} = 1.0$  en la prueba, si la temperatura de prueba del medi-- dor es la temperatura de operación del medidor.

$C_{psmpc} = 1.0$  en la prueba, si la presión de prueba del medidor es la presión de operación del medidor.

De ecuación (1) y sustituyendo valores, se tiene;

$$MF_{60} \text{ y } pc = \frac{(16.182)(1.0075)(1.007)(0.9998)(1.0001)}{(16.093)(1.0063)} = 1.0073$$

La ecuación (7) es;

$$q_{60} \text{ y } r = (M_R)(MF_{60} \text{ y } pc)(C_{t1m60})(C_{plmpc})(C_{tampc})(C_{psmpc})$$

Para el primer período de medición,  $q_1$ , donde el medidor es opera do a condiciones de prueba.

$M_R = 910,323 - 878,432 = 31,891$  bi

$MF_{60} \text{ y } pc = 1.0073$

$C_{tam60} = 1.0063$  de ASTM D 1250, Tabla 6, para 61.0 °API a 50.0 °F

$C_{plmpc} = 1.0$  ya que el medidor es operado a la presión con la cual

fue probado.

$C_{t\text{sm}pc} = 1.0$  ya que el medidor es operado a la temperatura a la cual fue probado.

$$q_1 = (910,323 - 878,432)(1.0073)(1.0063)$$

$$q_1 = 32,326 \text{ bl a } 60 \text{ }^\circ\text{F y } 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

Para el segundo periodo de medición,  $q_2$ , donde el medidor es operado con  $625 \text{ lb/pg}^2 \text{ man y } 75 \text{ }^\circ\text{F}$ .

$$M_R = 1,011,480 - 910,323 = 101,157 \text{ bl}$$

$MF_{60}$  y  $p_c = 1.0073$  éste fue obtenido durante la prueba.

$C_{t1m60} = 0.9906$  de ASTM D 1250, Tabla 6, para el 61 °API a  $75 \text{ }^\circ\text{F}$

De ecuación (6), se tiene;

$$C_{plmpc} = \frac{1 - \frac{(100 - 0)(0.000074)}{1 - (625 - 0)(0.000082)}}{1 - (625 - 0)(0.000082)} = 1.0044$$

$C_{t\text{sm}pc} = 1.0006$  (ver Ejemplo 1)

$C_{p\text{sm}pc} = 1.0005$  (ver ejemplo 5).

$$q_2 = (1,001,480 - 910,323)(1.0073)(0.9906)(1.0044)(1.0006)(1.0005)$$

$$q_2 = 101,493 \text{ bl con } 60 \text{ }^\circ\text{F y } 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

$$\text{Gasto total} = q_1 + q_2 = 32,326 + 101,493$$

$$\text{Gasto total} = q_1 + q_2 = 133,819 \text{ bl a } 60 \text{ }^\circ\text{F y } 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

El procedimiento matemático para el cálculo de los factores de corrección para compensar los efectos por cambios de presión y temperatura sobre el tamaño del medidor y sobre el volumen de los líquidos medidos se presenta en la página 57. Esta técnica matemática se basa únicamente en los cambios dimensionales en metales y líquidos provocados por cambios en la presión y en la temperatura, y no considera variaciones en el gasto, viscosidad, densidad, lubricidad, resistencia a la fricción y otras variables en las cuales de una forma u otra, dependen de la temperatura o cambios de presión del líquido dentro del medidor.

La precisión óptima de medición, sólo es posible obtenerse probando al medidor a las condiciones idénticas bajo las cuales se espera medir y así obtener el factor del medidor para estas condiciones.

## CAPITULO IV OPERACION Y MANTENIMIENTO

### Generalidades:

Este capítulo incluye prácticas y operaciones recomendadas de mantenimiento para la instalación del medidor tipo turbina.

### FACTORES QUE AFECTAN LA OPERACION

Un sistema medidor de turbina, consiste en componentes--- mecánicos y eléctricos muy complejos. La precisión de las mediciones depende de la condición de estos componentes. Además, -- también son de importancia el sistema de prueba, la frecuencia -- de prueba del medidor, el factor de corrección usado en la prue-- ba y las variaciones entre las condiciones de prueba y operación. Todos los componentes de los aparatos de medición deben ser selec cionados, operados de tal manera, que se obtenga la aproximación-- deseada a la tolerancia total, la cual es establecida por norma,-- de acuerdo mútuo, ley o regulación.

El medidor de turbina debe ser operado dentro del rango - de flujo especificado y las condiciones de operación bajo las cug les, produce la aproximación deseada (ver Apéndice A). Deben ser operados con el equipo recomendado por el fabricante.

Si un medidor de turbina es usado para medir flujo en di-- rección inversa, el factor del medidor debe ser obtenido para ca-- da dirección de flujo, el cual, generalmente requiere que sea em-- pleado un probador medidor de desplazamiento mecánico bidireccio-- nal.

Si no se logra la eliminación de material extraño antes de la entrada de flujo al medidor, puede provocar un daño a éste - o una mala medición. Se deben tomar precauciones en la acumula-- ción de material extraño, tales como vegetación, materiales fibro-- sos, hidratos o hielo durante la prueba del medidor de turbina.

## PRECAUCIONES PARA LA OPERACION DE MEDIDORES INSTALADOS POR VEZ PRIMERA

Cuando se pone en servicio una instalación por vez primera de medidor de turbina, particularmente sobre líneas instaladas recientemente, debe tomarse una medida conveniente para proteger al medidor de daños o mal funcionamiento por material extraño tal como desechos, rebaba de soldadura, cortes de rosca o residuos de tubería, los cuales pueden ser acarreados por el líquido hacia el mecanismo de medición. Se sugieren medidas para lograr tal protección como reemplazar temporalmente al medidor por un molinete, colocar una desviación de flujo alrededor del medidor, eliminación del elemento de medición o la instalación de un dispositivo protector antes del medidor.

### INSTRUCCIONES PARA LA OPERACION DEL MEDIDOR

Las instrucciones de operación y las formas normalizadas para el reporte de datos, así como pruebas de cálculo, se deben proporcionar al personal para la operación del medidor de turbina. Estas pueden incluir lo siguiente:

- a).- Instrucciones paso a paso del método de prueba del medidor para una colocación particular.
- b).- Formas de reportes e instrucciones para la interpretación y gráficas en sistemas de control de medición (ver Apéndice B). Para cada producto o densidad de líquido para cada medidor, (ver gráficas de control del sistema de medición).
- c).- Instrucciones al personal para el reporte cuando los factores del medidor rebasen los límites establecidos.
- d).- Instrucciones acerca de normas generales sobre la frecuencia de prueba del medidor y rechazar variaciones de gastos o de otras variables, las cuales afectan el funcionamiento del medidor.

- e).- Instrucciones para la prueba del medidor y/o lecturas de prueba e impresiones.
- f).- Formas normalizadas necesarias para el reporte de prueba (ver Apéndice A, Fig. A-5, o API Standard - 2531, Figs. 12 a la 15).
- g).- Instrucciones paso a paso para el cálculo y formas para el registro del reporte de pruebas. (mismas referencias del inciso f).
- h).- Instrucciones para reportar los volúmenes medidos, así como los datos observados.

Algunos componentes del sistema, pueden ser verificados-- por personal de operación por ejemplo el manómetro de presión y el termómetro de mercurio, pero los componentes más críticos, pueden requerir el servicio de personal técnico. Generalmente, el medidor de turbina y el equipo auxiliar, deben ser inspeccionados para el buen funcionamiento. Los ajustes indebidos de los componentes más complicados o el desarmar el equipo, no son recomendables.

#### PRUEBA DEL MEDIDOR

Se recomienda que un medidor de turbina sea instalado en un sistema que contenga un probador permanente o conexiones para unir un probador portátil.

La selección de los métodos de prueba, debe ser adecuada para todos los componentes involucrados. Los métodos de prueba y los tipos de probador se describen en el Capítulo II y en el API Standard 1101 y 2531.

Un medidor no debe ser movido de su posición para la determinación del factor del medidor. Los errores significativos pueden ser provocados debido a pruebas indebidas del medidor de turbina.



Sin embargo, la prueba de una unidad para determinar su característica general de funcionamiento (ver Apéndice A, Fig. A-1) es aceptable siempre y cuando, la prueba sea duplicada en forma continua como sea posible, en la instalación y el servicio en el cual el medidor será finalmente usado.

#### FRECUENCIA DE PRUEBA

La frecuencia de prueba para cualquier sistema de medidor de turbina, depende de tantos aspectos de las condiciones de operación, que es difícil expresarla en términos cronológicos o de gasto.

En general, las pruebas deben ser frecuentes al principio de una instalación o sistema de medición. Cuando han sido reunidos suficientes resultados de prueba para establecer las curvas del factor del medidor contra el gasto, para cada producto o densidad de líquido y establecer valores para una desviación estándar del factor del sistema; entonces se pueden establecer las gráficas de control del sistema de medición (ver Apéndice B)

Después de que ésto ha sido hecho cada prueba o promedio de un grupo de pruebas, pueden ser graficadas sobre la gráfica de control. La frecuencia de prueba puede reducirse siempre y cuando los factores estén "bajo control" y correctos.

Los medidores deben probarse después del mantenimiento; y si tal mantenimiento ha modificado el comportamiento de la curva del medidor, es conveniente repetir el período de prueba, establecer nuevas gráficas de control del sistema de medición y una vez que el valor de una desviación estándar se ha establecido, disminuir la frecuencia de prueba. En cualquier caso, es recomendable que los componentes que intervienen sean congruentes con los intervalos máximos permisibles entre las verificaciones de prueba.

## CORRECCIONES DEL SISTEMA DE PRUEBA

Las gráficas de control del sistema de medición, deben ser empleadas para mostrar los cambios en la corrección del sistema prueba<sup>12</sup>. Las gráficas de control indican un cambio total en la operación e instalación del medidor. Por medio de la verificación se pueden realizar las correcciones pertinentes.

### TANQUE PROBADOR.

Cualquier cambio (adición, eliminación o reparación) de accesorios del probador volumétrico en o conectado al probador -- de volumen calibrado, o cualquier corrosión interna o acumulación de material extraño, puede afectar el volumen calibrado del probador. El probador debe ser recalibrado después de cualquier cambio significativo en los tubos indicadores de nivel, termómetro, o líneas de rocío. Esto debe inspeccionarse frecuentemente debido a la corrosión interna y por la acumulación de sedimentos, óxido, lubricación de la válvula y otros materiales extraños. Las escalas manométricas deben inspeccionarse frecuentemente y recalibrar el probador si existe cualquier cambio en la lectura de la escala.

12 El artículo API Standard 1101 ISA-S31: Specification, Installation, y Calibration of Turbine Flowmeters 13 contiene información del mantenimiento y corrección del sistema de prueba.

13 Preparándose para publicación.

### PROBADOR DE DESPLAZAMIENTO MECANICO.

El desplazador usado en un probador de desplazamiento mecánico, debe estar en condiciones satisfactorias para proporcionar un sello adecuado contra el cuerpo cilíndrico a través del cual se mueve.

Los dispositivos detectores de desplazamiento y los interruptores, se deben mantener en condiciones satisfactorias, pero debe tenerse cuidado al verificar los volúmenes subsecuentes en el probador. Para el mantenimiento de un probador unidireccional. (ver API Standard 2531). Todas las válvulas críticas deben ser equipadas con un dispositivo de aviso de drene, de manera que cualquier mal funcionamiento en ellas, sea fácilmente detectado.

### PROBADORES GRAVIMETRICOS

En probadores gravimétricos, es posible que la precisión de las escalas puedan verse afectadas por daños físicos, corrosión de los componentes críticos de operación, interferencia de conexión, subsidencia, efectos de viento, uso de cuñas y fricción. La determinación de la densidad de líquido, debe tener al menos una precisión significativa como otras mediciones y datos usados en la prueba.

### GRAFICA DE CONTROL DEL SISTEMA DE MEDICION

Una gráfica de control del sistema de medición, es cualquier adaptación conveniente del Método de gráfica de control estadística (ver página 87) para problemas de medición como lo explicado y discutido en el Apéndice B.

Las gráficas de control del sistema de medición, son básicamente gráficas de factores de medición sucesivos a lo largo de la abscisa al valor adecuado de la ordenada y dentro de un límite paralelo en la abscisa, que representa  $\bar{x} \pm 1\sigma$ ,  $\bar{x} \pm 2\sigma$ , y  $\bar{x} \pm 3\sigma$  donde es la desviación estándar.

Tal gráfica debemantenerse para cada producto o densidad de crudo, para un rango de gastos de cada medidor.

#### METODO DE DIAGNOSTICO PARA SERVICIO

Las gráficas de control del sistema de medición (ver Apéndice B) pueden ser usadas como un herramienta de diagnóstico en problemas de medición, para mostrar cuándo y qué condiciones existían a partir de normas ya establecidas.

Cuando se encuentra una medición difícil, se recomienda una verificación sistemática del sistema de medición. Los siguientes componentes del sistema de medición deben ser verificados, pero no necesariamente en el orden listado.

- a).- Todas las válvulas que afectan la prueba del medidor.
- b).- Cedazos, filtros, eliminadores de aire y equipo eliminador de agua.
- c).- Contador de pulsos, bobina, preamplificador, sistema de transmisión de señal, potencia aplicada y otros dispositivos de lectura (ver Apéndice G).
- d).- Partes móviles y superficies de apoyo del medidor de turbina.
- e).- Otras partes del medidor y la posición del medidor.
- f).- Interruptores detectores en el probador medidor de desplazamiento mecánico, o accesorios del probador volumétrico y gravimétrico.
- g).- Desplazador en el probador de desplazamiento mecánico.
- h).- Dispositivos sensores de presión, temperatura y densidad.
- i).- Operación y prueba del sistema medidor bajo diferentes condiciones de diseño.

## GLOSARIO

Este glosario se proporciona para lograr la generalización de la nomenclatura del equipo, procedimiento, términos funcionales y expresiones específicamente orientadas hacia el uso de medidores de turbina en la industria del petróleo. Todos los términos que no se incluyen aquí, han sido generalmente aceptados debido a su previa inclusión en API Standard 1101, Apéndice D. La marca del fabricante no ha sido incluida, pero su equipo ha sido categorizado en amplios términos o propósitos.

### PRECISION:

Es la diferencia entre el valor medido y el valor aceptado como bueno.

### ELIMINADOR DE AIRE:

Un dispositivo diseñado para separar y remover gases (aire o vapor) de la corriente de flujo.

### DENSIDAD API:

Una escala arbitraria expresando la densidad de productos del petróleo líquido. La escala de medición se calibra en términos de °API. Esta puede ser calculada con la ecuación siguiente:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{\gamma_{60}^{\circ}\text{F}/60} - 131.5 \quad (12)$$

### EQUIPO AUXILIAR:

Equipo que se instala en conjunción con un medidor, tal como un eliminador de aire, cedazo, interruptor de vacío, o válvula de regulación, para permitir o facilitar el uso u operación del medidor.

### CONTRAPRESION: (BP)

El nivel de la presión de operación como la medida de 4 - diámetros de tubería corriente abajo del medidor de turbina, expresada en lb/pg<sup>2</sup> man.

**BACHE:**

Un volumen discreto de líquido, generalmente designado -- como tal cuando se mueve a través de una línea de tubería.

**BATERIA O BANCO DE MEDIDORES:**

Una instalación de medidores conectados en paralelo.

**MEDIDOR BIDIRECCIONAL:**

Un medidor diseñado para operar con flujo en direcciones opuestas.

**CAVITACION:**

Fenómeno que tiene lugar en y cerca de un impulsor o rotor del medidor de turbina, bajo condiciones donde la presión local disminuye a una presión menor que la presión de vapor del líquido. Esto no incluye sólo la formación de -- burbujas de vapor y su colapso, si no que también el efecto destructivo sobre el impulsor o el metal del rotor.

**COMPRESIBILIDAD APARENTE:**

Es la suma algebraica de la compresibilidad verdadera de un líquido y el alargamiento del recipiente que lo contiene, como resultado de la presión.

**COMPRESIBILIDAD VERDADERA:**

Es la disminución absoluta en el volumen de líquido provocada por el incremento de la presión.

**GRAFICA DE CONTROL:**

Un registro gráfico de la constancia de medición. En ésta se muestran los límites de dispersión  $\pm 3\sigma$  del factor-promedio del sistema,  $\bar{x}$ , dentro de la cual el sistema de medición está considerado "bajo control".

**CONTADOR**

Un medidor digital de lectura acumulativa, dispositivo accionado por una fuerza pulsante eléctrica o mecánica, de manera que el avance de su indicación numérica está di--

rectamente relacionada a la frecuencia de su entrada de pulsos.

**DESPLAZADOR :**

Un objeto generalmente esférico o en forma cilíndrica, el cual tiene superficies elásticas sellantes, de tal manera que cuando se mueve a lo largo de una tubería hace un contacto bastante estrecho con la pared para prevenir fugas. El objeto es impulsado a través de la tubería del probador por la corriente del fluido y desplaza una cantidad conocida de líquido entre dos dispositivos de detección fijos. (ver API Standard 2531, Sect. III, para tipos específicos)

**ERROR :**

La diferencia entre el valor indicado y el valor verdadero. El error puede ser expresado por una variedad de medidas estadísticas tal como probabilidad máxima  $\pm 3\sigma$

**FILTRO ELECTRICO :**

Un circuito diseñado para el paso o restricción de señales de corriente alterna de un rango específico de frecuencia.

**FLASHEO :**

Elevación de presión súbita sobre un líquido, resultando vaporización parcial o total.

**RANGO DE FLUJO :**

Gastos máximo y mínimo establecido por límites aceptables de precisión del medidor, bajo condiciones de operación.

**GASTO :**

La velocidad de flujo de un fluido, expresado en unidades de volumen por unidad de tiempo, es decir, bl/hr o gpm.

**DISPOSITIVO REGULADOR DEL FLUJO:**

Un dispositivo instalado en una línea y operado de tal manera para prevenir el flujo excedente al gasto máximo considerado a través del medidor.

**RECTIFICADOR DEL FLUJO:**

Un dispositivo que se usa para disipar o minimizar la velocidad radial (o turbulencia) de la corriente de flujo, de tal manera que su efecto sobre el funcionamiento del medidor de turbina, es insignificante.

**FRECUENCIA:**

El número de oscilaciones completas o ciclos de una señal por unidad de tiempo. Generalmente expresada en hertz (hz) o en ciclos/segundo.

**RANGO DE FRECUENCIA:**

Los límites de frecuencia máximo y mínimo de un dispositivo.

**ALTA PRESION DE VAPOR DEL LIQUIDO:**

Un líquido el cual, a la temperatura de prueba del medidor tiene una presión de vapor absoluta igual o mayor que la atmosférica.

**LINEARIDAD:**

Una desviación o distribución de calibración de datos de una tubería recta, aceptable sobre el rango de flujo definido. (ver Apéndice A para presentación de gráfica).

**RANGO LINEAL:**

El rango de gastos dentro de los cuales, se especifica la linealidad de un medidor, se puede expresar como una relación.

**BAJA PRESION DE VAPOR DEL LIQUIDO:**

Un líquido el cual, a la temperatura de prueba del medidor, tiene una presión de vapor absoluta menor que la atmosférica.

**FACTOR MAESTRO (CURVA):**

Una gráfica de factores de medición determinados antes de



la prueba del medidor, de tal manera que cada factor del medidor, sea un valor medio,  $\bar{X}$ , de una serie de,  $n$ , determinaciones con una probabilidad máxima conocida,  $\pm 3\sigma$

**MEDIANA:**

Un punto determinado de una serie de valores (tales como los factores de medición) del tal manera que la mitad de ellos, podría estar a la izquierda o arriba de este punto y la mitad a la derecha o abajo de este punto.

El valor promedio es con respecto a la frecuencia en vez de su magnitud. (ver Fig. B-1).

**MAXIMA CAPACIDAD DEL MEDIDOR:**

Es la máxima velocidad de flujo a través de un medidor, - como lo recomendado por el fabricante para cualquier flujo especificado.

**MINIMA CAPACIDAD DEL MEDIDOR:**

Es la mínima velocidad de flujo a través de un medidor, - como lo recomendado por el fabricante, para cualquier flujo especificado.

**FACTOR DE MEDICION:**

Ver Capítulo III y Apéndice F.

**LECTURA DEL MEDIDOR:**

El número de unidades de volumen o equivalente, se lee -- directamente de un registrador del medidor o dispositivo de lectura para cualquier instante en particular.

**REGISTRO DEL MEDIDOR:**

Diferencia entre las lecturas de apertura y cierre del contador, durante un intervalo de operación del medidor.

**LONGITUD DE MEDICION:**

El medidor de turbina y los dispositivos o venas rectificadoras corriente arriba y corriente abajo los cuales, se pueden requerir para acondicionar el fluido antes o después - del medidor.

**ACUMULADOR MULTIMETRO:**

Un dispositivo o sistema para la acumulación del registro de dos o más medidores para que su total se pueda mostrar sobre un simple dispositivo de lectura

**RUIDO (ELECTRICO):**

Señal detectable inconveniente, el cual tiene influencia en el dispositivo de lectura, pero no se relaciona con el gasto real.

**PARAMETRO:**

Una cantidad la cual el operador puede asignar valores arbitrarios, se distingue de una variable la cual puede suponer sólo los valores que hacen posible formar la función.

**DISPOSITIVO RECEPTOR:**

Un dispositivo para convertir el movimiento del rotor directamente a señal eléctrica de salida.

**COMPORTAMIENTO DE LA CURVA:**

Una presentación gráfica de la variación de su factor de medición, % de desviación, o pulsos por unidad de volumen - con respecto al gasto. Como se indica en la Fig. A-1, el factor de medición y/o % de desviación es la ordenada de la gráfica y el gasto es la abscisa. Tal comportamiento de las curvas indican el tipo de líquido, su temperatura y la viscosidad.

Se pueden incorporar variables adicionales sobre la gráfica, tales como gasto contra pérdida por fricción, frecuencia, pulsos/unidad de volumen y voltaje de salida.

**PREAMPLIFICADOR:**

Un dispositivo el cual, amplifica y condiciona la señal de salida del medidor para la transmisión.

**PERDIDA DE PRESION:**

Una presión diferencial en  $\text{lb/pg}^2$  man, entre dos puntos a-

través de un medidor. 14 .

La longitud de la tubería entre los puntos, no debe incluir ninguna sección que contenga elementos rectificadores internos. La curva de pérdida de presión contra gasto, normalmente se obtiene usando agua a 60 °F, pero debe ser determinada usando otros líquidos especificados.

#### **PRUEBA:**

Para determinar el funcionamiento del medidor o la relación entre el volumen de líquido que realmente pasa a través de un medidor y el volumen indicado por éste (y su dispositivo de lectura).

#### **CONTADOR PROBADOR:**

Cualquier contador usado en la prueba de un medidor, de tal manera que arranca y para contando desde el inicio y el final de una prueba.

Normalmente tales contadores se usan en procedimientos de prueba continuos de arranque y paro, tiene sistemas (electrónicos) de alta velocidad, y son capaces de manejar la frecuencia de pulso desarrollada por el medidor.

#### **GENERADOR DE PULSO:**

Un accesorio para medidor, diseñado para producir una señal de frecuencia proporcional a su velocidad de rotación.

#### **DISPOSITIVO DE LECTURA:**

Un dispositivo el cual indica o registra la información del medidor en una forma analógica o digital.

#### **REGISTRADOR:**

Un tipo de dispositivo de medición de lectura acumulativa, accionado por rotación mecánica continua, de tal manera que el avance de su indicación numérica, está directamente

relacionado a la rotación de su impulso de entrada.

**REPETIBILIDAD:**

La habilidad de un sistema medidor de turbina, para reproducir señales de salida durante una serie de pruebas consecutivas, bajo condiciones de operación constantes.

**RESOLUCION:**

El menor incremento de la medida uniforme del sistema.

**COLADOR:**

Un dispositivo instalado corriente arriba del medidor y equipado con cedazo al alambre u otro medio destinado a remover materia extraña de la corriente de flujo.

**TURBULENCIA:**

La velocidad rotacional o componente de la velocidad tangencial del flujo en una tubería.

**VALVULA DE CONTRAPRESION:**

Un dispositivo mecánico para mantener la presión constante corriente arriba.

**ELIMINADOR DE VAPOR:**

Ver eliminador de aire.

**PRESION DE VAPOR (absoluta, verdadera):**

La presión de un vapor correspondiente a una temperatura dada, a la cual el líquido y vapor se encuentran en equilibrio.

**VOLTAJE DE SALIDA:**

Una medición de la amplitud de señal de pico a pico - (corriente alterna) o amplitud promedio (corriente directa) con una impedancia y una frecuencia especificada.

**METODO EN MARCHA "ARRANQUE Y PARO"**

Un método de prueba del medidor en donde las lecturas de apertura y cierre de la prueba, son determinadas a condiciones de flujo.

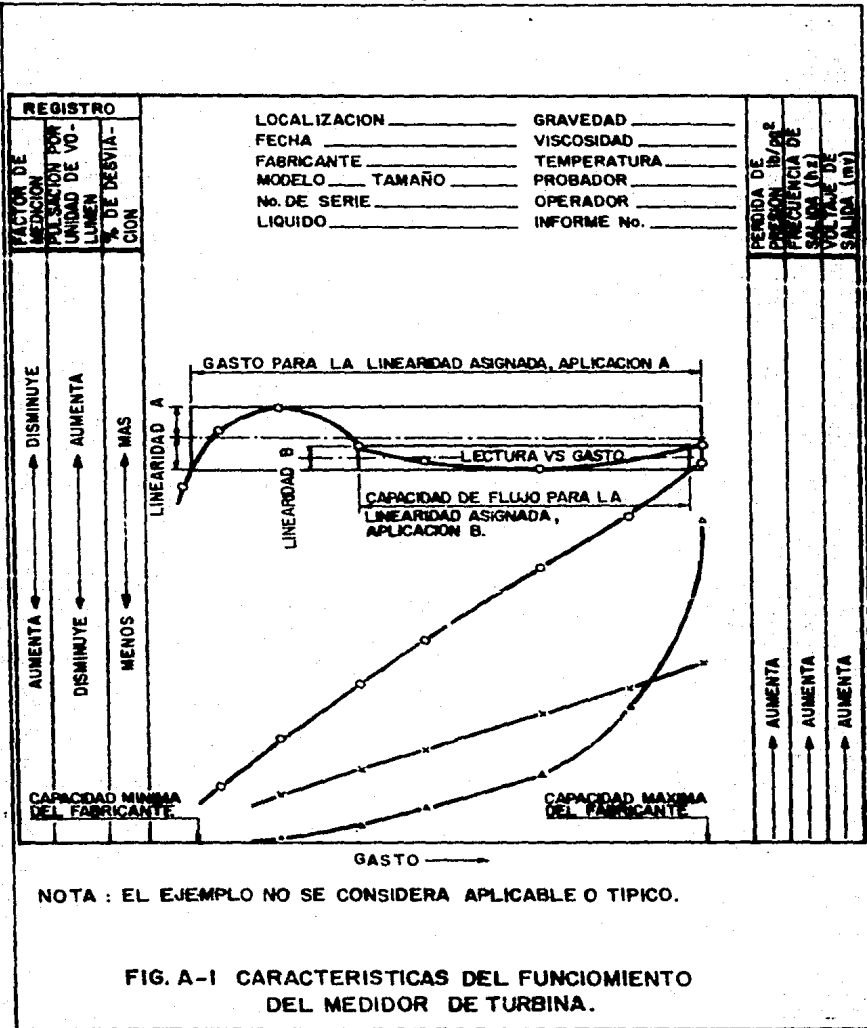
**METODO FIJO DE ARRANQUE Y PARO:**

Un método de prueba del medidor en donde, las lecturas de apertura y cierre de la prueba, son determinadas a condiciones de flujo cero.

APENDICE A  
SISTEMA MEDIDOR DE TURBINA

Este Apéndice proporciona descripciones ilustrativas del: Comportamiento del medidor de turbina, de posibles accesorios e instrumentos de lectura, del montaje recomendado de rectificación del flujo, de la curva del comportamiento de medidor, del reporte de la prueba del medidor, y la nomenclatura del medidor de turbina (ver Figs. A-1 a la A-6).

Además de la información que se presenta, incluye ilustraciones que proporcionan un medio de formatos normalizados, terminología y presentación de datos. La intención de tal normalización, es simplificar la comunicación entre inventores, operadores y fabricantes.



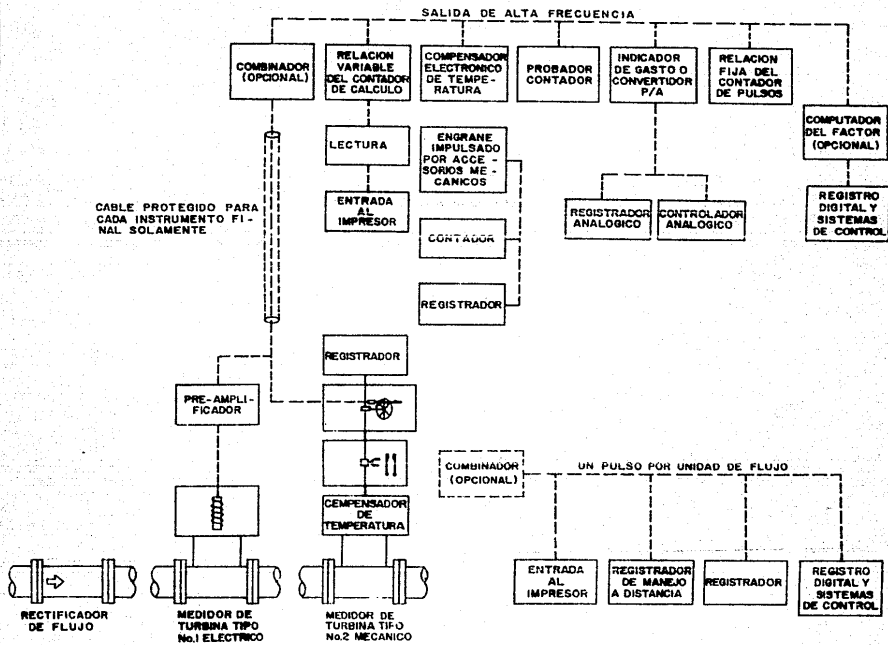
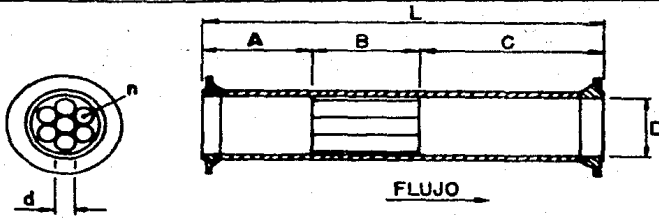
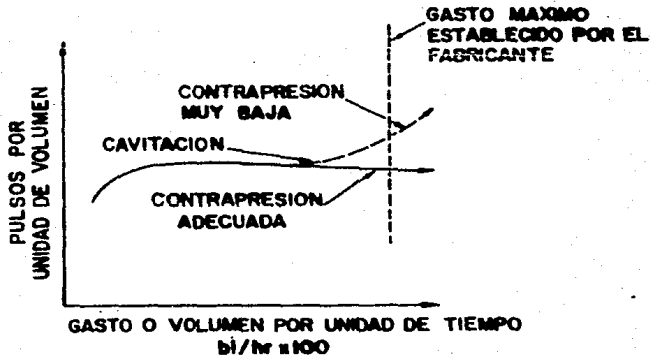


FIG. A-2 INSTRUMENTACION DISPONIBLE DEL MEDIDOR DE TURBINA.



- L = LONGITUD TOTAL DEL ENSAMBLE RECTIFICADOR = 10 D MINIMO
- A = LONGITUD DEL PLENO CORRIENTE ARRIBA = 2D A 3D
- B = LONGITUD DE TUBO O SECCION DE VENAS = 2D A 3D
- C = LONGITUD DEL PLENO CORRIENTE ABAJO = 5D MINIMO
- D = DIAMETRO NOMINAL DEL MEDIDOR
- n = NUMERO DE TUBOS INDIVIDUALES O VENAS, n DEBE SER AL MENOS 4
- d = DIAMETRO NOMINAL DE TUBOS INDIVIDUALES. B/d DEBE SER AL MENOS 10.

FIG. A-3 ENSAMBLE RECOMENDADO DEL RECTIFICADOR DEL FLUJO



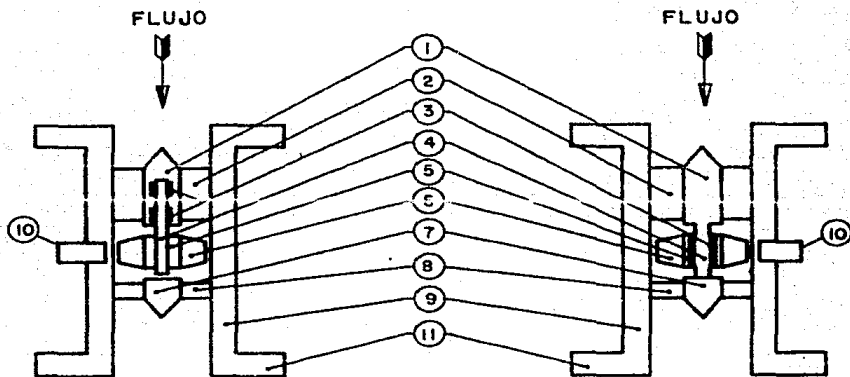
NOTA: TODAS LAS CURVAS PARA EJEMPLO SOLAMENTE.

FIG. A-4 EFECTOS DE CAVITACION SOBRE LA VELOCIDAD DEL ROTOR.



				FECHA	LOCALIZACION	REPORTE No.					
PRUEBA DEL MEDIDOR	MARCA	TAMAÑO	MODELO No.	SERIE No.	RANGO DE PRESION	NUMERO DE PULSOS/di	RELACION DEL CONTADOR				
PRUEBA ESTANDAR	MARCA	TAMAÑO	SERIE No.	LOCALIZACION	FECHA DE CALIBRACION	REPORTE DE CALIBRACION No.	VOLUMEN BASE O FACTOR MAESTRO				
LIQUIDO	PRODUCTO O DENSIDAD	DENSIDAD API	DENSIDAD RELATIVA	VISCOSIDAD	CONDICIONES METEOROLOGICAS	SERIE DEL CONTADOR No.					
MARCHA No.	TIPO DE PROBADOR			PRUEBA DEL MEDIDOR (FECHA)			GASTO PROMEDIO	TEMPERATURA	PRESION		
	<input type="checkbox"/> DESPLAZAMIENTO UNIDIRECCIONAL			LECTURA TOTAL			<input type="checkbox"/> GPM	PRUEBA DEL MEDIDOR	PRUEBA ESTANDAR	PRUEBA DEL MEDIDOR	PRUEBA ESTANDAR
	<input type="checkbox"/> DESPLAZAMIENTO BIDIRECCIONAL			IZQUIERDA A DERECHA	DERECHA A IZQUIERDA	LECTURA DE AMBAS DIRECCIONES					
	TANQUE VOLUMETRICO		VOLUMEN TOTAL	LECTURA CERRADO	LECTURA ABIERTO	LECTURA	<input type="checkbox"/> BP	°F	°F	lb/pg <sup>2</sup>	lb/pg <sup>2</sup>
	FONDO	CIMA	LECTURA	LECTURA	LECTURA	LECTURA	<input type="checkbox"/> BP	°F	°F	lb/pg <sup>2</sup>	lb/pg <sup>2</sup>
DESIDOR MAESTRO CERRADO	ABIERTO										
1											
2											
3											
4											
5											
PROMEDIO											
(NOTA: LOS DATOS DE LA SECCION SUPERIOR PUEDEN SER AMPLIADOS SEGUN SE REQUIERA)											
CALCULO DEL PROBADOR	DE LA LECTURA DEL MEDIDOR O TANQUE	VOLUMEN BASE DEL PROBADOR	ASTM D 1250 C <sub>11m60</sub>	API STD 1101 C <sub>plpr</sub>	API STD 2551 C <sub>11m60</sub>	API STD 2551 C <sub>pspr</sub>	VOLUMEN NETO DEL PROBADOR A CONDICIONES DE PRUEBA				
	MEDIDOR MAESTRO	LECTURA	FACTOR MAESTRO	SI EL MEDIDOR DE TURBINA SE USA DE ACUERDO CON API STD 2534 APENDICE F		API STD 2534 C <sub>11m60</sub>	API STD 2534 C <sub>psmr</sub>	VOLUMEN NETO DEL PROBADOR A CONDICIONES DE PRUEBA			
CALCULO DEL MEDIDOR	API STD 2534 SECCION III	PARA MEDIDORES SIN TEMPERATURA COMPENSADA VER API STD 2534, PART. 300B			LECTURA	ASTM D 1250 C <sub>11m60</sub>	LECTURA NETA DEL MEDIDOR A CONDICIONES DE PRUEBA				
	API STD 2534 SECCION II	PARA MEDIDORES CON TEMPERATURA COMPENSADA, C <sub>11m</sub> ES CONTINUAMENTE AJUSTADO Y SIEMPRE ES LO VER API STD 2534, PART. 300B			LECTURA	LECTURA NETA DEL MEDIDOR A CONDICIONES DE PRUEBA					
	API STD 2534 APENDICE F Y FACTOR MAESTRO	LECTURA	ASTM D 1250 C <sub>11m60</sub>	API STD 1101 C <sub>plmr</sub>	API STD 2534 C <sub>11m60</sub>	API STD 2534 C <sub>psmr</sub>	LECTURA NETA DEL MEDIDOR A 60°F Y 0 lb/pg <sup>2</sup>				
FACTOR DEL MEDIDOR	VOLUMEN NETO DEL PROBADOR	LECTURA NETA	FACTOR DEL MEDIDOR		API STD 2534, SECCION III CON _____ °F, _____ lb/pg <sup>2</sup>	API STD 2534, APENDICE F CON _____ °F, 0 lb/pg <sup>2</sup>					
(NOTA: EL SIGUIENTE CALCULO SE MUESTRA PARA ILUSTRAR LA RELACION DE LA PRUEBA DEL CONTADOR CON OTRA LECTURAS)											
FACTOR DEL SISTEMA DE MEDICION	PULSOS REQUERIDOS PARA REGISTRAR UNA UNIDAD DE VOLUMEN SOBRE LA LECTURA	RELACION DEL CONTADOR (CDR)	FACTOR DEL MEDIDOR (MF)	FACTOR DEL SISTEMA DE MEDICION (MSF)			CDR=MSF+MF				
COMENTARIOS:							NUEVO FACTOR, EFECTIVO				
							DATOS PREVIOS				
							FECHA				
							GASTO				
							FACTOR DEL MEDIDOR				
ELABORADO POR:						COMPANIA REPRESENTATIVA					
						X _____					

FIG. A-5 FORMATO DE LA PRUEBA DEL MEDIDOR



- 1.- ESTATOR CORRIENTE ARRIBA.
- 2.- SOPORTE DEL ESTATOR CORRIENTE ARRIBA.
- 3.- COJINETE.
- 4.- FLECHA.
- 5.- CUBO DEL ROTOR.
- 6.- ALABE DEL ROTOR.
- 7.- ESTATOR CORRIENTE ABAJO.
- 8.- SOPORTE DEL ESTATOR CORRIENTE ABAJO.
- 9.- CAJA DEL MEDIDOR.
- 10.- DISPOSITIVO RECEPTOR.
- 11.- TERMINALES.

FIG.A-6 NOMENCLATURA PARA MEDIDOR DE  
TURBINA DE DISEÑO TÍPICO

## APENDICE B

### GRAFICAS DE CONTROL DEL FACTOR DEL SISTEMA.

Una aproximación práctica para la determinación de cuando reparar o inspeccionar un medidor, se encuentra en un registro -- continuo o gráfica de los factores obtenidos del medidor.

La amplificación y refinamiento de los registros cont--  
nuos o gráficas referidas en API Standard 1101, Apéndice C, pueden obtenerse mediante el uso de métodos estadísticos. Estos proporcionan límites más válidos que una desviación "permisible preestablecida". Cualquier desviación permisible preestablecida, puede ser muy grande o muy pequeña; además la desviación estándar, de un juego de factores del sistema es más útil y significativa en un análisis de una serie de mediciones. Sin embargo, la desviación estándar puede desarrollarse sólo después de haber hecho suficientes pruebas en un sistema de medición, con un líquido dado, para garantizar la obtención de conclusiones. Tales conclusiones así obtenidas son válidas, útiles y no son arbitrarias.

Las características Físico- Químicas de un líquido, pueden variar ligeramente. Si el comportamiento del medidor varía significativamente como resultado de tal diferencia, entonces deben desarrollarse diferentes curvas y desviaciones estándar. Ninguna podría ser preestablecida y todas deben estar basadas sobre un alto grado de probabilidad.

Este Apéndice contiene lo esencial de algunos métodos estadísticos que pueden ser útiles, auxiliando a las fallas de ingeniería en el campo de la medición.

La gráfica de control es un método eficiente y conveniente de registro de efectos de cambios en la precisión y en el error sistemático del sistema, sobre los cuales depende la prueba correcta o incorrecta.

Los problemas involucrados cuando el sistema completo de medición se prueba, no deben ignorarse, aunque los resultados de la prueba sean referidos como "factores de medición". Debe mantenerse en mente que hay más de una variable en juego en un sistema de medición. Cualquier cambio significativo en la precisión de las características o el error sistemático de los componentes del sistema, será evidente si los factores del sistema son graficados sobre la gráfica de control. Sin embargo, la gráfica no indica dónde está el problema; éste es detectado ya que el proceso de prueba está "en control" o "fuera de control".

#### MEDIDAS ESTADÍSTICAS $n, \bar{x}$ , y $\sigma$

Hay muchas formas de presentar datos para obtener información útil. La información esencial puede ser expresada en tres medidas estadísticas conocidas:  $n$ ,  $\bar{x}$  y  $\sigma$ . Estas medidas son obtenidas de acumulaciones o juego de factores de medición desarrollados en cualquier líquido dado como sigue:

$n$  = Número de determinaciones de valores sucesivos del factor de medición bajo consideración.

$\bar{x}$  = Media aritmética de  $n$ , valores del factor de medición.

$\sigma$  = Raíz cuadrada de la desviación media de todos los valores del factor de medición, de su promedio  $\bar{x}$ . Esta es una medida de la conclusión final de observaciones repetidas de la misma cantidad (factor de medición), realizada bajo condiciones específicas.

La respuesta mediante la información esencial contenida en  $n$ ,  $\bar{x}$  y  $\sigma$  cuando el funcionamiento del sistema de prueba, incluyendo al medidor durante la prueba, está bajo control o no.

Es más válida que si una desviación preestablecida o arbitraria hubiera sido fijada. Además el valor puede ser comparado de año en año o de sistema a sistema.

El factor del sistema desarrollado sobre un período, de cualquier producto o densidad de crudo, para cualquier gasto o rango de gastos, muestra las dos tendencias de centralización y dispersión. La tendencia a centralización se expresa como el promedio,  $\bar{X}$ , así que si  $X_1, X_2, X_3, \dots, X_n$  son los factores del medidor en operación considerados, entonces  $\bar{X}$  se define como:

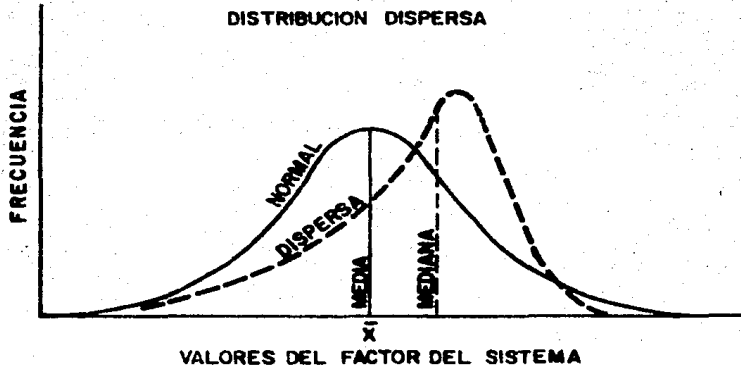
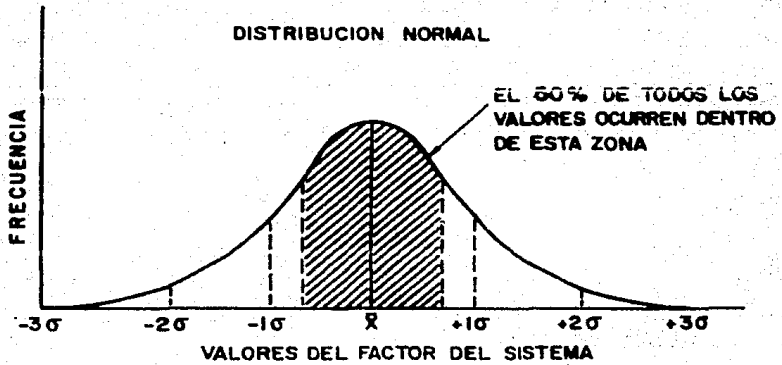
$$\bar{X} = \frac{X_1 + X_2 + X_3 + \dots + X_n}{n} \quad (B-1)$$

La tendencia a dispersión o desviación expresados como , podría ser normal (simétrica) o dispersa (ver Fig. B-1).

Propiamente bajo condiciones adecuadas y con suficientes determinaciones, los factores para otros medidores de turbina o medidores de desplazamiento positivo se dispersan normalmente, es decir, su media aritmética,  $\bar{X}$ , y su mediana coincidirán. Sin embargo, si el comportamiento de las curvas del medidor muestra cambios de dirección o una considerable inclinación, la dispersión de la desviación, puede resultar menor si se toman en cuenta los factores bajo consideración para un rango pequeño de gastos.

#### CALCULO DE $\bar{X}$ , $\sigma$ , y LOS LIMITES DE ACCION DE $3\sigma$

Todos los medidores son más o menos sensibles a la viscosidad y al gasto, y las impurezas pueden de vez en cuando afectar a los factores del medidor. Por lo tanto, es necesario establecer un período de operación normal del medidor, para establecer el valor de  $\bar{X}$ , este período debe ser representativo y con resultados satisfactorios, a no ser que todos los resultados estén incluidos. Un valor conveniente para  $n$ , no debe ser menor a 25, es conveniente mayor. Si esto no es posible, el valor provisional de  $\bar{X}$  y  $\sigma$  será "suficiente" hasta que se obtenga un mayor número de pruebas. El cálculo de  $\sigma$  a partir de pocas determinaciones, es sólo una desviación estándar estimada para la cual debe usarse el símbolo  $s$ .



**FIG. B-1 CURVAS DE DISTRIBUCION ESTADISTICA**

El siguiente ejemplo, lista los factores desarrollados bajo operación normal. El número de factores,  $n$ , es insuficiente y se usa sólo como una ilustración.  $D$  se usa para representar  $(\bar{X} - X_i)$ ; es decir,  $D$  es la diferencia entre  $\bar{X}$  y cada factor.

Si  $D$  es positivo o negativo no importa, ya que será elevado al cuadrado.

**Determinación del  
factor de medición**

(Número)	Factor	$D(10^{-4})$	$D^2(10^{-8})$
1	1.0012	0	0
2	1.0010	2	4
3	1.0015	3	9
4	1.0013	1	1
5	1.0014	2	4
6	1.0011	1	1
7	1.0009	3	9
8	1.0012	0	0
9	1.0010	2	4
10	1.0014	2	4
$n=10$	$\bar{X}=1.0012$		$\sum D^2 = 36 \times 10^{-8}$

Por lo tanto: 
$$= \sqrt{\frac{D^2}{(n-1)}} \text{ ----- (B-2)}$$

$$= \sqrt{\frac{D^2}{(n-1)}} = \sqrt{(4.0 \times 10^{-8})} = 2 \times 10^{-4} = 0.0002$$

El valor de  $\sigma$ , o más apropiadamente  $s$  (el valor estimado) obtenido previamente por la división de la suma de los cuadrados de todas las desviaciones, por  $(n - 1)$ , es una desviación estándar provisional. Esto, esta basado sobre la "distribución de  $t$ " de variables al azar. Realmente "la distribución normal" requiere -- que la suma de los cuadrados de todas las desviaciones sean divi-

didas por  $n$ ; pero en tal caso, como  $n$  es muy grande, el valor de  $n$  y  $(n - 1)$  es para todos los propósitos prácticos el mismo. Con un número suficiente de determinaciones, los valores del factor del sistema tienden a clasificarse así mismos, así que la distribución es la siguiente:

68.3 %	de todos los factores caerán entre	$\bar{X} \pm 1\sigma$
95.5 %	" " " " " "	$\bar{X} \pm 2\sigma$
99.7 %	" " " " " "	$\bar{X} \pm 3\sigma$

También, 50% de todos los valores del factor del sistema tienden a caer dentro del límite de la media  $\bar{X} \pm 2\sigma/3$  (ver Fig B-1). Para propósitos prácticos todos los factores del sistema empleado ocurrirán entre  $\bar{X} + 3\sigma$  y  $\bar{X} - 3\sigma$ . Siempre que esto ocurre el sistema de medición se dice estar "en control". Cuando los valores caen fuera de  $\pm 3\sigma$  del límite de acción, está "fuera de control". La naturaleza del mal funcionamiento es llamada "causa asociada".

Durante la selección del límite de acción para indicar -- cuando buscar la causa asociada de la variación, se intenta hacer un balance económico con respecto a las consecuencias de dos clases de "errores" que pueden ocurrir en la práctica; es decir, problemas aparentes que no existen y problemas no aparentes que existen. (ANSI Standar Z1.2 states).

Sujeto a la precaución ya mencionada, la adaptación de -- métodos estadísticos para la medición del líquido, proporciona resultados válidos, rápidos, fáciles de seguir y económicos.

#### GRAFICA DE CONTROL DEL SISTEMA DE MEDICION

Una gráfica de control del sistema de medición, es cualquier presentación conveniente para la medición del líquido con el método de gráfica de control de análisis y presentación de da-



tos. 15

La gráfica se usa antes y después de la realización de -- la prueba del sistema de medición, por lo tanto, la persona quien hace la prueba debe graficar inmediatamente después de obtener -- los resultados y antes de que el factor del medidor sea aplicado.

Para información adicional ver:

ANSI Standards <sup>16</sup>

Z1.1 Guide for Quality control

Z1.2 Control Chart Method of Analyzing Data.

Z1.3 Control Chart Method of Controlling Quality  
During Production.

En los tres ejemplos siguientes, se muestra la aplicación de la gráfica de control para medición.

15 ASTM STP 15-C: Manual on Quality Control of Material, Part.3

16 American National Standards Institute, formerly United States of America Standards Institute.

### Ejemplo B-1

El primer ejemplo mostrado en la Fig. B-2, es la situación más común y el útil para medidores donde el comportamiento de la curva es abierta o casi abierta, sobre el rango de gastos y temperaturas experimentales en operación normal. En este ejemplo, los factores fueron desarrollados en parejas, en combustible diesel. La desviación estándar,  $\sigma$ , ha mostrado por experiencia ser 0.0006 y el factor promedio,  $\bar{X}$ , de 1.0028.

Cada prueba (un conjunto de dos pruebas) debe graficarse como se muestra en la Fig. B-2. La temperatura se fija, porque afecta directamente al factor de medición, debido a cambios en las dimensiones internas, e indirectamente debido a que afecta a la viscosidad y en consecuencia afecta al factor.

El gasto se fija por la misma razón. Si se registra una desviación gradual del desarrollo de factores y una desviación en la temperatura, la "causa asociada" puede ser aparente.

El número de reporte se fija para que el personal de supervisión pueda leerlo durante la revisión y hacer referencia a ese reporte. Siempre debe haber una gráfica para cada producto o densidad de crudo para cualquier medidor dado o sistema de medición.

Cada determinación del factor del sistema debe graficarse, como factor ocasional "malo", y puede servir como una ventaja en la identificación de escoria, daño u otra causa asociada.

En la Fig. B-2, la cuarta prueba resulta con factores de 1.0016 y 1.0036, éstos pueden estar más alejados de lo normal, pero el promedio de los dos es 1.0026, el cual está muy cercano al valor de  $\bar{X}$ . Como ambos factores están en control, no se hace una prueba adicional.

PERIODO DE ARRANQUE: ENERO 17, 1967  
 FACTOR PROMEDIO: 1.0028  
 DESVIACION ESTANDAR: 0.0006

ESTACION: AB  
 MEDIDOR No. 3  
 PRODUCTO: DIESEL

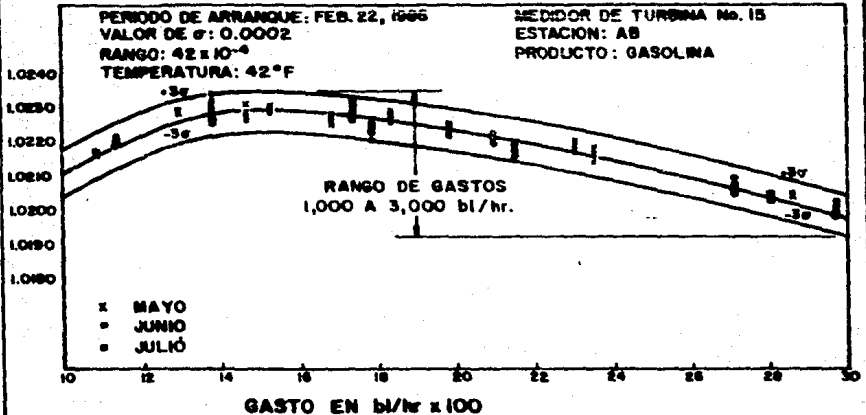
1.0032									
1.0034									
1.0040									
1.0034		X				X			
1.0028	X		X						
1.0022		X							
1.0018			X	X					
1.0010					X				
TEMP. °F	40	41	40	39	38		42	44	47
GASTO bi/hr	720	710	740	700	800		820	750	860
REPORTE No.	161	163	165	170	174		179	186	190

SACHE SUCIO DEL CORTE DE LINEA (MARZO 10, 1967)

LIMITE DE ACCION  $\pm 0.3\sigma$   
 LA LINEA CENTRAL PUEDE SER MAS OSCURA O ROJA.  
 LIMITE DE ACCION  $\pm 3\sigma$

NOTA: PARA EJEMPLO SOLAMENTE  
 ESTE FORMATO ES CONVENIENTE PARA SISTEMAS CON GASTOS MAS O MENOS CONSTANTES, O DONDE EL COMPORTAMIENTO DE LA CURVA ES MAS O MENOS RECTA.

FIG. B-2 GRAFICA DE CONTROL DEL FACTOR DEL SISTEMA.



NOTA: PARA EJEMPLO SOLAMENTE

FIG. B-3 GRAFICA DE CONTROL DEL SISTEMA DE MEDICION.

Cada gráfica de control debe mostrar la reparación, servicio y acontecimientos anormales del sistema de medición con una línea perpendicular, con un dato y notación del efecto. Si el recipiente de referencia está recalibrado o el interruptor o el termómetro están ajustados, esto también debe anotarse sobre una gráfica de control con una línea perpendicular y un dato. Una gráfica es entonces, un registro visual muy útil del comportamiento del sistema, así como un control de medición.

### Ejemplo B.2

El segundo ejemplo de una gráfica de control del factor del sistema, se muestra en la Fig. B-3. Esta es una modificación de la forma normal, la cual debe ser útil donde un medidor ha sido establecido para tener un comportamiento de la curva de la forma mostrada. Las líneas 1 y 2 son omitidas y solamente se muestra el límites de acción de 3 .

Los factores graficados en la Fig. B-3, varían entre 1.0234 con un gasto de 1,500 bl/hr y llega a 1.0192 para un gasto de 3,000 bl/hr con rango de 0.0042. Esta distribución se conoce como <sup>17</sup> el rango con gastos mayores y menores al gasto indicado o implicado. Aunque el rango en este ejemplo es 0.0042, la desviación estándar puede sin embargo, ser de 0.0002 y los límites de acción para cualquier gasto dado, deben diferir en  $\pm 0.0006$ .

### Ejemplo B.3

El tercer ejemplo se muestra en la Fig. B-4, es otra modificación de la gráfica de control mostrada en la Fig. B-2. Esta puede ser útil durante el período de inicio cuando todo el equipo es nuevo y por lo tanto la operación es irregular.

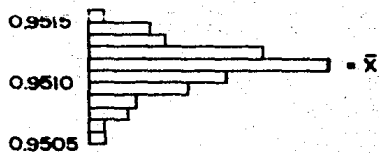
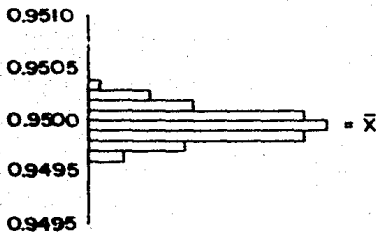
Para cada prueba, el valor del factor se gráfica marcando o rellenando el cuadro adecuado. Esta forma de gráfica es útil por

INSTALADO: NOV. 15, 1965  
VALOR DE : A SER DETERMINADO

MEDIDOR DE TURBINA No. 17  
ESTACION : AB

GASOLINA: 2000 A 3000 bl/hr

GASOLINA: 2800 A 3200 bl/hr



COMBUSTIBLE: 1600 A  
1800 bl/hr  
TEMPERATURA, 40°F A 42°F

COMBUSTIBLE DIESEL CON 2000 BL/HR  
± 50 bl/hr.  
TEMPERATURA, 43°F

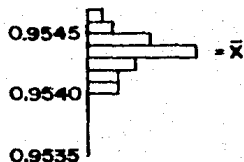
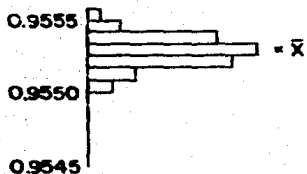


FIG. B - 4. GRAFICA PROVISIONAL DEL CONTROL DEL SISTEMA

que muestra con una desviación, la naturaleza de la distribución del factor. Se requiere un número bastante grande de factores, -- ellos están generalmente disponibles en el período de prueba de una instalación nueva. El rango de gastos debe mantenerse moderado para evitar desviación debida al gasto. Los valores de la desviación estándar no se muestran debido a la naturaleza provisional de la gráfica. Después que esta forma de gráfica de control ha cumplido su propósito, el tipo mostrado en la Fig. B-2 o B-3, puede establecerse usando la evidencia estadística acumulada para determinar  $n$ ,  $\bar{X}$  y  $\sigma$ .

#### DESVIACION ESTANDAR DE SISTEMAS DE SUBSISTEMAS DE VALORES DE

Todos los sistemas de medición consisten de componentes como; probador, medidor, termómetro y otros, los cuales están sujetos a algún error. Sus desviaciones del valor verdadero, son errores experimentales. Se conocen algunas de las causas de tales errores en la medición del líquido, pero se ignoran debido a que son pequeñas. Otras causas son desconocidas y por lo tanto no se consideran.

Es conveniente mezclarlos y llamarlos "errores accidentales" y a su resultado neto "probabilidad".

Los errores en algunos componentes del sistema de medición, son potencialmente acumulativos, así que el error del sistema tiende a ser más grande que cualquiera de sus componentes individuales.

Las siguientes son algunas reglas matemáticas útiles para la combinación de errores de variables de subsistemas.

##### a).- Error de suma o diferencia.

El error expresado en términos de desviación estándar de la suma o diferencia de dos cantidades, A y B

afectada por errores (expresado en términos de desviación estándar de a y b) es igual a la raíz cuadrada de la suma de los cuadrados de a y b.

$$A + B = \pm \sqrt{a^2 + b^2} \text{ ----- (B-3)}$$

**Ejemplo B- 4**

Un medidor de turbina es probado contra un banco de tres medidores de desplazamiento positivo, mientras los factores del medidor se conocen con desviaciones estándar de 0.0005, 0.0006 y 0.0007, respectivamente. La máxima probabilidad (o el valor de  $-3\sigma$ ) para el factor del sistema de turbina, debido al uso del banco de medidores de desplazamiento positivo se calcula como sigue:

$$\begin{aligned} \sigma &= \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2} \text{ ----- (B-4)} \\ &= \sqrt{(5^2 + 6^2 + 7^2)(10^{-8})} \\ &= \sqrt{(110)(10^{-8})} \\ &= (10.5)(10^{-4}) \\ \sigma &= 0.000105 \end{aligned}$$

Para propósitos prácticos el límite de acción  $3$  del medidor de turbina puede ser 0.0032 arriba y abajo del valor de  $\bar{X}$  para el sistema medidor de turbina.

**b).- Error del producto de dos cantidades.**

El error expresado en términos de desviación estándar del producto de dos cantidades, A y B, afectados por errores expresados en términos de desviación estándar de a y b es:

$$\sigma_{AB} = \pm \sqrt{(Ab)^2 + (Ba)^2} \text{ ----- (B-5)}$$

Ejemplo B-5

Para una distribución total de 11,800 bl, el error introducido cuando la línea de temperatura se lee hacia el °F entero más próximo, y la lectura del barril para el factor del sistema hacia el barril entero más próximo, es decir, con una precisión de  $\pm 0.5$  bl, es como sigue:

El coeficiente de expansión térmica del líquido es 0.0006/°F, así que:

$$A = 11,800 \text{ bl}$$

$$B = 1.0018 \text{ para } 57 \text{ °F en un líquido de } 58 \text{ °API}$$

$$a = \pm 0.5 \text{ bl (probabilidad máxima de } 3\sigma \text{)}$$

$$b = (0.5)(0.0006) \pm 0.0003 \text{ (probabilidad)}$$

$$\text{Error en AB} = \sqrt{[(11,800)(0.0003)]^2 + [(1.0018)(0.5)]^2}$$

$$AB = \sqrt{(3.54)^2 + (0.5009)^2}$$

$$AB = \sqrt{12.53 + 0.2509}$$

$$AB = \sqrt{12.78}$$

$$AB = \pm 3.58 \text{ bl}$$

Para propósitos prácticos, la distribución neta es 11,821  $\pm 4$  bl, expresado con una probabilidad máxima o  $\pm 3\sigma$ .

Para todos los propósitos prácticos, se nota que el error es debido a la termometría, es decir, el redondeo al °F entero más próximo. Si se requiere calcular la desviación estándar de una expresión de tres variables, tales como barriles observados, A, factor del sistema, B, y la corrección de volumen por temperatura, C, que acompañan errores de a, b, y c, respectivamente, el error es:



$$ABC = \sqrt{(BCa)^2 + (ACb)^2 + (ABc)^2} \dots (B-6)$$

c.- Error del cociente de dos cantidades.

El error expresado en términos de desviación estándar del cociente (B/A) de dos cantidades, A y B, afectado por el error del valor de desviación estándar de a y b es:

$$\sigma \frac{B}{A} = \pm \frac{1}{A} \sqrt{\frac{Ba^2}{A} + b^2} \dots (B-7)$$

Un ejemplo para esta regla puede ser la estimación de error en un factor del sistema en el cual B, es el número de barriles en el probador o el volumen de referencia con un error de  $\pm b$ , y A es la lectura observada de un medidor de turbina en la cual la lectura es afectada con un error de  $\pm a$ . Los valores asignados para a y b, deben ser determinados antes de que la regla del error del cociente sea aplicada.

Mientras más componentes tenga un valor, mayor es su error.

Debido a que genera que un gran número de valores cada uno con su propio error intervenga en el cálculo, los errores acumulados pueden ser mayores a los que se esperan.

### FORMAS SIGNIFICATIVAS

Los factores del medidor, así como el volumen mínimo, se requieren en pruebas de medidores de desplazamiento mecánico, descritos en API Standard 2531, y la resolución por unidad de volumen generada por muchos medidores de turbina, todas forman parte del objetivo de lograr la medición para cinco formas significativas. Generalmente el valor final es dudoso en cualquier número de formas significativas, por lo tanto no se debe tomar en cuenta

el valor más allá del cuarto decimal en un factor del sistema; -- En especial después de que se ha hecho una estimación con un posible error en un sistema, usando las reglas anteriormente mencionadas.

Matemáticamente es válido calcular el promedio de un número de determinaciones (pruebas) mayores que 10 hasta con un decimal más, también es válido calcular su desviación estándar con un decimal. Sin embargo, ninguno de estos pasos es muy práctico en el establecimiento de gráficas de control del factor del sistema, por lo tanto, valores de  $\bar{x}$  y  $\sigma$  se redondean. (ver ASTM STP 15-C, p.41).

Por ejemplo, si  $\bar{x}$  fué determinado como 1.0012, y la varianza (definida como  $\sigma^2$ ) resulta  $13.0 \times 10^{-8}$ , entonces deber ser  $\sqrt{(13.0)(10^{-8})}$  ó 0.00036. Para propósitos prácticos, esto debe aparecer sobre la gráfica de control como 0.00004. Pero los límites de  $\pm 3\sigma$  deben ser  $\pm 3 (0.00036)$  ó 0.0011 en vez de  $\pm 0.0012$ .

En la práctica, muy pocos factores de un sistema de medición en un sistema de control, llegan más allá del límite de  $\pm 3\sigma$  por lo tanto, es conveniente obtener también los límites de acción con  $\bar{x} \pm 3\sigma$  lo cual es;  $1.0012 \pm 3(0.0004)$ , es decir con 1.0024 y 1.0.

APENDICE C

TECNOLOGIA DE RECTIFICACION DEL  
FLUJO

La rectificación efectiva del flujo, debe obtenerse a través del uso de una longitud adecuada de tubería recta corriente arriba y corriente abajo del medidor.

Este Apéndice presenta una técnica empírica para calcular la longitud requerida de tubería recta corriente arriba para diferentes arreglos de instalación y condiciones de operación.

La experiencia ha mostrado que una longitud de 20 veces el diámetro nominal del orificio del medidor corriente arriba de éste y 5 veces el diámetro corriente abajo, proporcionan una rectificación efectiva en la mayoría de las instalaciones. Sin embargo, es recomendable que la longitud requerida de la tubería corriente arriba, sea verificada para cada instalación a través de la técnica que se presenta en este Apéndice.

Se debe hacer notar que esta técnica no predice la longitud de la tubería recta requerida corriente abajo del medidor. -- Además se recomienda que una longitud de 5 veces el diámetro del orificio sea proporcionada corriente abajo del medidor para cualquier instalación.

CALCULO DE LA LONGITUD RECTIFICADORA DEL FLUJO CORRIENTE  
ARRIBA

Basado sobre datos empíricos, la longitud de la tubería recta requerida corriente arriba del medidor, está dada por:

$$L = (0.35D) \left( \frac{K_s}{f} \right) \quad (C-1)$$

donde:

L = Longitud de la tubería corriente arriba a partir del medidor,  
en pies.

D = Diámetro nominal del orificio del medidor, en pies.

$K_s$  = Relación de velocidad de turbulencia, adimensional.

$\mu$  = Viscosidad, en centistokes

f = Factor de Fricción de Fanning, adimensional.

El valor de la relación de la velocidad de turbulencia,  $K_s$ , para diferentes arreglos de tubería, se muestra en las Figs. C-1 a la C-5.

La ecuación (C-1), tiene una notable similitud con la ecuación de "Langhaar"<sup>19</sup> empleada para la determinación de la longitud de transición. Esta longitud, está definida como la mínima longitud de tubería requerida por un líquido para establecer sus características de perfil de velocidad, después de pasar por una perturbación corriente arriba,

#### Ejemplo (C-1)

Determinar la longitud de tubería recta corriente arriba del medidor de turbina de 6 pg., para cada uno de los arreglos que se presentan en las Figs. C-1 a la C-5 para las siguientes condiciones.

18 De AGA Report No. 3, dated April, 1955, and revised January, 1969.

19 La ecuación de Langhaar es:

$$\frac{L}{D} = 0.053 - \frac{V E D}{\mu}$$

y es referida en J.C Hunsaker and B.G. Rightmire, Engineering - Applications of Fluid Mechanics, p. 123, McGraw Hill Book Company (1947).

20 Nikuradse Curve, Meter. Eng. 66 [5] Reinhold Publishing Corp., New York, Oct. (1967).

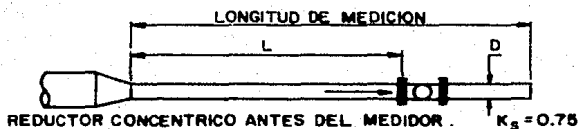


FIG. C-1

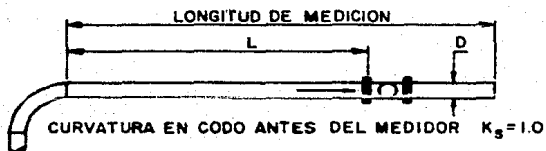


FIG. C-2

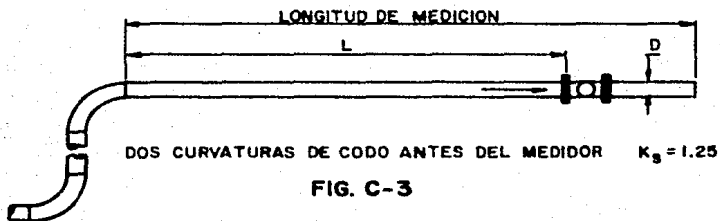


FIG. C-3

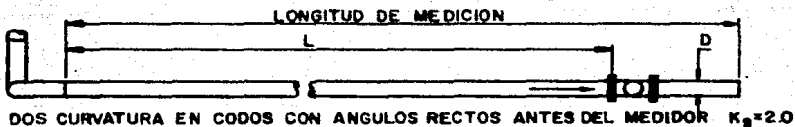


FIG. C-4

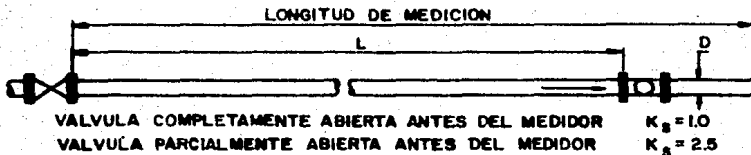


FIG. C-5

FIGURAS QUE REPRESENTAN LOS VALORES DE RELACION DE VELOCIDAD DE TURBULENCIA,  $K_s$  PARA VARIOS ARREGLOS DE TUBERIAS.

$$\epsilon/D \text{ (Rugosidad relativa)} = 0.0006$$

$$q = 2,000 \text{ gal/min.}$$

$$\mu = 1.9 \text{ centistokes.}$$

$$D = 6/12 = 0.5 \text{ pies.}$$

SOLUCION:

$$\text{No. de Reynolds, } R_n = \frac{263.6 q}{D \mu} = \frac{(263.6)(2,000)}{(0.5)(1.9)}$$

$$R_n = 5.55 \times 10^5$$

$$f = 0.0175 \text{ de la Fig. C-6}$$

De la ecuación (C-1);

$$L = (0.35) \left( \frac{K_s}{f} \right)$$

$$\frac{L}{D} = 0.35 \frac{K_s}{f} \quad (C-2)$$

$$\frac{L}{D} = \frac{0.35 K_s}{0.0175} = 20 K_s \quad (C-3)$$

Entonces para:

Figura No.	$K_s$	L (pg)	L (pies)	L/D
C - 1	0.75	90	7.5	15
C - 2	1.00	120	10.0	20
C - 3	1.25	150	12.5	25
C - 4	2.00	240	20.0	40
C - 5	2.50	300	25.0	50

Los valores de  $K_s$  son tratados como coeficientes relativos en el ejemplo anterior y al coeficiente empírico  $K_s$  se le asigna un valor de 0.35 para estar de acuerdo con la recomendación básica de una longitud de 20 diámetros de tubería recta para

la instalación normal.

FLUJO LAMINAR (CASO ESPECIAL)

Como  $1/f$  es una función del número de Reynolds,  $Rn$ , la ecuación (C-2) puede escribirse como:

$$\frac{L}{D} = (K_{lam})(Rn)(k_s) \quad (C-4)$$

$$\frac{L}{D} = (K_{lam})\left(\frac{v E D}{\mu}\right)(k_s) \quad (C-5)$$

Por lo tanto en el caso especial de flujo laminar ( $lam$ ,  $L/D$  es directamente proporcional a la densidad del líquido, velocidad y diámetro de tubería, e inversamente proporcional a la viscosidad.





APENDICE D

GENERACION DE SEÑAL Y TEORIA DE TRANSMISION

Este Apéndice suplementa y clarifica los requerimientos de la instalación eléctrica descritos en el Capítulo I.

GENERACION DE SEÑAL ELECTRICA

Los dispositivos empleados en medidores de turbina para--  
generar la señal eléctrica incluyen lo siguiente:

a).- Sistema de Inductancia.

El elemento de rotación del medidor de turbina, em--  
plea magnetos permanentes, los cuales pueden ser co--  
locados en el centro, en los extremos de los álabes, -  
junto al anillo impulsado por el rotor, o junto a la  
flecha del rotor. A pesar del diseño empleado, el -  
flujo magnético induce un voltaje dentro de una bobi  
na receptora, localizada cerca del campo magnético.

b).- Sistema de Relutancia Variable.

Consta de un magneto fijo permanente, el cual se en--  
cuentra en el centro de la bobina receptora, de tal--  
manera que una variación en el flujo magnético resul--  
ta del paso de un material magnético altamente per--  
meable del rotor muy cerca de la bobina receptora.

c).- Sistema Fotoeléctrico.

Un rayo de luz es interrumpido por álabes del rotor,  
o elementos impulsados por el rotor, de tal manera--  
que se desarrolla una señal de pulso de salida.

d).- Sistema Interruptor de lengüeta magnética.

Los contactos de un interruptor de lengüeta son a--  
biertos y cerrados por magnetos fijos en el rotor o--  
en un elemento de rotación del medidor de turbina. -  
La acción del interruptor, provoca que se interrump--  
pa una entrada constante, de manera que se produce -

una señal de salida.

De los cuatro sistemas anteriores sólo los de inductancia y el de reluctancia variable, son en realidad, generadores de la frecuencia de la señal de salida y de la magnitud del voltaje, -- los que a su vez son proporcionales a la velocidad del rotor. Los sistemas fotoeléctricos y sistemas de interruptor de lengüeta magnética, requieren la aplicación de un voltaje constante externo, -- el cual es controlado por los dispositivos sensores, de manera -- que se obtiene una onda cuadrada casi pura, La frecuencia de la señal de salida es directamente proporcional a la velocidad del -- rotor, mientras que la magnitud del voltaje varía solamente, en-- tre cero y el suministro de voltaje y no se relaciona con la velo-- cidad del rotor. Los sistemas de inductancia y los de reluctan-- cia variable, se consideran como dispositivos de bajo nivel de po-- tencia, debido a que generan unos pocos milivatios de potencia -- eléctrica. Esta energía de salida puede ser amplificada y en al-- gunos casos generada con el medidor de turbina. El amplificador de energía de salida, puede considerarse como un dispositivo de -- salida de alto nivel. Los sistemas fotoeléctricos y los sistemas de interruptor de lengüeta, son dispositivos de alto nivel, por-- que el nivel de energía de salida es controlado por el consumo de voltaje el cual requieren.

Generalmente los dispositivos de alto nivel de potencia -- son menos susceptibles a problemas de ruidos por el incremento de la relación señal/ruido. Sin embargo, cada sistema tiene limita-- ciones definidas de frecuencia, las cuales deben ser consideradas cuando se compara uno con otro.

#### TECNICAS PARA EL CONTROL DE RUIDOS

Si el nivel de ruido del voltaje puede mantenerse debajo del nivel de voltaje, el nivel mínimo del instrumento de lectura puede ajustarse para aceptar el nivel de señal y rechazar el rui-

do. Se debe tener cuidado en una instalación para no tener problemas y mantener el nivel de ruido lejos del nivel de baja señal.

Los ruidos de voltaje pueden inducirse en la bobina receptora del medidor de flujo por cambios extraños en el campo magnético, con mucha semejanza a la señal de voltaje. No importa si el medidor de flujo es del tipo de rotación magnética, -- del tipo de inductancia o del tipo de reluctancia a variable.

Estas señales extrañas, pueden generarse a partir de un solenoide de C.A y un relevador de bobina de C.A. un transformador sin protección, una pieza del mecanismo de rotación, o un simple alambre conduciendo altas corrientes alternas (C.A.) (ver Fig. D-1).

Existen dos métodos básicos para evitar señales extrañas. El primer método elimina los efectos del flujo sobre la bobina. Mediante la orientación adecuada de la bobina del medidor de flujo o alterando la bobina para que no sea sensible a los flujos magnéticos extraños. Se ve afectada a causa de líneas de flujo extrañas, perpendiculares a los ejes de la bobina del medidor (ver Fig. D-2) En el Segundo método, algunas veces se dificulta determinar la trayectoria exacta del flujo. En estos casos, es mejor encontrar la posición para la menor interferencia, mediante ensaye y error. Sin embargo, un método más satisfactorio es proporcionar un cambio para conducir el flujo a través de un conducto de metal dulce. El flujo debe ser encerrado por la protección, dejando una región sin flujo en la cual debe operar el medidor (ver Fig. D-3).

La fuente de flujo extraño debe ser protegida, encerrándola en un conducto de metal dulce. El resultado es el mismo, -- la dirección del flujo no llega a la bobina del medidor.

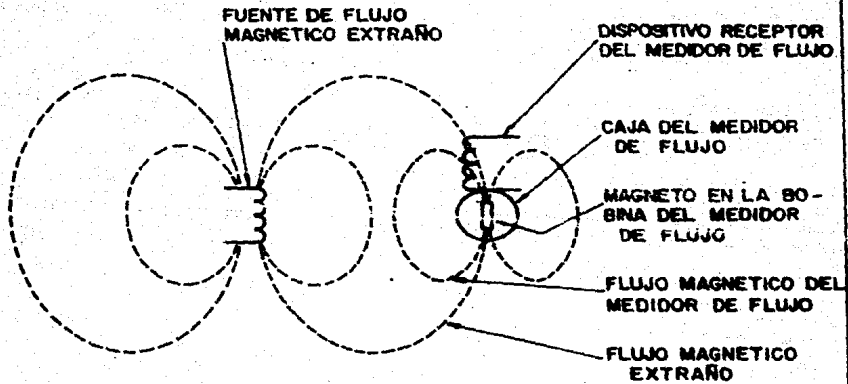


FIG. D-1 INDUCCION EXTRAÑA DE FLUJO MAGNETICO EN LA BOBINA DEL MEDIDOR DE FLUJO.

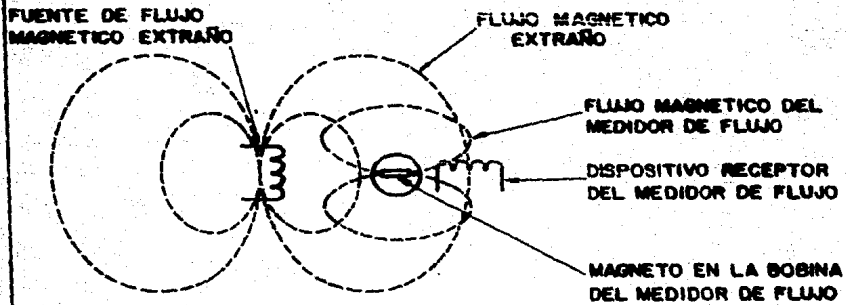


FIG. D-2 ORIENTACION DE LA BOBINA DEL MEDIDOR DE FLUJO PARA PREVENIR LA INTERFERENCIA DE FLUJO EXTRAÑO

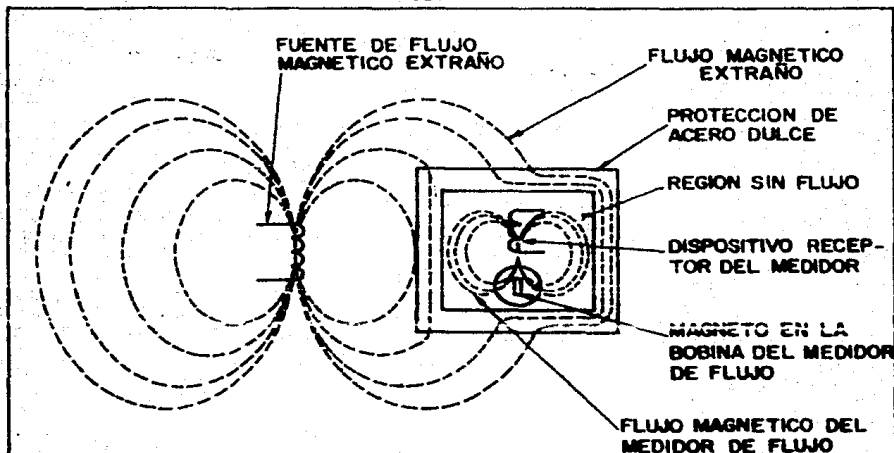


FIG. D-3 PROTECCION DEL DISPOSITIVO RECEPTOR PARA PREVENIR LA INTERFERENCIA DE FLUJO EXTRAÑO.

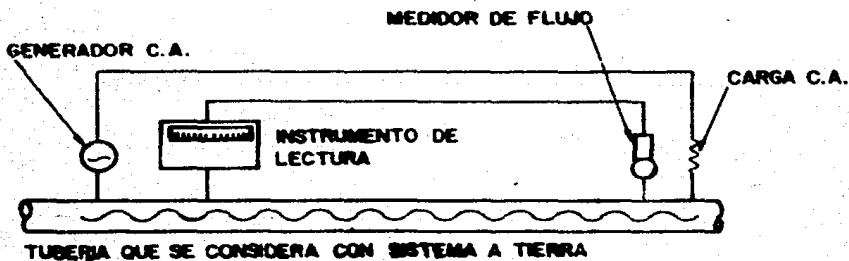


FIG. D-4 INTRODUCCION DE SEÑALES DE RUIDO POR UN CIRCUITO CERRADO CONECTADO A TIERRA.

La interferencia de señales puede introducirse en la transmisión de la señal del medidor para el equipo de lectura, debido a la diferencia del potencial entre el medidor conectado a tierra y el instrumento de lectura conectado a tierra. Esta diferencia en potencial, es provocada por altas corrientes fluyendo en el sistema conectado a tierra. Causando una caída de voltaje entre un lugar a otro. La Fig. D-4, muestra una situación simplificada conectada a tierra.

El sistema de conducto a tierra, puede considerarse como una resistencia muy larga. El generador de C.A. puede ser un transformador a los contactos del arco de un revelador o un conmutador. Si la resistencia entre el generador y la carga es  $1/10$  ohmio, requiere sólo 10 amperios en la carga para producir una diferencia de potencial de 1 voltio. La Fig. D-4 -- puede ser modificada como la Fig. D-5, para mostrar los efectos de la diferencia de voltaje en el sistema conectado a tierra sobre el sistema de lectura del medidor de flujo. Esta diferencia en potencial, es acarreada por corrientes de carga fluyendo en un sistema a tierra provocando una caída de voltaje entre un lugar y otro.

La Fig. D-6, muestra una instalación utilizando una -- conexión común a tierra en dos puntos. La diferencia de potencial conectado a tierra aparece en serie en el medidor y el instrumento de lectura no es capaz de distinguir entre estas -- dos señales. La diferencia de potencial de C.A. conectada a -- tierra, es otra manera de introducción de ruidos no deseados. -- La bobina del medidor de flujo está dentro de una caja de metal con el potencial del medidor de flujo conectado a tierra.

La bobina puede ser considerada como una placa capacitiva

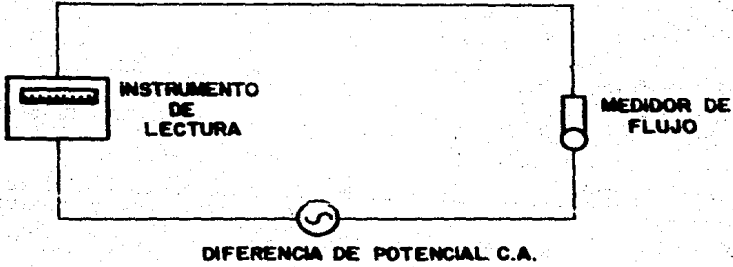


FIG. D-5 DIFERENCIA DE POTENCIAL PROVOCADA POR FALTA DE CONEXION A TIERRA.

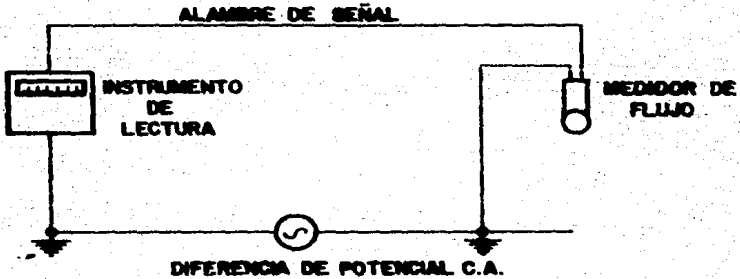


FIG. D-6 DIFERENCIA DE POTENCIAL PROVOCADA POR DOS PUNTOS A TIERRA.

ra y la caja como otra. Debido a que la reactancia capacitiva es pequeña, un suministro de baja impedancia en el equipo de lectura tenderá a reducir estos efectos, o aislando la caja del medidor de flujo de la conexión a tierra, puede eliminar la diferencia de potencial de C.A. a tierra. De tal manera que el efecto de reactancia capacitiva puede minimizarse.

Las impedancias pueden afectar los resultados del sistema medidor de turbina. Si la impedancia del dispositivo receptor -- del medidor (energía de salida) se considera constante, existen tres posibilidades con respecto a la lectura (energía de entrada) de la impedancia: La lectura de la impedancia puede ser muy alta, provocando un incremento en la sensibilidad para la señal y el -- ruido, así como posible pérdida en el registro y gastos bajos, baja potencia del voltaje aplicado o de suministro o la lectura de la impedancia puede ser igual a la impedancia del dispositivo receptor, provocando una transferencia máxima de señal de energía.

El adicionar dispositivos de lectura a un simple dispositivo receptor o preamplificador, puede cambiar la impedancia relacionada y posiblemente afectar el sistema de medición.

#### LISTA DE VERIFICACION PARA EL SISTEMA ELECTRICO DEL MEDIDOR DE TURBINA.

La siguiente inspección se debe hacer al colocar una nueva instalación de medidor para el servicio de medición o cuando -- se presentan fallas:

- a).- Verificar la polaridad del dispositivo de lectura -- con respecto a:
  - 1.- Terminal común o a tierra.
  - 2.- Fuente de potencia para instrumentos que operan con C.D.



- b).- Verificar la potencia aplicada al dispositivo de lectura de manera que:
  - 1.- El nivel del voltaje sea aceptable.
  - 2.- El rango de voltaje esté dentro de la especificación.
- c).- Verificar la continuidad de las líneas de transmisión eléctrica.
- d).- Verificar la continuidad del enrollado de la bobina receptora.
- e).- Verificar la resistencia de las terminales conectadas a tierra de:
  - 1.- Cada alambre o cable de transmisión.
  - 2.- Protección electrostática del cable de transmisión: Antes de la conexión a tierra y lo referente al conductor metálico (alta resistencia del conductor metálico).  
Después de la conexión a tierra.
  - 3.- Enrollado de la bobina.
- f).- Reverificar las conexiones a tierra y la resistencia efectiva a tierra.
- g).- Asegurarse que todos los dispositivos de lectura estén inactivos, y a flujo cero.
- h).- Ajustar el control de sensibilidad de señal sobre los dispositivos de lectura de acuerdo con las instrucciones del fabricante.
- i).- Verificar la señal del medidor de flujo en:
  - 1.- Amplitud.
  - 2.- Forma.
  - 3.- Nivel de ruido con medidor de flujo y dispositivos de lectura.
- j).- Seguir el procedimiento de prueba sobre la línea pa-

ra cada dispositivo de lectura, según lo recomendado por el fabricante.

#### EQUIPO DE PRUEBA PARA SISTEMAS ELECTRICOS

El siguiente equipo de prueba eléctrico se sugiere como el mínimo para la inspección y verificación de componentes eléctricos de un medidor de turbina y la instalación del probador.

- a).- Un multímetro operado por baterías.
- b).- Osciloscopio de uso general.

Para un simple alcance sincronizado, es preferible una banda de amplio alcance con características de escala controladas.

La operación por batería puede ser conveniente en instalaciones de campo distantes.

- c).- Milivoltímetro multirango C.A.

Un medidor que se usa con un dispositivo de recepción de inductancia y reluctancia.

El rango mínimo debe ser de 0 a 50 milivoltios. Una unidad operada por batería es conveniente en instalaciones de campo distante.

- d).- Fuente de señal de audio multirango.

Un generador de señal tiene un rango mínimo de 10 hertz con atenuadores capaces de reducir la amplitud de señal hasta un mínimo de 10 milivoltios.

APENDICE E  
CAMBIOS EN LAS DIMENSIONES DEL MEDIDOR POR  
EFECTOS DE PRESION Y TEMPERATURA

Este Apéndice proporciona la obtención de los factores de corrección  $C_{t\text{mpc}}$  y  $C_{p\text{mpc}}$ .

El método de aplicación, junto con los factores de corrección  $C_{t\text{m60}}$  y  $C_{p\text{m60}}$  para cambios en las dimensiones del líquido por cambios de presión y temperatura. La aplicación de este método matemático de modificación del factor del medidor por cambios provocados por la presión y temperatura sobre las dimensiones internas y la compresibilidad del líquido con una viscosidad mayor a 15 centistokes.

DESARROLLO DE  $C_{t\text{mpc}}$

Se muestra una ecuación simplificada que relaciona el gas to indicado con el gasto real, basada en la operación a una temperatura diferente a la de la prueba.

El desarrollo sólo considera los cambios físicos en las dimensiones de medidor, provocados por cambios de temperatura y se supone que no se deforman los álabes del rotor con los cambios de ésta.

El desarrollo no considera variaciones en la densidad del líquido, viscosidad, lubricidad y otras características que se ven afectadas por los cambios de temperatura.

La Fig. E-1, sirve como referencia en el desarrollo.

$$MF_{pc} = \frac{\text{Volumen entregado durante la prueba}}{\text{Volumen registrado durante la prueba}}$$
$$MF_{pc} = \frac{q_1}{f} \text{ --- (E-1)}$$

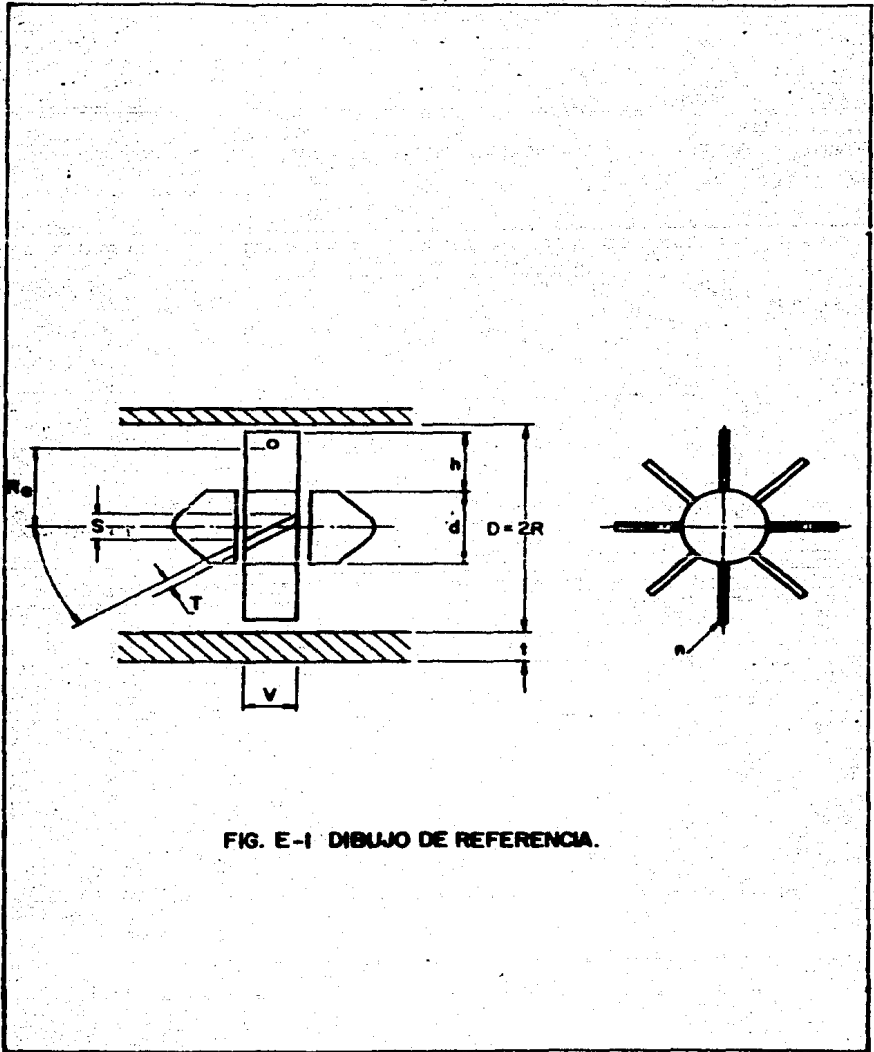


FIG. E-1 DIBUJO DE REFERENCIA.

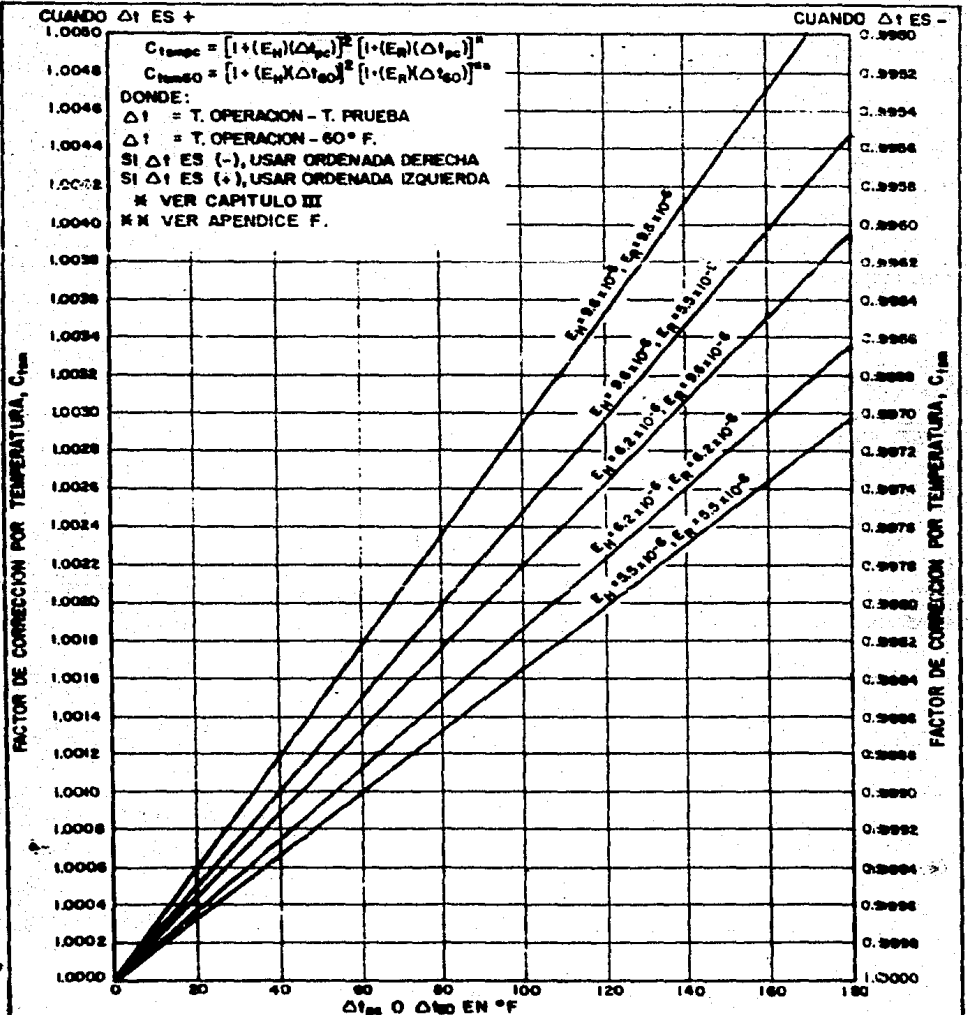


FIG. E-2 FACTOR DE CORRECCION POR TEMPERATURA PARA CONSIDERAR LOS CAMBIOS EN LAS DIMENSIONES DEL MEDIDOR POR CAMBIOS EN LA TEMPERATURA

$$q_1 = (K)(A)(V) \text{ ----- (E - 2)}$$

donde:

$M_{pc}$  = Factor de medición obtenido durante una prueba del medidor a condiciones de prueba.

$q_1$  = Gasto.

$f$  = Frecuencia de salida del medidor de turbina.

$K$  = Constante de proporcionalidad.

$A$  = Area de flujo en el plano del rotor.

$V$  = Velocidad del fluido en el plano de rotor.

$$W_R = (K_1)(f)(R_e) \text{ ----- (E - 3)}$$

donde:

$W_R$  = Velocidad angular del álabe de la turbina con radio efectivo.

$R_e$  = Radio efectivo del álabe de la turbina a temperatura de prueba.

$K_1$  = Constante de proporcionalidad.

$$t' = \frac{S}{W_R} = \frac{S}{(K_1)(f)(R_e)} \text{ ----- (E - 4)}$$

donde:

$t'$  = Tiempo del álabe de la turbina para girar hasta incrementar  $S$ .

$S$  = Incremento angular del radio efectivo del álabe de desplazamiento.

Suponiendo al fluido fluyendo en una línea recta paralela a la línea central del medidor de turbina, se tiene:

$$v = \frac{v'}{t'} = \frac{v'S}{(K_1)(f)(R_e)} = \frac{(K_1)(f)(R_e)(v)}{S} \text{ ----- (E - 5)}$$

donde:

$v$  = Ancho del álabe de la turbina.

$$\tan \alpha = \frac{S}{v} \quad (E-6)$$

sustituyendo la ecuación (E-6) en la ecuación (E - 5), se tiene:

$$v = \frac{(k_1)(f)(R_e)}{\tan \alpha} \quad (E-7)$$

$$f = \frac{(v)(\tan \alpha)}{(k_1)(R_c)} \quad (E-8)$$

sustituyendo las ecuaciones (E - 2) y (E - 8) en la ecuación (E - 1) se tiene:

$$MF_{pc} = \frac{(k)(A)(v)}{\frac{(v)(\tan \alpha)}{(k_1)(R_e)}} = \frac{(k)(k_1)(A)(R_e)}{\tan \alpha} \quad (E-9)$$

$$A = \frac{(\pi)(D^2)}{4} - \frac{(\pi)(d^2)}{4} - \frac{(n)(h)(T)}{\cos \alpha} \quad (E-10)$$

$$A = \left( \frac{\pi}{4} \right) (D^2 - d^2) - \frac{(n)(h)(T)}{\cos \alpha} \quad (E-11)$$

donde:

D = Diámetro del orificio del medidor a temperatura de prueba.

d = Diámetro del centro (estator).

n = Número de álabes de la turbina.

h = Longitud del álabe.

T = Espesor del álabe.

Como el diámetro del centro de la turbina, d, está relacionado con el diámetro del orificio, D, se puede decir que:

$$d = (X)(D) \quad (E-12)$$

$$d^2 = (X^2)(D^2) \quad (E-13)$$

donde:

X = Constante de proporcionalidad.

También el área del álabe, está relacionada con el diámetro del orificio, D, de manera que:

$$\frac{(n)(h)(I)}{\cos \alpha} = (Z^2)(D^2) \quad \text{-----} \quad \text{(E-14)}$$

donde:

Z = Constante de proporcionalidad.

Sustituyendo las ecuaciones (E-11), (E-13) y (E - 14), en la ecuación (E-9), se tiene:

$$MF_{pc} = \frac{(k)(K_1) \left[ \frac{\pi}{4} (D^2 - X^2 D^2) - (Z^2)(D^2) \right] (R_e)}{\tan \alpha} \quad \text{-----} \quad \text{(E-15)}$$

$$MF_{pc} = \frac{(k)(K_1) \left[ \frac{\pi}{4} - \frac{\pi}{4} (X^2) - Z^2 \right] (D^2)(R_e)}{\tan \alpha} \quad \text{-----} \quad \text{(E-16)}$$

Para cualquier medidor se puede decir que:

$$K_2 = \frac{(k)(K_1) \left[ \frac{\pi}{4} - \frac{\pi}{4} (X^2)(Z^2) \right]}{\tan \alpha} \quad \text{-----} \quad \text{(E-17)}$$

donde:

K<sub>2</sub> = Constante de proporcionalidad.

$$MF_{pc} = (K_2)(D^2)(R_e) \quad \text{-----} \quad \text{(E-18)}$$

$$D' = D \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{pc}) \right] \quad \text{-----} \quad \text{(E-19)}$$

$$R_e' = R_e \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{pc}) \right] \quad \text{-----} \quad \text{(E-20)}$$

donde:

D' = Diámetro del orificio del medidor a temperatura de operación.



$E_H$  = Coeficiente de expansión térmica de la caja.

$\Delta t_{pc}$  = Temperatura de operación menos temperatura de prueba.

$R_e'$  = Radio efectivo del álabe de la turbina a temperatura de --  
operación.

$E_R$  = Coeficiente de expansión térmica del rotor.

$$(MF_{pc})(C_{tampc}) = (K_2)(D^2)(R_e') \text{ ----- (E-21)}$$

$$(MF_{pc})(C_{tampc}) = (K_2)(D^2) \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{pc}) \right]^2 (R_e) \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{pc}) \right] \text{ (E-22)}$$

$$C_{tampc} = \frac{(K_2)(D^2) \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{pc}) \right]^2 (R_e) \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{pc}) \right]}{MF_{pc}} \text{ (E-23)}$$

Sustituyendo la ecuación (E-18) en la ecuación (E-23), se tiene:

$$C_{tampc} = \frac{(K_2)(D^2) \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{pc}) \right]^2 (R_e) \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{pc}) \right]}{(K_2)(D^2)(R_e)} \text{ (E-24)}$$

Simplificando, se tiene:

$$C_{tampc} = \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{pc}) \right]^2 \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{pc}) \right] \text{ ----- (E-25)}$$

El signo algebraico de  $\Delta t_{pc}$ , debe respetarse. Si la temperatura de operación es menor que la temperatura de prueba, resulta un -- valor negativo, el cual se debe respetar en los cálculos.

La ecuación (E-25) es de forma cúbica para la expansión-térmica y no tiene ninguna relación con el tamaño del medidor.

Cuando la temperatura de operación excede a la temperatura de prueba, los pulsos por unidad de volumen generados por la turbina, disminuyen, provocando que  $C_{tampc}$  sea mayor de 1.0. En forma similar, cuando la temperatura de operación es menor que la temperatura de prueba, se generan más pulsos por unidad de volumen y --

$C_{t\text{smpc}}$  es menor a 1.0

El uso de la Fig. E-2, permite una determinación rápida de  $C_{t\text{smpc}}$  para cualquier condición de temperatura de prueba y de operación en la mayoría de los medidores. Para un medidor fabricado de metales especiales no mostrados en la gráfica,  $E_H$  y  $E_R$  deben establecerse para esos metales y dibujar una línea sobre la gráfica, indicándolos en sustitución de la fórmula.

### DESARROLLO DE $C_{p\text{smpc}}$

Se presenta una ecuación simplificada que relaciona el -- gasto indicado con el gasto real,, se basa en la operación de una presión diferente a la de prueba. El desarrollo considera sólo -- los cambios físicos en la caja simple del medidor, como resultado de las variaciones de presión y se supone que no ocurren cambios en el volumen del rotor.

El desarrollo no considera variaciones en: la densidad -- del líquido, viscosidad, lubricidad y otras propiedades provocadas por cambios de presión.

El desarrollo se basa en la ampliación de la variación del registro indicado por el medidor, relacionándolo directamente con la variación del área de flujo en el plano del rotor.

$$C_{p\text{smpc}} = \frac{A_o}{A_p} \quad \text{--- (E-26)}$$

donde:

$C_{p\text{smpc}}$  = Factor de corrección para cambios en las dimensiones físicas del medidor provocados por los cambios de presión.

$A_o$  = Área de flujo con presión de operación.

$A_p$  = Área de flujo con presión de prueba.

$$A_p = (\pi)(R^2) - A_T \quad \text{--- (E-27)}$$

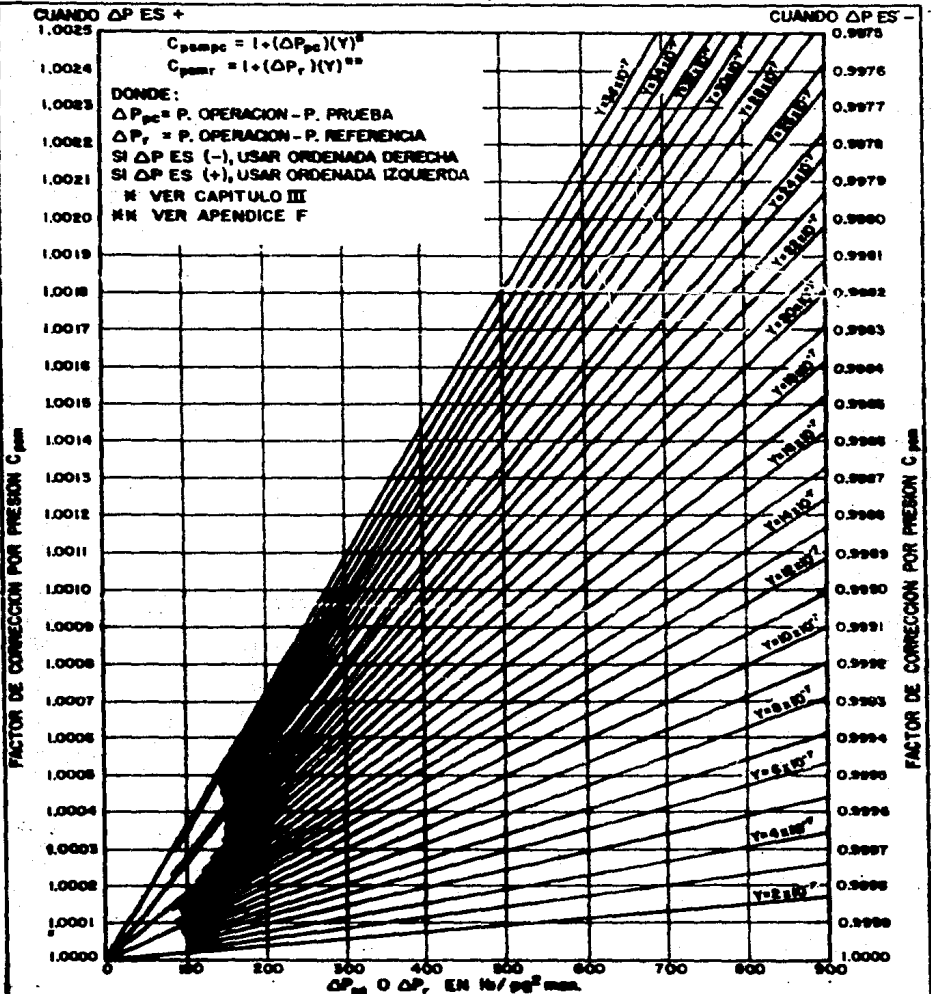


FIG. E-3 FACTOR DE CORRECCION POR PRESION PARA CONSIDERAR LOS ESFUERZOS DEL MEDIDOR PROVOCADOS POR CAMBIOS EN LA PRESION

donde:

R = Radio del orificio de la caja del medidor.

A<sub>T</sub> = Area del rotor.

$$A_o = (\pi)(R + \Delta R)^2 - A_T \quad (E - 28)$$

donde:

R = Cambio en el radio del medidor debido a la variación de presión.

Sustituyendo las ecuaciones (E-27) y (E-28) en la ecuación (E-26) se tiene:

$$C_{psmpc} = -\frac{(\pi)(R + \Delta R)^2}{(\pi)(R^2)} - \frac{A_T}{A_T} \quad (E - 29)$$

El área del rotor puede ser considerada un porcentaje fijo del área del orificio de la caja.

$$A_T = (\pi)(R^2)(R^2) \quad (E - 30)$$

donde:

B = Constante de proporcionalidad.

Sustituyendo la ecuación (E-30) en la ecuación (E-29), se tiene:

$$C_{psmpc} = -\frac{(\pi)(R + \Delta R)^2}{(\pi)(R^2)} - \frac{(\pi)(B^2)(R^2)}{(\pi)(B^2)(R^2)} \quad (E-31)$$

$$C_{psmpc} = -\frac{R^2 + (2)(R)(\Delta R) + \frac{\Delta R^2}{2}}{(R^2)(1 - B^2)} - \frac{(B^2)(R^2)}{(B^2)(R^2)} \quad (E-32)$$

$$C_{psmpc} = \frac{1 + \frac{2}{R} \frac{\Delta R}{R} + \frac{\Delta R^2}{R^2} - B^2}{1 - B^2} \quad (E-33)$$

$$C_{psmpc} = -\frac{1 - B^2}{1 - B^2} + \frac{\frac{2}{R} \frac{\Delta R}{R}}{1 - B^2} - \frac{\frac{\Delta R^2}{R^2}}{1 - B^2} \quad (E-34)$$

El termino  $-\frac{\Delta R^2}{R^2}$  puede ser considerado como insignificante

por lo que:

$$C_{psmpc} = 1 + \frac{2}{1 - B^2} \frac{\Delta R}{R} \quad (E-35)$$

Considerando la caja del medidor como un cilindro de pared delgada,

$$\Delta R = \frac{R}{E} \left[ - \left( \frac{\Delta P_{pc}}{t} \right) (R) - (\gamma) \left( \frac{\Delta P_{pc}}{2t} \right) (R) \right] \quad (E-36)$$

simplificando, se tiene:

$$\Delta R = \left( \frac{\Delta P_{pc}}{E} \right) (R^2) - \left( \frac{2}{2t} \gamma \right) \quad (E-37)$$

donde:

E = Módulo de elasticidad en tensión, en lb/pg<sup>2</sup>.

$\Delta P_{pc}$  = Cambios de presión que produce  $\Delta R$ .

t = Espesor de pared de la caja del medidor.

$\gamma$  = Relación de Poisson.

Sustituyendo la ecuación (E-37) en la ecuación (E-35), se tiene:

$$C_{psmpc} = 1 + \frac{\frac{(2)(\Delta P_{pc})(R^2)}{ER} - \left(\frac{2}{2t}\gamma\right)}{1 - B^2} \quad (E-38)$$

$$C_{psmpc} = 1 + \frac{\left\{ \frac{(2)(\Delta P_{pc})(R^2)}{E} - \left(\frac{2}{2t}\gamma\right) \right\}}{1 - B^2} \quad (E-39)$$

La ecuación (E-39), puede simplificarse considerando las constantes dimensionales asociadas a cualquier medidor como un módulo - Y, que permanece fijo, es decir, nunca cambia independientemente del medidor, donde:

$$Y = \frac{\left( \frac{2 - \gamma}{E} \right) (2R)}{(1 - B^2)(2t)} = \frac{\left( \frac{2 - \gamma}{E} \right) (2R)}{\left( 1 - \frac{A}{2} \right) (2t)} \quad (E-40)$$

de la ecuación (E - 39 ), se tiene:

$$C_{psmpc} = 1 + ( \Delta P_{pc} ) (Y) \quad (E-41)$$

donde:

Y = De la ecuación (E-40).

$\Delta P_{pc}$  = Presión de operación menos presión de prueba.

$$\Delta P_{pc} = P_o - P_p$$

$P_o$  = Presión durante la operación.

$P_p$  = Presión durante la prueba.

El signo algebraico de  $\Delta P_{pc}$  debe respetarse. Si la presión de operación es menor que la presión de prueba, resulta un valor negativo, el cual debe ser usado en los cálculos.

La ecuación (E-41), muestra que el efecto de presión es una función del radio del medidor dividido entre el espesor de pared de la caja.

El uso de la Fig. E-3, permite una determinación rápida de  $C_{psmpc}$  para cualquier condición de prueba y operación de un medidor proporcionando el valor de Y que ha sido previamente determinado.

En el cálculo de Y para un medidor, es conveniente consultar al fabricante del medidor respecto a las dimensiones necesarias y el tipo de material de la caja del medidor.

$C_{psmpc}$  para cualquier medidor de caja doble es igual a 1.0 para cualquier presión.

#### RESUMEN

Cuando es necesario corregir, tanto por presión como por temperatura, es necesario seguir las indicaciones vistas en el Ca

pítulo III, o como se explica en el Apéndice F.

Los desarrollos anteriores describieron procedimientos matemáticos para calcular los factores de corrección, para compensar los cambios en las dimensiones del medidor, provocados por cambios de presión y temperatura que ocurren después de la prueba del medidor.

Su uso no se recomienda durante la prueba de un medidor donde se requiere una medición óptima.

APENDICE F

METODO ALTERNATIVO PARA LA APLICACION DE CORRECCIONES  
DE PRESION Y TEMPERATURA

Este método alternativo no se recomienda usar en la medición de aceites crudos o en hidrocarburos líquidos con una viscosidad mayor a 15 centistokes.

En este Apéndice se presentan las ecuaciones para el cálculo del factor del medidor y el gasto respectivamente.

$$MF_{60 \text{ y } pc} = \frac{(BV)(C_{t1p60})(C_{p1pr})(C_{tsp60})(C_{pspr})}{(M_R)(C_{t1m60})(C_{p1mpc})(C_{tampc})(C_{psmpc})} \quad \text{--- (F-1)}$$

$$q_{60 \text{ y } r} = (M_R)(MF_{60 \text{ y } pc})(C_{t1m60})(C_{p1mpc})(C_{tampc})(C_{psmpc}) \quad \text{--- (F-2)}$$

Estas ecuaciones se basan sobre las condiciones de referencias establecidas para los factores del medidor como sigue:

$C_{t1m60}$  = Temperatura del líquido en el medidor = 60°F

$C_{p1mpc}$  = Presión del líquido en el medidor.  
= Presión en el medidor durante la prueba.

$C_{tampc}$  = Temperatura en la caja del medidor.  
= Temperatura en el medidor durante la prueba.

$C_{psmpc}$  = Presión en la caja del medidor.  
= Presión en el medidor durante la prueba.

Debido a que  $C_{psmpc}$ ,  $C_{tampc}$  y  $C_{p1mpc}$  son todos iguales a 1.0 durante la prueba y también cuando es operado a condiciones idénticas bajo las cuales fue probado, los cálculos son más simples para estos tipos de instalaciones de medición, al mismo tiempo



po las ecuaciones son aplicables a cualquier presión y temperatura de operación diferentes a las de prueba, ya que los factores -  $C_{plmpc}$ ,  $C_{tampc}$  y  $C_{psmpc}$ , se refieren al factor de medición a las condiciones de prueba de presión y temperatura. Por lo tanto, es tos factores de corrección, sólo son necesarios cuando un medidor difiere de las condiciones a las que fue probado.

Cuando las correcciones se emplean en el cálculo del gasto, es fundamental conocer la presión y temperatura de prueba y usarlas como base de referencia.

#### METODO ALTERNATIVO

En ciertos tipos de instalaciones de medición, particularmente en aquellos en los que se emplean computadora para llevar a cabo los cálculos de gasto o donde se encuentran fluctuaciones de presión o temperatura. Puede ser conveniente usar un factor de medición, teniendo condiciones de referencia normalizadas de presión y temperatura en lugar de las condiciones de referencia de presión y temperatura las cuales existieron durante la prueba, como lo recomendado en el Capítulo III. El factor de medición puede ser usado con cualquier presión o temperatura de operación y las correcciones  $C_{t1m60}$ ,  $C_{plmr}$ ,  $C_{tsm60}$  y  $C_{psmr}$  pueden calcularse sin conocer la presión y temperatura a las cuales el medidor fue probado. Esto se conoce como  $MF_{60}$  y  $r$ , significando que es un factor de medición a condiciones de referencia normalizadas de presión y temperatura como sigue:

$C_{t1m60}$  = Temperatura del líquido en el medidor = 60 °F.

$C_{plmr}$  = Presión del líquido en el medidor.  
= Presión de referencia de medición<sup>21</sup>.

21 La presión de referencia de medición para líquidos que tienen una presión de vapor igual o menor que la atmosférica es 0 - - lb/pg<sup>2</sup>man.

$C_{tsm60}$  = Temperatura de la caja del medidor.  
= 60 °F.

$C_{psmr}$  = Presión en la caja del medidor.  
= Presión de referencia de medición.

El uso de  $MF_{60 \text{ y } r}$  significa que en el cálculo del factor de medición del gasto neto total, la lectura indicada por el medidor a la presión y temperatura de operación siempre debe traducirse a un volumen equivalente a 60 °F y 0 lb/pg<sup>2</sup> man, mediante la aplicación de los factores de corrección para las cuatro y variables.

Las ecuaciones para la determinación del factor de medición  $MF_{60 \text{ y } r}$  y gasto neto  $q_{60 \text{ y } r}$  son las siguientes:

$$MF_{60 \text{ y } r} = \frac{(BV) (C_{tlp60}) (C_{plpr}) (C_{pspr60}) (C_{pspr})}{(M_R) (C_{tlm60}) (C_{plmr}) (C_{tsm60}) (C_{psmr})} \quad \text{--- (F-3)}$$

$$q_{60 \text{ y } r} = (M_R) (MF_{60 \text{ y } r}) (C_{tlm60}) (C_{plmr}) (C_{tsm60}) (C_{psmr}) \quad \text{--- (F-4)}$$

donde:

$MF_{60 \text{ y } r}$  = Factor de medición a las condiciones de presión y temperatura siguientes:

Temperatura del líquido en el medidor = 60°F

Presión del líquido en el medidor = 0 lb/pg<sup>2</sup> man. ( u otra presión de referencia).

Temperatura en la caja del medidor = 60°F

Presión en la caja del medidor = 0 lb/pg<sup>2</sup> man. (u otra presión de referencia).

$q_{60 \text{ y } r}$  = Gasto real neto de líquido a 60°F y 0 lb/pg<sup>2</sup> man ( u otra presión de referencia) que pasa a través del medidor.

BV = Volumen base del probador de desplazamiento mecánico o tanque probador, cuando su presión interna es 0 lb/pg<sup>2</sup> man y su temperatura es 60°F.

C<sub>tlp60</sub> = Factor de corrección para la temperatura del líquido en el probador, para pasar el volumen de líquido observado o desplazado del probador a la temperatura de éste, a su volumen equivalente a 60°F. (C<sub>tlp60</sub> se obtiene de ASTM D 1250).

C<sub>plpr</sub> = Factor de corrección para la presión del líquido en el probador, para pasar el volumen de líquido observado o desplazado a presión del probador a su volumen equivalente a la presión de referencia de medición. La presión de referencia de medición para líquidos con presión de vapor igual o menor que la atmosférica es 0 lb/pg<sup>2</sup> man. C<sub>plpr</sub> se obtiene de la ecuación:

$$V_l = (V_h) \frac{1 - (P_l - P_e)(F)}{1 - (P_h - P_e)(F)} \quad \text{--- (F-5)}$$

Para convertir un volumen a alta presión a un volumen equivalente a baja presión (ver API Standard 1101).

$$\text{Si } C_{plpr} = \frac{V_l}{V_h} \quad \text{--- (F-6)}$$

entonces,

$$C_{plpr} = \frac{1 - (P_r - P_e)(F)}{1 - (P_h - P_e)(F)} \quad \text{--- (F-7)}$$

donde:

P<sub>r</sub> = Presión de referencia de medición, en lb/pg<sup>2</sup> man, considerada como 0 lb/pg<sup>2</sup> man para líquidos con presión de vapor igual o menor de la atmosférica.

$P_e$  = Presión de equilibrio, en  $\text{lb/pg}^2 \text{man}$ , para el líquido en el probador, normalmente considera como  $0 \text{ lb/pg}^2 \text{man}$  para líquidos con presión de vapor menor que la atmosférica.

$F$  = Factor de compresibilidad. (en  $\text{lb/pg}^2$ )<sup>-1</sup> para el líquido en el probador, a temperatura del probador, (de API Standard 1101, Fig. 33, o Tabla II).

$P_h$  = Presión promedio del líquido en el probador, en  $\text{lb/pg}^2 \text{man}$ .

$C_{tsp60}$  = Factor de corrección por temperatura del acero en el probador, para pasar el volumen base del probador a  $60^\circ\text{F}$  a su volumen equivalente a la temperatura de prueba.

( $C_{tsp60}$  para probadores de desplazamiento mecánico, se obtiene de API Standard 2531, Apéndice. B, Tabla I;)

( $C_{tsp60}$  para tanque probador, se obtiene de la Tabla de  $C_{ts}$  de API Standard 1101, Part. 3045.)

$C_{pspr}$  = Factor de corrección por presión en el acero del probador, para pasar el volumen base del probador a  $0 \text{ lb/pg}^2 \text{man}$  a su volumen equivalente con la presión observada en el probador.

$M_R$  = Lectura del Medidor:

Lectura de cierre menos lectura de operación del medidor durante la prueba o durante cualquier período de medición.

$C_{t1m60}$  = Factor de corrección por temperatura del líquido en el medidor, para pasar el volumen registrado a la temperatura observada del medidor a su volumen equivalente a  $60^\circ\text{F}$ .

( $C_{t1m60}$  se obtiene de ASTM D 1250)

$C_{plmr}$  = Factor de corrección por presión del líquido en el medidor, para pasar a su volumen equivalente con  $0 \text{ lb/pg}^2 \text{man}$  u otra presión de referencia. Cuando un medidor es probado, su presión durante la prueba es la presión de operación.

( $C_{plmr}$  se obtiene de API Standard 1101, Part. 3046 y 4008 a la 4011).

$$C_{plmr} = \frac{1 - (P_r - P_{er})(F_r)}{1 - (P_o - P_{eo})(F_o)} \quad \text{--- (F-8)}$$

donde:

$P_r$  = Presión de referencia para el factor del medidor, considerada como 0 lb/pg<sup>2</sup> man para líquidos con presión de vapor igual o menor que la atmosférica.

Cuando  $P_r = 0$ , la ecuación es:

$$C_{plmr} = \frac{1}{1 - (P_o - P_{eo})(F_o)} \quad \text{--- (F-9)}$$

$P_{er}$  = Presión de equilibrio del líquido medido a la temperatura de referencia, en lb/pg<sup>2</sup> man.

Si la presión de equilibrio es la presión atmosférica o menor, usar cero presión manométrica.

$F_r$  = Factor de compresibilidad para el líquido medido a la temperatura de referencia, en (lb/pg<sup>2</sup>)<sup>-1</sup> (de API Standard 1101, Fig. 33, o Tabla II).

$P_o$  = Presión interna observada en la caja del medidor durante la operación del medidor, en lb/pg<sup>2</sup> man.

$F_o$  = Factor de compresibilidad para el líquido medido a temperatura de operación, en (lb/pg<sup>2</sup> man)<sup>-1</sup> (de API Standard 1101, Fig. 33, o Tabla II).

$C_{tam60}$  = Factor de corrección por el efecto de temperatura sobre el acero del medidor, para pasar la lectura del medidor -- con temperatura de operación a su lectura equivalente a 60 °F (Considerando el mismo tamaño del medidor). Cuando un medidor es probado, la presión durante la prueba es la presión de operación.  $C_{tam60}$  se obtiene de la Fig.E-2 o como --

sigue:

$$C_{tsm60} = \left[ 1 + (E_H)(\Delta t_{60}) \right]^2 \left[ 1 + (E_R)(\Delta t_{60}) \right] \quad \text{--(F-10)}$$

donde:

$E_H$  = Coeficiente lineal medio de expansión térmica del material de la caja del medidor.

$\Delta t_{60}$  = Temperatura de operación del medidor menos 60°F. El signo algebraico de  $\Delta t_{60}$  debe ser respetado, si la temperatura de operación es menor a 60 °F, resulta un valor negativo, el cual debe ser usado en los cálculos.

$E_R$  = Coeficiente lineal medio de expansión térmica del material del rotor del medidor.

La condición de referencia del factor de medición, respecto a la temperatura, se considera 60°F

$C_{psmr}$  = Factor de corrección por el efecto de presión sobre el acero del medidor, para pasar la lectura del medidor con presión de operación a su lectura equivalente a 0 lb/pg<sup>2</sup> man (Presión de referencia), considerando el mismo tamaño del medidor.

Cuando un medidor es probado, la presión durante la prueba es la presión de operación.

$C_{psmr}$  se obtiene de la Fig. E-3 o como sigue (ver Apéndice E<sup>3</sup>):

$$C_{psmr} = 1 + (\Delta P_r)(Y) \quad \text{-- -- -- (F-11)}$$

donde:

$\Delta P_r$  = Presión interna de la caja del medidor durante la operación menos la presión de referencia. Para líquidos con presión de vapor igual o menor que la atmosférica, la presión de referencia es 0 lb/pg<sup>2</sup> man. Generalmente el signo algebraico de  $\Delta P_r$  debe ser positivo, pero técnicamente

este signo debe ser respetado durante los cálculos.

Y se determina por medio de la ecuación (11).

La condición de referencia del factor de medición, respecto a la presión de referencia.

### EJEMPLO DE UN VOLUMEN MEDIDO VARIANDO LA PRESION Y LA TEMPERATURA USANDO EL METODO ALTERNATIVO

El siguiente ejemplo, muestra la aplicación general de los factores de corrección por el método alternativo, donde se presentan variaciones de presión y temperatura, durante la operación del medidor de turbina.

#### CONDICIONES

Todas las condiciones, datos del medidor, del probador, períodos de medición y lecturas del medidor de este ejemplo, son idénticos a los indicados en el Capítulo III.

#### Ejemplo ( F-1)

Calcular los siguientes incisos, usando el método alternativo. -

- a).- Factor de medición,  $MF_{60}$  y  $r$ .
- b).- Gasto de medición del período No. 1
- c).- Gasto de medición del período No. 2
- d).- Gasto total de ambos períodos de medición.

#### SOLUCION:

De la ecuación (F-3) de esta Apéndice.

$$MF_{60} \text{ y } r = \frac{(BV)(C_{t1p60})(C_{p1pr})(C_{tsp60})(C_{pspr})}{(M_R)(C_{t1m60})(C_{p1mr})(C_{tsm60})(C_{psmr})}$$

refiriéndose a los datos de prueba,

$$BV = 16.182 \text{ bl}$$

$C_{tip60} = 1.0075$  de ASTM D 1250, Tabla 6, para 61.0 °API a 48°F.

De ecuación (F-7), se tiene;

$$C_{plpr} = \frac{1 - (0 - 0)(0.0000074)}{1 - (90 - 0)(0.0000074)}$$

= 1.0007 para 61.0 °API a 48.0 ° F.

$C_{top50} = 0.9998$  de API Standard 2531, Tabla I para 48 °F.

$C_{papr} = 1.0001$  de API Standard 2531, Tabla II, para probador con tubería de 12 pg. de D.I. X 0.375 pg de espesor de pared para 90 lb/pg<sup>2</sup> man.

$M_R = 16.093$  bl

$C_{tam60} = 1.0063$  de ASTM 1250, Tabla 6, para 61.0, °API con 50 °F-

De Ecuación (F-8), se tiene;

$$C_{plmr} = \frac{1 - (0 - 0)(0.0000074)}{1 - (100 - 0)(0.0000074)}$$

= 1.0007 para 61 °API con 50 °F, de API Standard 1101, Tabla II.

$t_{am60} = 0.9998$ , calculado como sigue:

$E_H = 9.6 \times 10^{-6}$  pg/ pg/°F para acero inoxidable tipo 304.

$E_R = 5.5 \times 10^{-6}$  pg/ pg/ °F para acero inoxidable tipo 416.

$$\Delta t_{60} = 50 - 60 = - 10$$

$$C_{tam60} = \left[ 1 + (9.6 \times 10^{-6})(-10) \right]^2 \left[ 1 + (5.5 \times 10^{-6})(-10) \right]$$

$$C_{tam60} = 0.9998$$

o de Fig. E-2:

$$C_{tam60} = 0.9998$$



$C_{psmr} = 1.0001$ , calculado como sigue:

De la Ecuación (E-40), se tiene;

$$Y = \frac{(2 - 0.333)(6)}{(28,000,000) \left(1 - \frac{10}{(3.14)(9)}\right)^2 (0.321)}$$

$$Y = 8.61 \times 10^{-7}$$

$$P_r = 100 - 0 = + 100$$

$$C_{psmr} = 1 + 100 (8.61 \times 10^{-7})$$

$$C_{psmr} = 1.0001$$

o de Fig. E-3:

$$C_{psmr} = 1.0001$$

De ecuación (F-3), se tiene;

$$MF_{60 y r} = \frac{(16.182)(1.0075)(1.0007)(0.9998)(1.0001)}{(16.093)(1.0063)(1.0007)(0.9998)(1.0001)}$$

$$MF_{60 y r} = 1.0067$$

Como la ecuación (F-4) es;

$$q_{60 y r} = (M_R)(MF_{60 y r})(C_{tlm60})(C_{plmr})(C_{tsm60})(C_{psmr})$$

Para el primer período de medición,  $q_1$ , donde el medidor opera a condiciones de prueba,

$$M_R = 910,323 - 878,432 = 31.891 \text{ bl}$$

$$MF_{60 y r} = 1.0067 \text{ de la ecuación (F-3)}$$

$$C_{tlm60} = 1.0063 \text{ de ASTM D 1250, Tabla 6, para } 61 \text{ }^\circ\text{API con } 50 \text{ }^\circ\text{F.}$$

De ecuación (F-8) se tiene;

$$C_{plmr} = \frac{1 - (0 - 0)(0.0000074)}{1 - (100 - 0)(0.0000074)}$$

$$= 1.0007$$

$C_{tm60} = 0.9998$  de la Fig. E-2 para  $At_{60} = - 10$

$C_{psmr} = 1.0001$  de la Fig. E-3, para  $AP_r = 100$  y  $\gamma = 8.61 \times 10^{-7}$

$q_1 = (910,323 - 878,432)(1.0067)(1.0063)(1.0007)(0.9998)(1.0001)$

$q_1 = 32,326$  bl a  $60^\circ F$  y  $0$  lb/pg<sup>2</sup> man.

Para el segundo periodo de medición,  $q_2$ , donde el medidor está operando con  $625$  lb/pg<sup>2</sup> man y  $75^\circ F$ .

$M_R = 1.0011,480 - 910,323 = 101,157$  bl

$MF_{60 \text{ y } r} = 1.0067$  de la prueba del medidor.

$C_{tm60} = 0.9906$  de ASTM D 1250, Tabla 6, a  $61^\circ$  API con  $75^\circ F$ .

De la ecuación (F-8), se tiene:

$$C_{plmr} = \frac{1 - (0 - 0)(0.0000082)}{1 - (625 - 0)(0.0000082)} = 1.0052$$

donde:

$AP_r = 0$ ,  $P_o = 625$  lb/pg<sup>2</sup> man y temperatura de  $75^\circ F$ .

$C_{tm60} = 1.0004$  de la Fig. E-2,

donde:

$At_{60} = 75 - 60 = + 15$  y la temperatura de operación es mayor --  
que la temperatura de referencia.

$C_{psmr} = 1 + 625(8.61 \times 10^{-7}) = 1.0005$  de la Fig. E-3, donde:

$\Delta P_r = 625$ ,  $\gamma = 8.61 \times 10^{-7}$  y la presión de operación es mayor que la presión de referencia.

$$q_2 = (1.011,480 - 910,323)(1.0067)(0.9906)(1.0052)(1.0004)(1.0005)$$

$$q_2 = 101,493 \text{ bl a } 60 \text{ }^\circ\text{F y } 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

$$\text{Costo total} = q_1 + q_2$$

$$= 32,326 + 101,493$$

$$= 133,819 \text{ bl a } 60 \text{ }^\circ\text{F y } 0 \text{ lb/pg}^2 \text{ man.}$$

APENDICE G

DIAGNOSTICO Y CORRECCION DE FALLAS

Este Apéndice, es una guía para la reparación del sistema de medición de turbina, que no esté funcionando adecuadamente. Su propósito es identificar las fallas para la rápida restauración del servicio.

PIEZAS DE REPUESTO Y HERRAMIENTAS ESPECIALES

Se supone que el fabricante proporciona un juego completo de piezas de repuesto recomendadas y herramientas especiales que se requieren para un buen mantenimiento.

Un osciloscopio para la observación de señales eléctricas, es de gran ayuda para determinar la naturaleza y forma de los pulsos recibidos por el contador (Para detalles ver Apéndice D).

FUENTES DE FALLAS

MECANICAS:

- 1.- Adherencia de material extraño a los álabes del rotor.
- 2.- Daño por material extraño o pérdida de álabes del rotor.
- 3.- Daño por material extraño al asiento de las válvulas y al desplazador provocando fugas.
- 4.- Obturación por material extraño en las venas rectificadoras.
- 5.- Defectos o desgaste.
- 6.- Defecto o desgaste en la salida de la flecha. (cuando se usen).
- 7.- Arrastre excesivo en la salida de la flecha. (cuando se use).
- 8.- Material ferroso adherido en los magnetos permanentes.

ELECTRICAS:

1.- PRUEBA.

- a).- Interruptor defectuoso del detector desplazador.
- b).- Dispositivo receptor defectuoso.
- c).- Circuito de transmisión defectuoso (circuito abierto o no protegido).
- d).- Presencia de un fuerte campo eléctrico.
- e).- Contador de prueba defectuoso (ver manual de operación del fabricante)
- f).- Preamplificador defectuoso.

2.- REGISTRADOR REMOTO.

- a).- Bobina receptora o impulso del contador defectuoso.
- b).- Circuito de transmisión defectuoso.
- c).- Dispositivo acumulador defectuoso (ver manual de - - operación del fabricante).
- d).- Preamplificador defectuoso.

Las tres mayores fuentes de fallas en el circuito contador y los pasos que se sugieren para su eliminación, se presentan en las Figs. G-1, G-2, G-3. Aunque estas ilustraciones tratan principalmente con totalizadores digitales, también son aplicables a varios tipos de dispositivos analógicos de indicación, generalmente usados en muchas aplicaciones de medidores de turbina. El conocimiento de los instrumentos implicados es esencial y la operación manual es de gran ayuda. Si un totalizador no cuenta, ver la Fig. G-1. Si un totalizador cuenta demasiado rápido, ver la Fig. G-2. Si un totalizador cuenta demasiado lento o cuenta intermitentemente o irregularmente, ver la Fig. G-3.

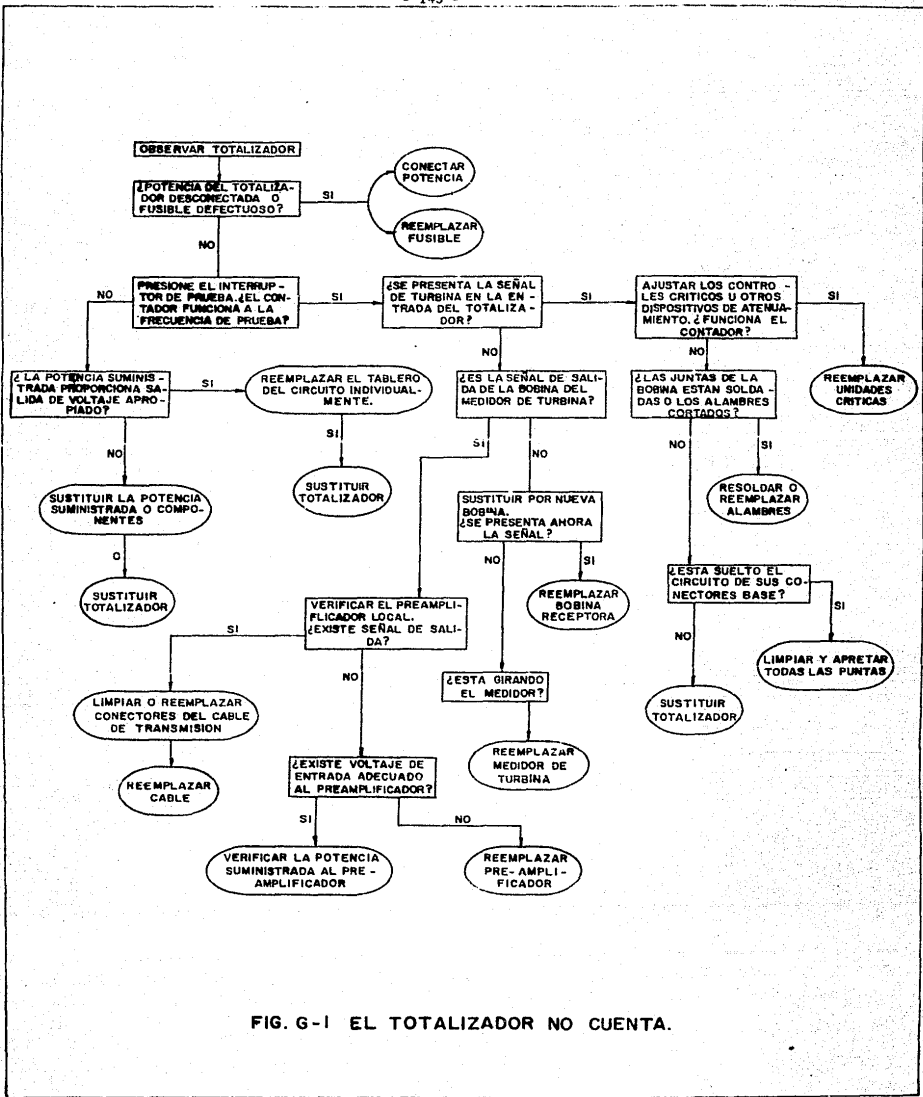


FIG. G-1 EL TOTALIZADOR NO CUENTA.

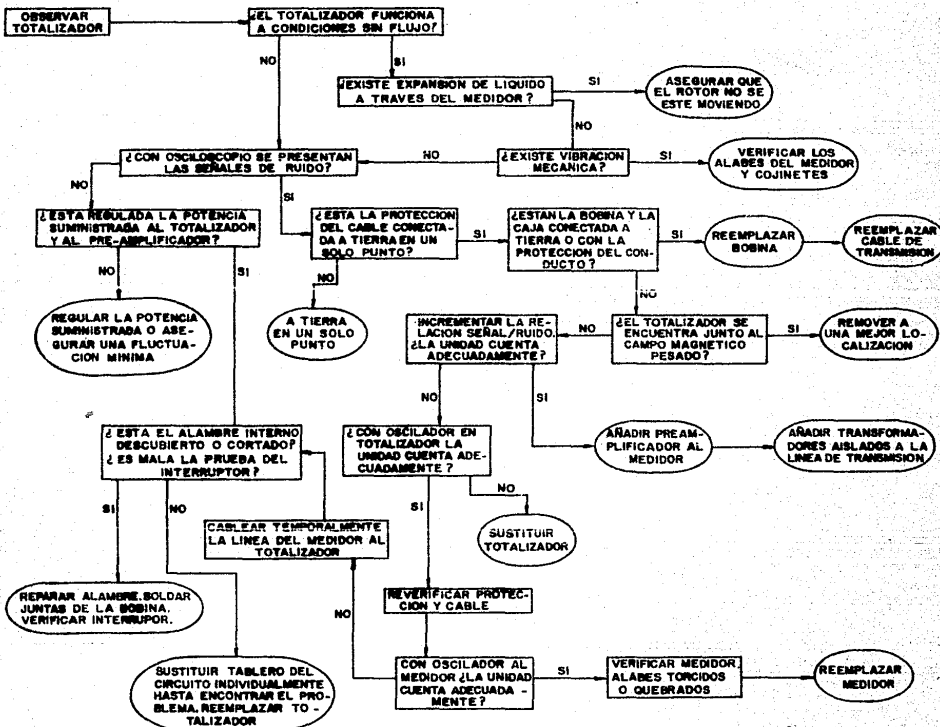


FIG. G-2 EL TOTALIZADOR CUENTA MUY RAPIDO (SOBRE CONTEO)

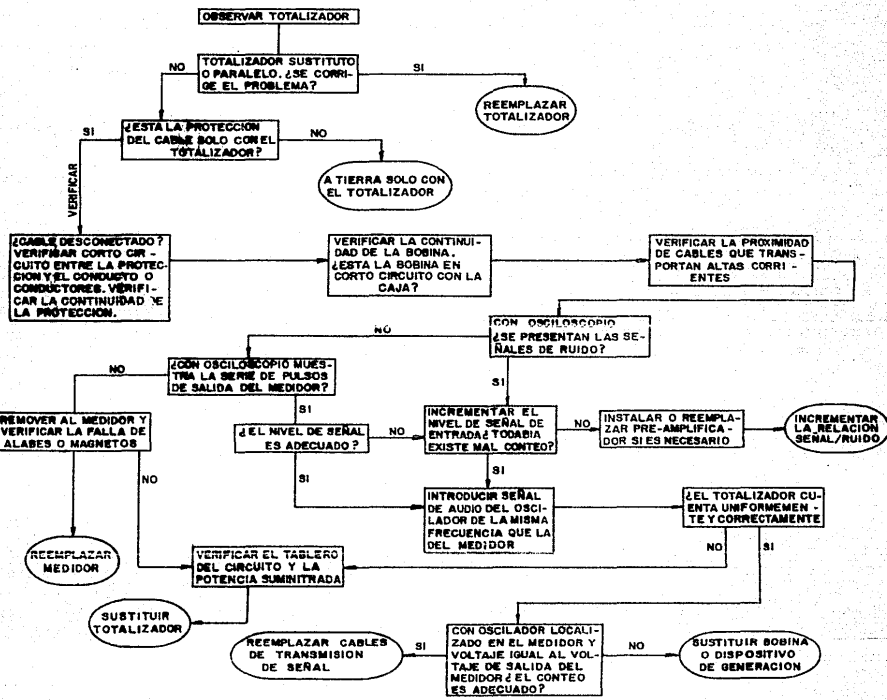


FIG. G-3 CONTEO DEL TOTALIZADOR (LENTAMENTE, INTERMITENTE O IRREGULARMENTE).



## CONCLUSIONES

Los factores del medidor se deben determinar por medio de la prueba del medidor bajo condiciones similares de gasto, viscosidad y temperatura de las que existieron durante la operación.- La aplicación del factor del medidor se puede hacer manualmente (por cálculos matemáticos) o automáticamente y por el ajuste continuo de los dispositivos hacia el valor apropiado. Las curvas características del medidor, pueden ser desarrolladas de una prueba de resultados, las cuales mostrarán en forma gráfica, la relación entre un número de variables independientes y dependientes, -ésta sirve como medida de sus condiciones de operación. La curva del factor del medidor contra el gasto (FIG. A-1), es llamada linealidad de la curva, también es posible graficar otras relaciones tales como el factor del medidor contra viscosidad, presión o temperatura. Resultan cambios en el factor del medidor por variaciones mecánicas tales como desgaste, torque o turbulencia corriente arriba, las cuales cambian el grado de turbulencia. El factor también es afectado por las condiciones del probador.

Las condiciones más comunes que afectan al factor del medidor son:

- a).- El grado de tolerancia mecánica con el cual el medidor fue diseñado.
- b).- El cambio en la eliminación mecánica, ángulo del álabe y/o longitud, debido a la turbulencia o al daño.
- c).- Gasto.
- d).- Temperatura del líquido.
- e).- Viscosidad.
- f).- Presión del líquido y caída de presión a través del medidor.
- g).- Lubricación del líquido.
- h).- Condición y precisión del equipo de prueba.

i).- Material extraño en el medidor.

j).- Cambio en el perfil de velocidad o turbulencia.

**Causas de la Variación del Factor del Medidor:**

Algunas de ellas es la basura, el contenido de sólidos y agua en el aceite no tiene el mismo efecto como la basura; la deposición sobre los álabes, depende de las características del líquido y debe ser eliminada por diseño y operación propia del sistema.

Las condiciones incontrolables, las cuales tienen mayor efecto sobre el funcionamiento del sistema de medición son:

La presión, temperatura, viscosidad y capacidad de lubricación.

Las condiciones controlables tales como el gasto, tienen también un efecto significativo. Si un medidor es probado y operado en condiciones idénticas, el nivel de exactitud es mayor. Si existen diferencias en una o más propiedades del líquido o condiciones entre los ciclos de prueba y operación, entonces resulta un cambio en el factor del medidor y se debe determinar un nuevo factor.

**Diseño del Equipo:**

Los medidores de turbina varían su comportamiento de acuerdo a su diseño y configuración. Se recomienda que el equipo sea seleccionado de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y con la exactitud que se requiere para el sistema.

**Variación del Gasto:**

Abajo al final de la escala del gasto de la Fig. A-1, los valores dispersos alrededor de la curva del factor del medidor, tienden a diverger más que en los demás valores del gasto.

Si se desarrolla una gráfica del factor del medidor contra el gasto para un líquido en particular a una presión, temperatura y viscosidad conocidas, se puede seleccionar un factor del medidor de esta gráfica para el rango de gastos de operación. Sin embargo, para valores más precisos, el medidor debe volverse a probar con el nuevo gasto de operación. Si los cambios en el gasto exceden los límites del rango aceptable de linealidad, entonces el medidor debe ser probado con este gasto de operación.

#### Variación en la Viscosidad:

Para un medidor en particular, es posible desarrollar una simple ecuación empírica o gráfica del factor del medidor como función de la viscosidad, sin embargo, esto no se puede hacer para medidores de turbina de cierta clase.

Algunos medidores son sensibles a la viscosidad y ésta cambia con la temperatura de los hidrocarburos, particularmente en líquidos con densidad relativa muy alta, la reacción de un medidor a los cambios de temperatura no debe ser asignada únicamente a las variaciones térmicas del líquido.

En gasolinas por ejemplo, los factores del medidor son inalterables por los cambios en la temperatura. En aceites muy viscosos y en todos los aceites crudos, no se recomienda aplicar un ajuste matemático al valor del factor del medidor durante la medición. Es conveniente volver a repetir la prueba bajo condiciones de operación.

#### Variaciones en la Temperatura:

Cuando los cambios en la viscosidad son independientes de los cambios térmicos, el comportamiento del medidor dependerá de los efectos de contracción o expansión del líquido y sobre los cambios en las dimensiones físicas del medidor. La contracción o expansión del líquido se puede calcular o se puede obtener de ta-

bias.

Se pueden aplicar correcciones para los cambios en las dimensiones físicas del medidor, pero otros efectos como los cambios en la tolerancia mecánica y del ángulo de los álabes, dependen del medidor en particular y no se pueden corregir para medidores de turbina de cierta clase.

Para mayor exactitud, el medidor se debe probar a condiciones de operación.

#### Variaciones en la Presión:

Una variación en la presión del líquido durante la prueba, resultará un cambio en el volumen relativo del líquido, debido a su compresibilidad. También ocurrirá un cambio en las dimensiones físicas del medidor por la contracción o expansión de su caja, provocadas por la presión.

Se pueden utilizar tablas de corrección aceptadas para ambos efectos, pero el error potencial se incrementa con la magnitud de la diferencia entre los incrementos de las condiciones de prueba y operación. Para mayor precisión, el medidor se debe probar a las condiciones de operación.

#### Bases de Referencia para la Medición:

Variaciones notables del factor del medidor pueden afectar la medición de hidrocarburos líquidos a menos que el volumen medido sea reducido a condiciones de referencia estándar de presión y temperatura.

Se recomienda hacer tales correcciones para minimizar el error, garantizando la medición.

#### Operación y Mantenimiento:

Consideraciones que afectan la medición.

Toda exactitud de medición, depende de la condición de -- los componentes mecánicos y eléctricos del sistema de medición. -- Adicionalmente el sistema de prueba y las variaciones entre las -- condiciones de prueba y operación son importantes. Todos los com-- ponentes de los aparatos de medición pueden ser seleccionados, -- operados y tener buen mantenimiento para lograr la aproximación -- deseada dentro de la tolerancia, la cual puede ser establecida -- por acuerdo, ley o regulación.

Los medidores de turbina deben ser operados dentro del -- rango de flujo especificado y condiciones de operación, las cua-- les producen la linealidad o registro deseado. Deben ser opera-- dos con el equipo recomendado por el fabricante.

Si se usa un medidor de turbina para medir flujo en direc-- ción contraria, el factor del medidor se debe obtener para cada -- dirección de flujo. Esto se puede hacer por una tubería de prue-- ba con distribución y con el equipo de protección requerido insta-- lado corriente arriba y corriente abajo del medidor.

Precauciones para la Operación o para Medidores Instala-- dos Recientemente.

Cuando se instala un medidor nuevo y se pone en servicio -- especialmente sobre líneas instaladas recientemente, se debe ins-- talar una protección contra daños o mal funcionamiento por mate-- rial extraño (escoria, basura, soldadura, corte de roscas o compo-- nentes de tubería). El material extraño puede ser acarreado ha-- cia el mecanismo de medición por el paso inicial del líquido.

Las medidas sugeridas para tal protección son:

- a).- Reemplazar temporalmente al medidor por un molinete.
- b).- Una desviación alrededor del medidor.
- c).- Remover al elemento de medición.

d).- Instalar un dispositivo protector corriente arriba - del medidor.

La relación L/D es inversamente proporcional al factor de fricción de la tubería y directamente proporcional a la relación de la velocidad de turbulencia.

La ecuación (C-1) fué desarrollada por la agrupación de muchas condiciones relativamente indefinidas en la corriente de flujo y no debe ser considerada una presentación rigurosa. Sin embargo, la simplicidad resultante de la ecuación y el hecho que proporciona respuestas adecuadas con la experiencia, se recomienda responsabilidad en su aplicación.

El valor real de la ecuación (C-1) radica en su definición de la relación fundamental de las características de la turbulencia de rectificación dentro de una longitud de tubería recta.

El medidor de turbina, por tener pocas piezas móviles, es más simple, con un alto grado de confiabilidad y de fácil mantenimiento, debido a su diseño, soporta condiciones severas tales como arena, agua salada y mediciones excesivas, tiene capacidad para flujos dos o tres veces mayores que un medidor de desplazamiento positivo del mismo tamaño, lo que lo hace más económico.

Debido a que es un dispositivo de momentos en el cual la fuerza de impacto producida por un cambio rápido en el flujo, se dirige directamente hacia el rotor, por lo que ofrece una respuesta rápida de acuerdo con el tamaño de éste y del medidor.

Indica la misma cantidad en cada repetición cuando existen las mismas condiciones de flujo, es decir, presentan una excelente repetición.

Las variaciones más importantes que afectan a los medidores son los remolinos, así como la falta de uniformidad de los --

perfiles de velocidad que se producen a la salida de codos y por los cambios de dirección en el sistema de tubería.

Cuando las pulsaciones son de naturaleza violenta, se produce un desgaste en el cojinete, así como fallas en el funcionamiento. Sin embargo, el medidor de turbina tiene grandes ventajas sobre los medidores convencionales para esas condiciones pulsantes, aunque la selección del equipo indicador también es de importancia.

Los medidores de turbina se han ido utilizando para la transferencia de productos refinados y sistemas de oleoductos, carga y descarga de crudos para buques tanque y barcazas.

REFERENCIAS

American Petroleum Institute.

- 1) API Standard 1101: Measurement of Petroleum Liquid -- Hydrocarbons by Positive Displacement Meter (ANSI Z11, 170 -1965).
- 2) API Standard 2531: Mechanical Displacement Meter Pro-- vers (ANSI Z11.171-1965),
- 3) API RP 2533: Metering Viscous Hydrocarbons.
- 4) ASTM D 1250: Standard Petroleum Measurement Tables
- 5) ASTM STP. 15-C, p. 41.
- 6) AGA Report No. 3, dated April, 1955, and revised Janua ry, 1969.
- 7) API Standard 2534, First Edition, March 1970
- 8) Manual of Petroleum Measurement Standard: Turbine Me-- ters, Chapter 5, Section 3, First Edition, 1976.
- 9) Nikuradse Curve, Mater. Eng. 66 [5] Reinohold Publishing Corp., New York, Oct. (1967).