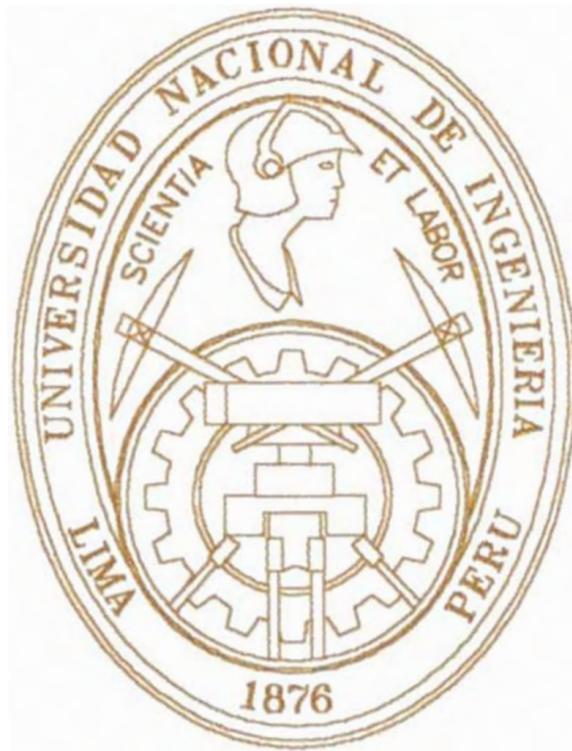


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

**FACULTAD DE INGENIERIA DE PETRÓLEO
Y PETROQUÍMICA**



**“FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN
DE PETRÓLEO, UTILIZANDO UNIDADES LACT EN
EL NOROESTE DEL PERÚ”**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Neptalí Martínez Alvarado

LIMA - PERÚ

2001

“FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, UTILIZANDO UNIDADES L.A.C.T. EN EL NOROESTE DEL PERU”

INDICE

SUMARIO

1. ANTECEDENTES

1.1. Punto de fiscalización

2. PROCEDIMIENTO DE FISCALIZACIÓN

2.1. Método manual

2.1.1. Medida del volumen del líquido

2.1.1.1. Medida interior

2.1.1.2. Medida exterior

2.1.2. Medida de la temperatura.

2.1.3. Medida del corte de agua.

2.1.4. Muestreo

2.1.5. Determinación de la gravedad API.

2.1.6. Determinación del % de agua y sedimentos.

2.1.7. Determinación del contenido de sal.

2.2. Método automático

2.2.1. Métodos de medición

2.2.2. Muestreadores de flujo

2.2.3. Procedimiento de fiscalización método LACT.

2.2.3.1. Objetivo.

2.2.3.2. Términos y condiciones.

2.2.3.3. Equipos de medición y control de calidad.

2.2.3.4. Medición de crudo

2.2.3.5. Control de calidad.

3. EQUIPO NECESARIO PARA MÉTODO LACT.

3.1. Medidores de desplazamiento positivo.

3.1.1. Diseño y construcción.

3.1.2. Rendimiento del medidor de desplazamiento positivo.

3.1.2.1. Desplazamiento de volumen.

3.1.2.2. Fugas por los espacios libres del medidor.

3.2. Medidores de turbina.

3.2.1. Accesorios de medición.

3.2.2. Rendimiento del medidor de turbina.

3.2.2.1. Área de flujo

3.2.2.2. Velocidad del rotor.

3.3. Medidores de masa.

3.3.1. Medida de la masa de flujo, teoría de operación.

3.3.2. Partes y componentes del medidor.

4. CALIBRACIONES, PRUEBAS Y CONFIABILIDAD DE LOS MEDIDORES DE VOLUMEN DE PETRÓLEO.

4.1. Tipos de probadores de desplazamiento.

4.1.1. Probadores unidireccionales.

4.1.2. Probadores bidireccionales.

4.1.2.1. Diseño y construcción.

4.1.2.1.1. Sección de medición del probador.

- 4.1.2.1.2. Interruptores detectores.
- 4.1.2.1.3. Revestimiento.
- 4.1.2.1.4. El desplazador.
- 4.1.2.1.5. Válvulas del probador.
- 4.1.2.1.6. T de separación / cámara de lanzamiento.

4.2. Pruebas de medidores de desplazamiento positivo,
turbina y másico.

4.2.1. Procedimiento de prueba del medidor.

4.2.2. Procedimiento de operación de prueba de medidor
(unidad LACT moderna que posee computadora de flujo)

4.2.3. Procedimiento de operación y calibración del
detector de BS&W en la unidad de rechazo.

4.3. Calibración de probadores líquidos.

4.4. Confiabilidad.

4.5. Cartas de control y métodos estadísticos para sistemas
de medición de petróleo.

4.5.1. Medidas estadísticas, n , \bar{x} , σ .

5. REGULACIONES EXISTENTES.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

BIBLIOGRAFÍA.

ANEXOS.

SUMARIO

El tema de tesis “FISCALIZACIÓN AUTOMÁTICA DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, UTILIZANDO UNIDADES L.A.C.T. (LEASE AUTOMATIC COUSTODY TRANSFER) EN EL NOROESTE DEL PERÚ” tiene por objetivo mostrar los beneficios tanto técnicos como económicos del uso de unidades automáticas de medición, en comparación con el método convencional de “wincheo” de tanques.

En la última década las compañías operadoras en el país, principalmente las de mayor producción de petróleo pusieron sus esfuerzos para adquirir unidades LACT, debido que sí bien es cierto, que el método manual es válido para la fiscalización, está propenso a una suma de errores tanto en la precisión de la medida con el equipo que se porta (wincha), para el nivel de crudo y el corte de agua, como en la variación de las condiciones de operación vale decir la temperatura, presión y entrada de aire, estos errores son mínimos en casos de tanques de poca capacidad, pero en tanques de gran barrilaje puede involucrar decenas de barriles de pérdida, por fiscalización y cuantificado anualmente representa una significativa pérdida económica para la compañía operadora o receptora.

Además la automatización redujo los costos de logística, que involucra el proceso de fiscalización ya que las unidades LACT no sólo controlan la cantidad de petróleo que pasa por ésta, sino también monitorea la calidad de dicho petróleo en cuanto al contenido de agua y sedimentos en su unidad de rechazo.

El chequeo o calibración del equipo de medición en una unidad LACT es periódica (por norma una vez por semana como mínimo), el cual se hace con el probador que previamente fue calibrado con el método de waterdraw, establecidos por “the National Bureau of Standards”. En cambio el método manual o aforo de tanques no posee otra forma de chequear sus valores, puede que estén ocurriendo cambios en su estructura causando mermas, por lo que se necesita una urgente cubicación del tanque para reestablecer su precisión.

CAPITULO I

1. ANTECEDENTES.

En la década de los ochenta sólo existía en el Noroeste del Perú las unidades LACT en el Lote de recuperación secundaria, en el noroeste operada por la compañía OXIBRIDAS, la cual poseía una unidad para crudo LCT en la batería 975 Central instalada el año 1981, y otra unidad en la estación de Folche para crudo HCT Instalada en el año 1979.

En los noventa las compañías VEGSA (hoy Petrolera Monterrico), PETROTECH, SAPET y PEREZ COMPANC, también instalaron sus respectivas unidades LACT, para la fiscalización de petróleo crudo dejando de lado el método manual, lo que trajo consigo un mejor control de su producción fiscalizada.

El lote de recuperación secundaria operada por la Cia. OXIBRIDAS pasó a manos del Estado al terminar su contrato de explotación, éste conjuntamente con el lote X, se adjudicó a la compañía PEREZ COMPANC en el proceso de privatización; el cual sigue usando la unidad LACT de la estación de Folche dejada por OXIBRIDAS, pero fue trasladado a la Planta

de Tratamiento Carrizo, en noviembre de 1999 donde está ubicado el nuevo Punto de Fiscalización.

La Compañía VEGSA adquirió su unidad LACT en 1992, para cumplir con lo establecido en el Contrato de Operaciones por Hidrocarburos que se firmó con PETROPERU, este equipo fue instalado en el punto de fiscalización Batería 602 "La Tuna". En Febrero de 1993, el Ministerio de Energía y Minas, D.G.H, y personal de PETROPERÚ verificaron la operatividad del equipo, iniciando el periodo de prueba. El 14 de abril de 1993 la D.G.H aprobó por un periodo de 6 meses la unidad LACT como equipo de medición y fiscalización automática, iniciando el 17 de abril de 1993 la fiscalización con esta unidad; y en octubre de 1993 se obtuvo el permiso definitivo de operación.

La unidad LACT de la compañía PETROTECH PERUANA S.A., se instaló en el área adyacente al Patio Tanques Tablazo de acuerdo con el contrato de PETROTECH Y PERUPETRO, con el fin de que sirva como punto de fiscalización y venta de crudo a PETROPERÚ, se realizaron las pruebas de esta unidad del 01 al 30 de abril de 1996, oficializándose su operación el 01 de Septiembre de 1996.

El proceso de transferencia de crudo del lote VI operada por la Compañía SAPET DEVELOPMENT PERÚ INC. SUC. DEL PERÚ, empieza en la Estación de Bombas N° 172 – Pariñas, lugar donde se recolecta el crudo de

adyacente a Patio Tanques Tablazo. Antes de la aprobación para su funcionamiento por parte de la D.G.H. la unidad LACT, requirió la evaluación profesional de los representantes de PETROPERÚ, PERUPETRO y SAPET por lo que el período de prueba duró del 26/06/98 al 02/07/98, al término de éste, SAPET solicitó a la D.G.H. la aprobación de la unidad LACT, como instrumento de fiscalización de crudo del Lote VI, otorgándose la aprobación el 13 de Agosto de 1998.

CUADRO 1-1

UNIDADES LACT EN EL NOROESTE DEL PERÚ

COMPAÑÍA	LOTE	PUNTO DE FISCALIZACIÓN	FECHA DE INICIO DE OPERACIÓN
OXIBRIDAS HCT LCT PEREZ COMPANC	LOTE XI LOTE XI LOTE X	ESTACION FOLCHE BAT 975 CENTRAL PLANTA DE TRATAMIENTO CARRIZO (ACTUAL)	AÑO 1979 AÑO 1981 NOVIEMBRE 1999
VEGSA (HOY PETROLERA Monterrico)	LOTE II	BAT. 602 LA TUNA	17 DE ABRIL 1993
PETROTECH HCT	LOTE Z-2B	PATIO TANQUES TABLAZO	01 DE SET. 1996
SAPET DEVELOPMENT PERU INC SUC. DEL PERU	LOTE VI	PATIO TANQUES TABLAZO	13 NOV. DE 1998

1.1. PUNTO DE FISCALIZACIÓN

Se llama punto de fiscalización, al lugar donde se realiza todo este proceso. En este lugar están los tanques de almacenamiento, cuyas tablas de cubicación deben estar debidamente autorizadas por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) u OSINERG para mediciones

manuales, y las unidades LACT para mediciones automáticas; los puntos de fiscalización también tienen un laboratorio para analizar la calidad de crudo que se fiscaliza.

Los puntos de fiscalización en el Noroeste del Perú se muestran en el siguiente cuadro. Además en las figuras 1-1 y 1-2 se muestran el mapa de los lotes en el Perú.

CUADRO 1-2
PUNTOS DE FISCALIZACIÓN EN EL NOROESTE DEL PERÚ

LOTE	COMPAÑÍA	PUNTO DE FISCALIZACIÓN	PERIODICIDAD (VECES / MES)	MÉTODO DE MEDICIÓN
I	G.M.P.	Patio Tanques Tablazo.	2	TANQUE
II	PETROLERA MONTERRICO	Batería 602 La Tuna.	15	UNIDAD LACT.
III	MERCANTILE	Estación 59 Overales.	10	TANQUE
IV	MERCANTILE	Estación 172 Pariñas	6	TANQUE
V	G.M.P.	Batería 974 Los Organos.	5	TANQUE
VI	SAPET	Patio Tanques Tablazo.	diario	UNIDAD LACT.
VII	SAPET	Estación 59 Overales.	20	TANQUE
IX	UNIPETRO ABC.	Estación 172 Pariñas	5	TANQUE
X	PEREZ COMPANC	Planta de Tratamiento Carrizo.	diario	UNIDAD LACT.
XV	PETROLERA MONTERRICO	Batería 325 Coyonitas.	5	TANQUE.
Z-2B	PETROTECH (HCT)	Patio Tanques Tablazo.	diario	UNIDAD LACT.
	PETROTECH (LCT)	Patio Tanques Tablazo.	2	TANQUE

MAPA DE LOTES EN EL NOROESTE DEL PERU

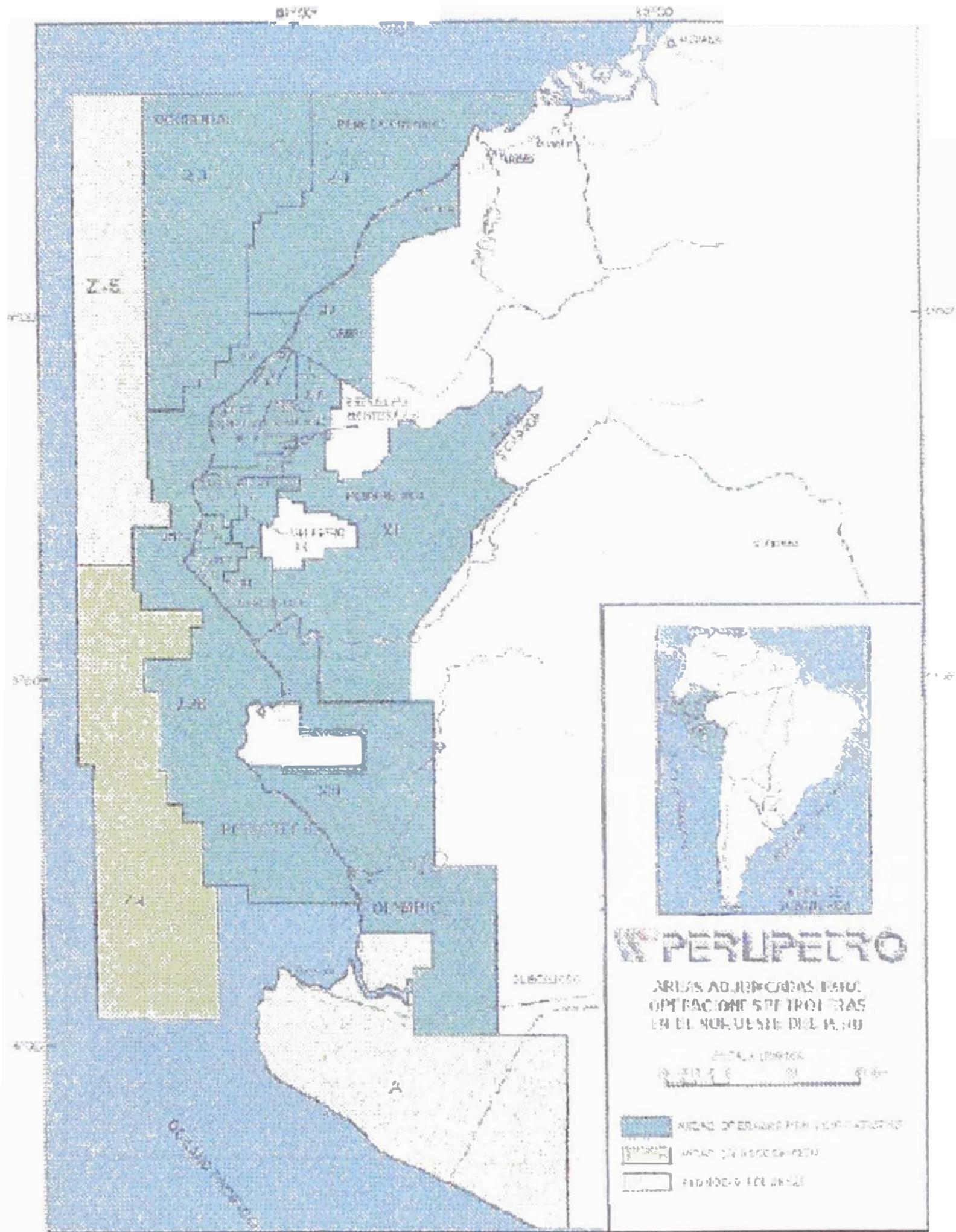


FIGURA 1 - 1

MAPA DE LOTES PETROLEROS EN EL PERU

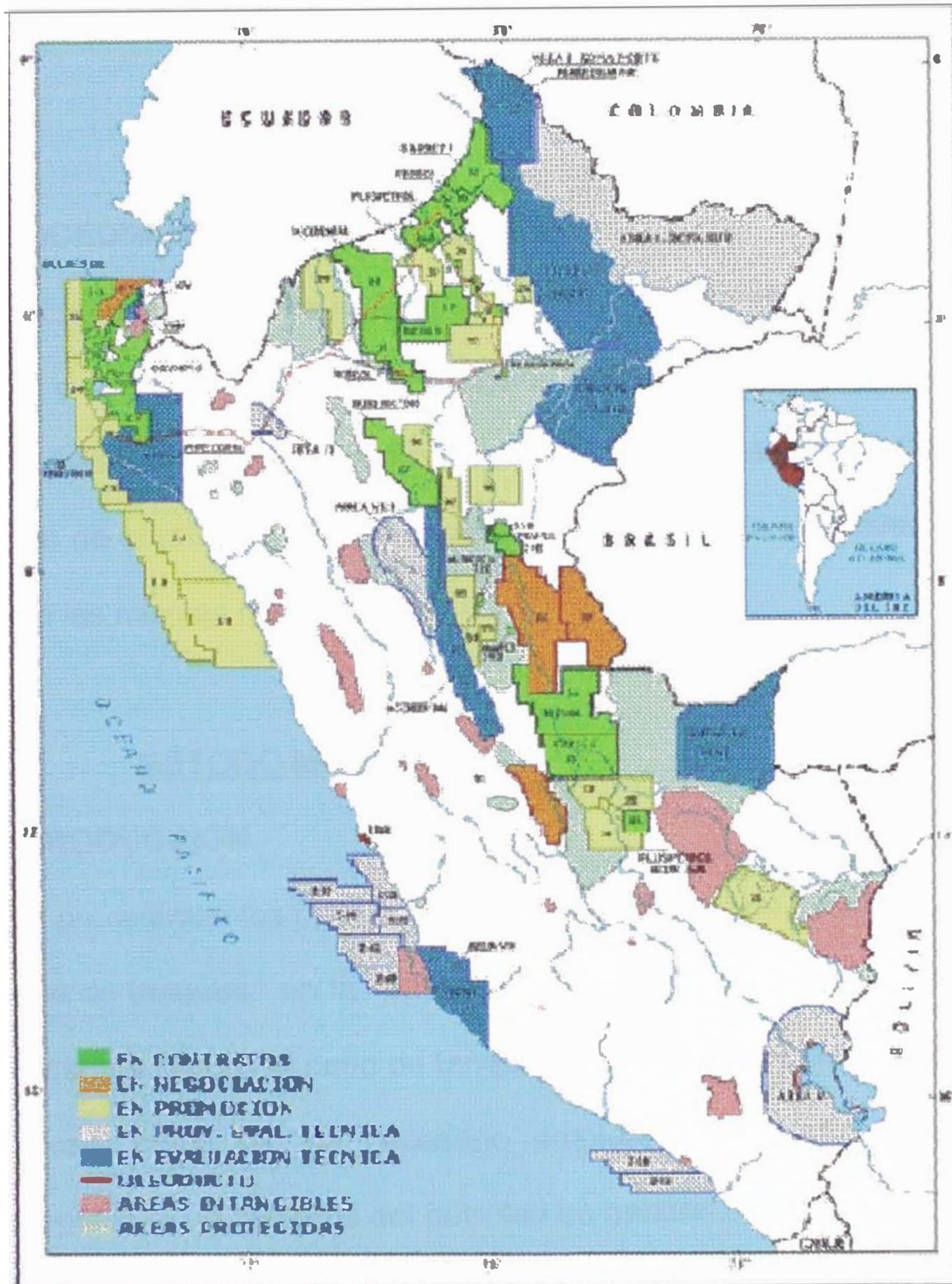


FIGURA 1 - 2

CAPITULO II

2. PROCEDIMIENTO DE FISCALIZACIÓN

Los métodos usados para la fiscalización de petróleo crudo son: El Método Manual o Aforo de Tanques, y Medición por Contador (Uso de unidades LACT); éstos métodos tienen distintos principios en cuanto a la medición del volumen de crudo y el muestreo, pero en el análisis de la calidad del crudo se usan las mismas normas.

2.1. MÉTODO MANUAL

INTRODUCCIÓN.

Los procedimientos para la fiscalización manual, son los mismos tanto en patio de tanques, en las baterías y estaciones de bombeo, con la única diferencia que en el patio de tanques se fiscaliza el petróleo tratado y en reposo, como tal, es necesario emplear el procedimiento estándar adoptado en la industria del petróleo en general.

La medición en sí comprende varias operaciones que conducen a obtener el volumen neto de petróleo, correspondiente a un movimiento dado. La medición del volumen de líquidos en el tanque, complementado

con la medición de temperatura, gravedad y contenido de BS&W, permite la estimación del volumen neto y la calidad.

Estas operaciones son parte de las responsabilidades del medidor, enunciadas en el párrafo anterior y son las siguientes:

- Medida del líquido.
- Medida de temperatura.
- Medida de agua libre.
- Muestreo.
- Determinación de la gravedad específica.
- Determinación de agua y sedimento (emulsión).

2.1.1. Medida del Volumen del Líquido

La medición se efectúa con una cinta metálica flexible de acero de ½” de ancho, graduada en 1/8” o 1/10”, siendo las longitudes variables de 18’, 48’, 60’ y mayores, dependiendo de la altura del tanque a medirse.

En el extremo lleva una plomada, ésta debe tener suficiente peso, por lo menos de 20 onzas como para mantener la cinta en posición vertical (FIG 2-1).

Hay dos métodos de medición: el interior y el exterior. El método interior es el más usado, en cambio el exterior es empleado en aquellos tanques donde la medición interior no tiene el grado de

DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE PETRÓLEO EN LOS TANQUES DE FISCALIZACIÓN



FIGURA 2 - 1

confianza, debido a la forma y constitución de éstos, que impide mantener la verticalidad de la cinta.

2.1.1.1. Medida Interior

Es la distancia medida desde el fondo del tanque a la superficie del petróleo, se obtiene bajando una cinta con la plomada adherida (Ver fig. 2-2) hasta que la punta de ésta toque sensiblemente el fondo del tanque. En caso de tanques de techo fijo, enrolle la cinta hasta encontrar la marca superior de la porción mojada por el petróleo, ésta debe registrarse como el nivel o altura del líquido.

Procedimiento

1. Antes de tomar la medida, estar seguro que la superficie o nivel de petróleo esté en reposo y libre de espuma.
2. Tome un tiempo prudencial para que el aire y gas se libere antes de efectuar la medida.
3. Usar el mismo punto de referencia en la escotilla del tanque, para comprobar el fondo y la verticalidad de la cinta.
4. Tome 2 o más medidas por cada medición, hasta obtener 2 que sean iguales. Asegúrese que la cinta esté en buen estado, sin torceduras o abolladuras, los números y graduaciones legibles; nunca use cintas acopladas o plomadas gastadas con más de 1/16" en la punta.

WINCHA PARA MEDICIONES DIRECTAS

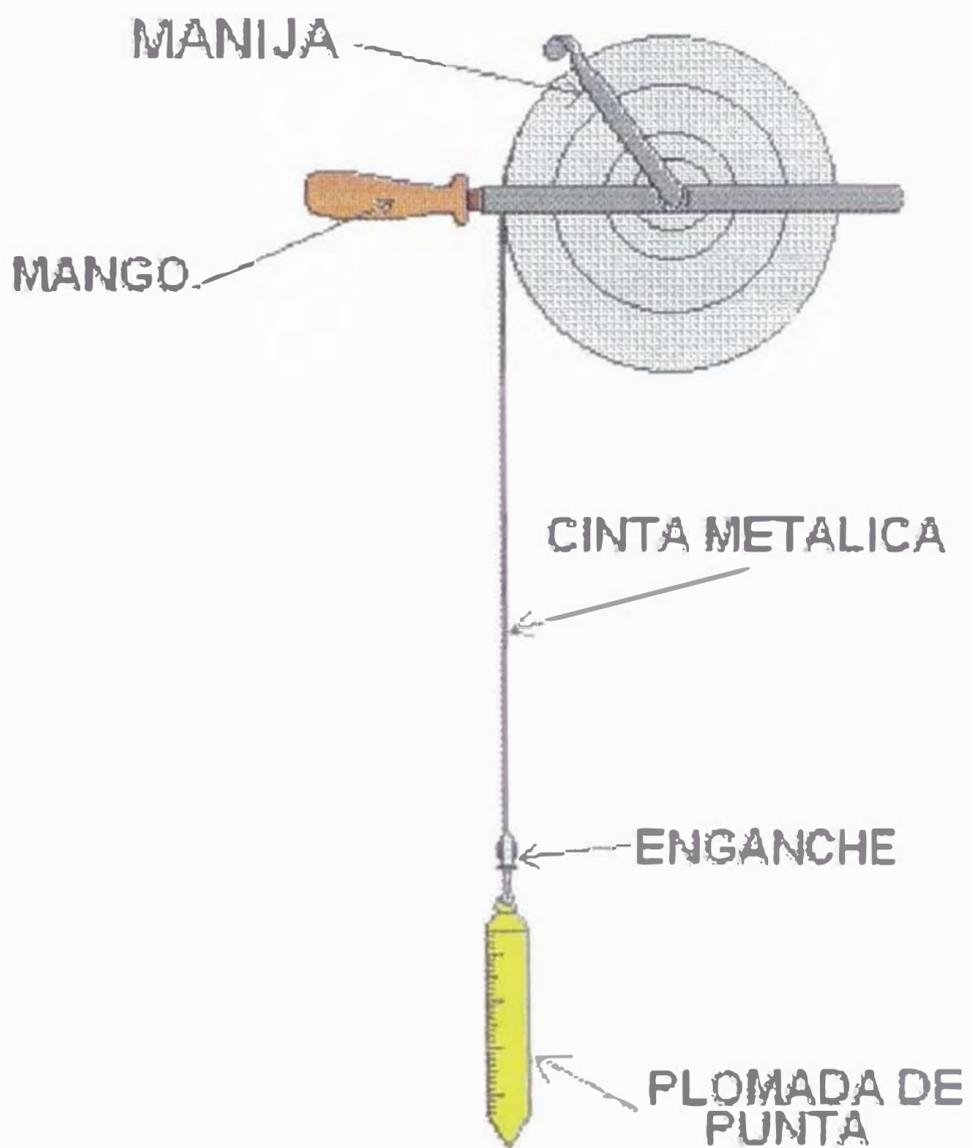


FIGURA 2 - 2

5. En el caso techos flotantes, evitar pesos adicionales, como grupo de personas paradas alrededor del tubo de medición o agua estancada sobre el techo capaz de producir una depresión, que haga variar la marca de referencia existente en la boca de medición.
6. Apuntar en una libreta las medidas obtenidas inmediatamente después de efectuada la medición.

2.1.1.2. Medida Exterior

Es la distancia medida desde la superficie del petróleo, hasta un punto fijado como marca de referencia en la boca de medición. La medida se obtiene bajando la cinta metálica con una plomada rectangular de sección transversal (Fig. 2-3), cuando se efectúa este tipo de medición, la plomada debe salir parcialmente mojada. Para conocer el espacio libre real, se debe agregarle a la longitud de la cinta, la parte no mojada de la plomada. La altura del líquido contenido se obtiene indirectamente, con la diferencia entre la marca de referencia y el espacio libre real.

2.1.2 Medida de la Temperatura

Como un volumen de petróleo varía con respecto a la temperatura, es necesario determinar ésta, a fin de referir el volumen a una base estándar de 60° F adoptada por la Industria de Petróleo. Para efectuar la medición se hace uso de un termómetro del tipo de inmersión total,

WINCHA PARA MEDICIONES INDIRECTAS

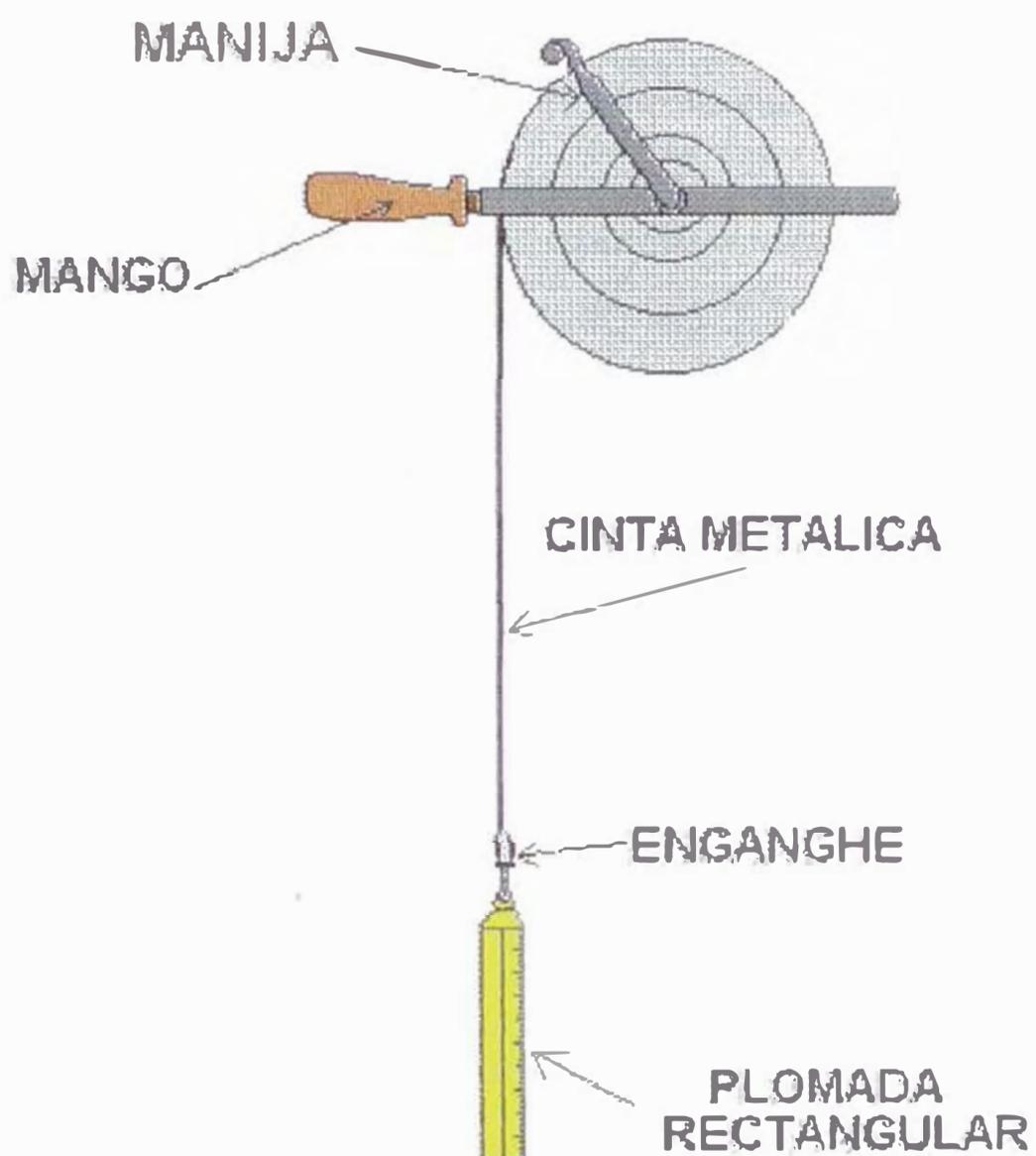


FIGURA 2 - 3

graduado de 0 - 180° F. Éste va acoplado a un porta-termómetro de madera (Fig. 2-4), que lleva en la parte inferior una copa metálica que sirve para mantener la temperatura del producto, que a su vez está en contacto directo con el bulbo del termómetro y así poder obtener una temperatura constante al momento de la lectura.

El porta-termómetro lleva en su parte superior, un enganche para acoplarla a un cordel anudado, con el objeto de introducir este equipo dentro del tanque.

También se puede usar termómetros digitales que son más prácticos y aceptados por el API.

PROCEDIMIENTO.

1. Acople el termómetro a la parte extrema de la cinta de medir o a un cordel anudado a longitudes conocidas e introdúzcalo por la boca de la escotilla de medir.
2. Introduzca el termómetro dentro del tanque.
3. Deje el termómetro dentro del tanque a la profundidad deseada por un tiempo de acuerdo a la tabla del API cap 7, sec 1.

PORTA-TERMOMETRO TIPO COPA



FIGURA 2 - 4

**TABLA DE TIEMPOS DE INMERSIÓN PARA TERMÓMETROS
DE COPA.**

<i>Gravedad API A 60° F</i>	<i>TIEMPOS DE INMERSIÓN RECOMENDADOS EN MINUTOS</i>	
	<i>EN MOVIMIENTO</i>	<i>ESTACIONARIO</i>
Mayor a 50	5	10
40 a 49	5	15
30 a 39	12	20
20 a 29	20	35
Menor a 20	35	60

El término “en movimiento”, se define como la acción de levantar y bajar el instrumento 1' arriba y debajo de la profundidad deseada.

Se recomienda usar termómetro digital, para reducir los tiempos de inmersión de acuerdo al API cap 7 sec. 3, o realizar pruebas para el tipo de crudo del Lote a fiscalizar en sus tanques de fiscalización, para establecer el tiempo apropiado de inmersión del termómetro de copa de acuerdo al Apéndice A, del API cap 7 sec. 1, en común acuerdo de las partes involucradas en la fiscalización.

4. Saque el termómetro rápidamente después del tiempo requerido. Asegúrese que la copa que rodea el bulbo del termómetro esté llena y no se derrame y lea la temperatura en la boca del tanque, para evitar corrientes de viento que puedan alterar la temperatura.
5. Lea la temperatura inmediatamente hasta el más próximo 1° F.
6. Anote en el libro de medidas la temperatura obtenida.

PRECAUCIONES.

Los termómetros son instrumentos de precisión, como tal debemos estar seguros de que nos proporcionen medidas exactas. Semestralmente como mínimo se debe verificar la precisión con un termómetro patrón. Una de las formas prácticas de verificarlas, es colocando varios termómetros dentro de un cuarto o afuera, a temperatura ambiente y comprobar las lecturas de cada termómetro, cualquier termómetro que esté 1° F fuera del promedio de lectura de los demás, debe descartarse. La manera más fácil de obtener lecturas al momento, es manteniendo estos termómetros en una plataforma convenientemente provista para este propósito. Limpie el termómetro después de haberse usado, luego colóquelo en el estuche respectivo.

OBSERVACIONES

Los tanques menores de 5 000 bbls de capacidad, requieren solamente una medida de temperatura, y se obtiene sumergiendo el termómetro hasta el punto medio de la columna del fluido.

En tanques de capacidades mayores de 5 000 bbls., se emplea el siguiente procedimiento:

Cuando el nivel es 10' o más, se toman 3 lecturas de temperaturas, la primera a la mitad del tercio superior, la segunda en el punto medio del nivel del fluido y la tercera a la mitad del tercio inferior. La temperatura

representativa se obtiene con el promedio aritmético de estas 3 lecturas.

Cuando el nivel es menor de 10', sólo será necesario tomar una temperatura en el punto medio del nivel de fluido, como en los tanques menores de 5 000 bbls.

2.1.3. Medida del Corte de Agua

PROCEDIMIENTO

1. La medida del agua libre se obtiene introduciendo por la boca del tanque una regla de bronce de 3' a 6' de largo suspendida por medio del cordel ,la misma debe estar cubierta de una pasta sensible al agua, la cual cambia de coloración en contacto con ésta. El uso de tiza en vez de la pasta está prohibido.
2. Deja la regla en el fondo por 1 minuto para crudo liviano y para crudo pesado de 2 a 5 minutos.
3. Saque la regla y proceda a leer, considere como contacto agua petróleo la marca nítida superior (FIG 2-5). Por lo general, aparecen manchas encima de la marca debido al agua emulsionada.

Cuando la concentración de las manchas es abundante y el espacio grande, es recomendable tomar una muestra de esta porción para considerarla en la estimación del BS&W promedio.

MEDIDA DEL CORTE DE AGUA



FIGURA 2 - 5

OBSERVACIONES

La medida correcta del agua libre se obtiene cuando el tanque está en reposo (por lo menos un día). En caso contrario, si está en movimiento, es decir recibiendo petróleo, los mencionados niveles de separación se pierden por completo y como consecuencia la cantidad de agua libre obtenida, es una cifra estimada que puede conducirnos a errores que se minimizan con la observación y experiencia del operador. En conclusión, en condiciones normales es recomendable tomar la medida cuando los tanques estén en reposo.

2.1.4. Muestreo

Las muestras obtenidas de los tanques normalmente son utilizadas para determinar la gravedad específica (API) y el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W). Pero en casos especiales, también se emplea para determinar las propiedades físicas y químicas del petróleo en el laboratorio, como tal es necesario que estas muestras sean el fiel reflejo del fluido contenido en los tanques (FIG 2-6).

EQUIPO USADO

Se utiliza una botella muestreadora llamada ladrón, construida de un metal resistente cuya capacidad es de $\frac{1}{4}$ de galón. El fondo está revestido de plomo para facilitar la inmersión, en la parte superior lleva un corcho como tapón y una agarradera metálica. Un cordel es

**TOMA DE MUESTRAS EN LA FISCALIZACIÓN
MANUAL O AFORO DE TANQUES**



FIGURA 2-6

utilizado para sumergir la botella previamente anudada al corcho como a la agarradera.

La boca de la botella es de 2 tamaños:

La de 1- ½” de diámetro de abertura, es usada para crudos pesados, petróleos combustibles y en general para productos pesados

La de ¾” de diámetro se usa para crudo liviano como el noroeste, combustible diesel, destilado, lubricante liviano, gasolina y productos similares.

MÉTODOS DE MUESTREO.

En nuestras operaciones se hace uso de dos métodos

Muestra corrida.

Muestra fija.

MUESTRA CORRIDA

Es la muestra representativa del fluido contenido en el tanque desde la brida de salida hasta el nivel del líquido.

PROCEDIMIENTO

1. Selecciona la botella de muestrear, eligiendo el tamaño correcto, de acuerdo a las propiedades de la muestra.
2. Introduzca la botella de muestrear atada y tapada hasta el centro de la brida de descarga (Fig. 2-7). Si el nivel de agua se encuentra

MUESTRA CORRIDA

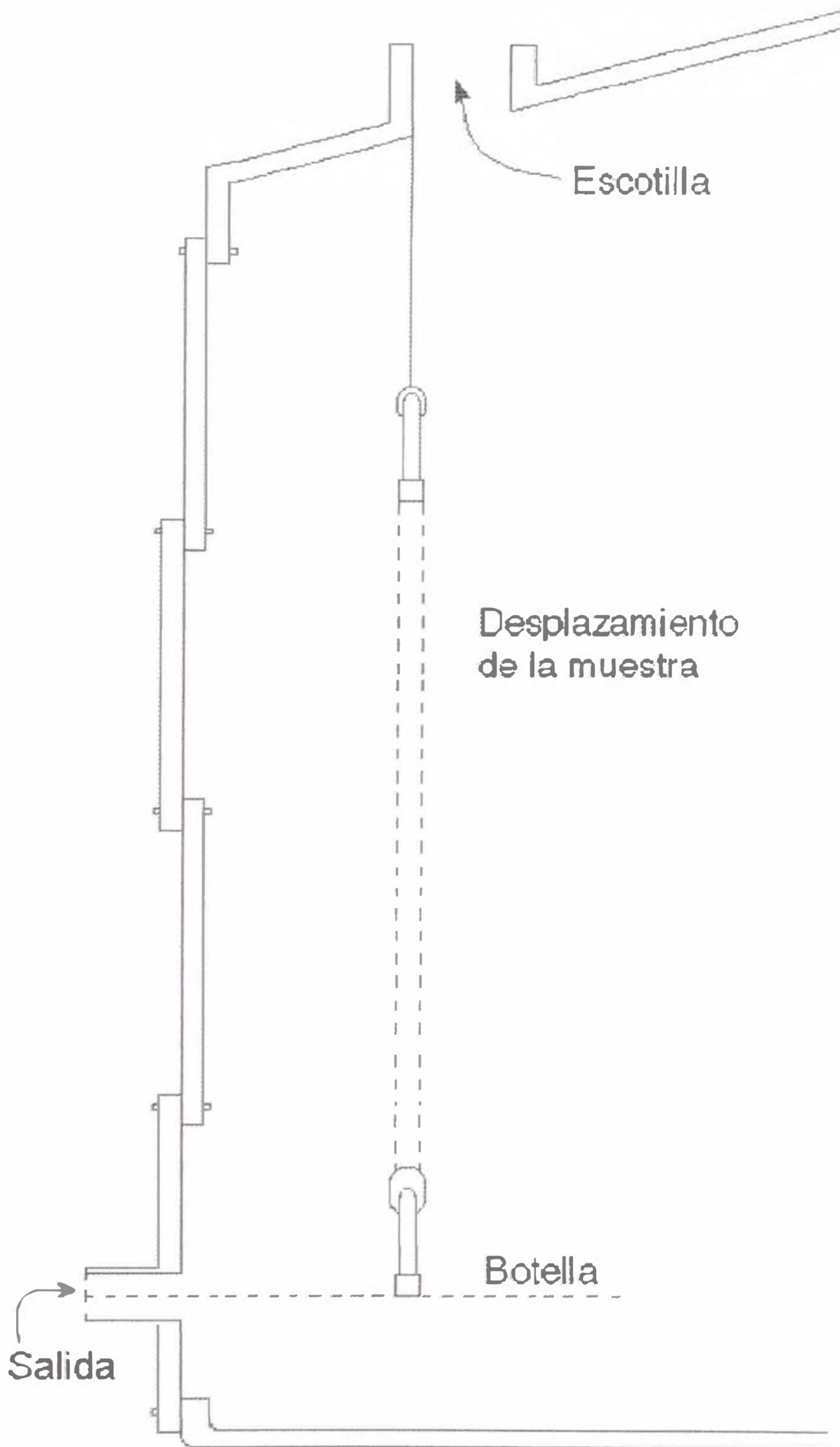


FIG 2 - 7

encima de la brida de descarga, es necesario drenar el tanque antes de muestrear, de todas maneras la profundidad máxima a bajar la botella es 1' arriba del nivel de agua. Asegúrese que el muestreador y tapón estén completamente limpios antes de tomar la muestra de lo contrario, corremos el riesgo de obtener resultados incorrectos.

3. Quite el tapón, dando un impulso al cordel, cuando la botella esté en la profundidad deseada.

Inmediatamente después de sacar el corcho, proceda a subir la botella hacia la superficie a una velocidad uniforme, con el fin de llenar el recipiente hasta un máximo del 75% de su capacidad (3/4 partes). Si la botella sale llena, repetir el procedimiento.

4. Tape con el corcho muestreador una vez tomada la muestra o vacíe el contenido en otros recipientes adecuados (botellas) previamente limpios, secos y proceda a taparlos y rotularlos.

MUESTRA FIJA

Es una muestra representativa del fluido a una profundidad determinada. De acuerdo al lugar donde se ha tomado se denominan así:

a. Muestra de tapa

Es la obtenida en la mitad del tercio superior del fluido contenido en el tanque.

b. Muestra del centro

Es la obtenida en el punto medio del fluido

c. Muestra del fondo

Es la obtenida en la mitad del tercio inferior del fluido

d. Muestra del tope

Es la tomada a 6" debajo del nivel del fluido.

e. Muestra de descarga.

Es la tomada en el centro de la brida de descarga.

f. Muestra de piso

Es la obtenida en el fondo del tanque, se toma generalmente para chequear el agua, barro, sedimento.

De acuerdo a la mezcla, se denominan así:

a. Muestra compuesta de un tanque

Es la mezcla proporcional de las muestras de tapa, centro y fondo. En tanque de sección transversal uniforme, la mezcla se hará en partes iguales, siempre y cuando no haya variaciones saltantes en las propiedades del crudo de cada uno de los tercios.

b. Muestra compuesta de varios tanques

Es el resultante de mezclar las muestras compuestas de cada tanque en forma proporcional al volumen del líquido contenido en cada uno de ellos.

PROCEDIMIENTO

1. Seleccione la botella de muestrear con el tamaño de abertura correcto.
2. Introduzca la botella de muestrear atada y tapada a la profundidad deseada. Asegúrese que el muestreador y corcho estén completamente limpios antes de tomar la muestra.
3. Quite el tapón dando un impulso al cordel para tomar la muestra a la profundidad ya designada.
4. Deje la botella suspendida hasta que llene, luego proceda sacar el muestreador.
5. Vacíe una pequeña cantidad del producto y tape el muestreador con un corcho o vierta el contenido en recipientes limpios, luego proceda a taparlos y rotularlos.

OBSERVACIONES

Toda muestra sacada debe ser rotulada inmediatamente, usando etiquetas especiales para tal fin y en éstas se colocarán los siguientes datos:

- Fecha y hora.
- Lugar.
- Número o nombre del tanque.
- Clase de producto.

- Descripción (para que se tomó: gravedad, BS&W, clasificación, crudo, etc.).
- Nombre del operador.

2.1.5 Determinación de la Gravedad API

La gravedad es la propiedad determinante de la calidad del crudo, gravedad específica o API significa lo mismo pero con diferentes unidades de medición. La gravedad específica del petróleo es la relación del peso de un volumen dado de petróleo a 60° F ,al peso de igual volumen de agua destilada a 60° F.

EQUIPO USADO

La medición de la gravedad es tomada por un instrumento llamado hidrómetro (FIG 2-8). Estos son de 2 tipos: El combinado gravedad-temperatura (hidrotermómetro ASTM 11-603-4Q) y el simple de una sola escala de gravedad (ASTM 3H, 4H, etc.) que se utiliza conjuntamente con termómetros ASTM 12F. El primero es utilizado para obtener resultados rápidos y el segundo cuando se desea determinar gravedades API con bastante exactitud, en este caso se tendrá que hacer uso de un termómetro para conocer la temperatura de la muestra. Ambos tipos de hidrómetros están graduados en grados API.

HIDROMETROS

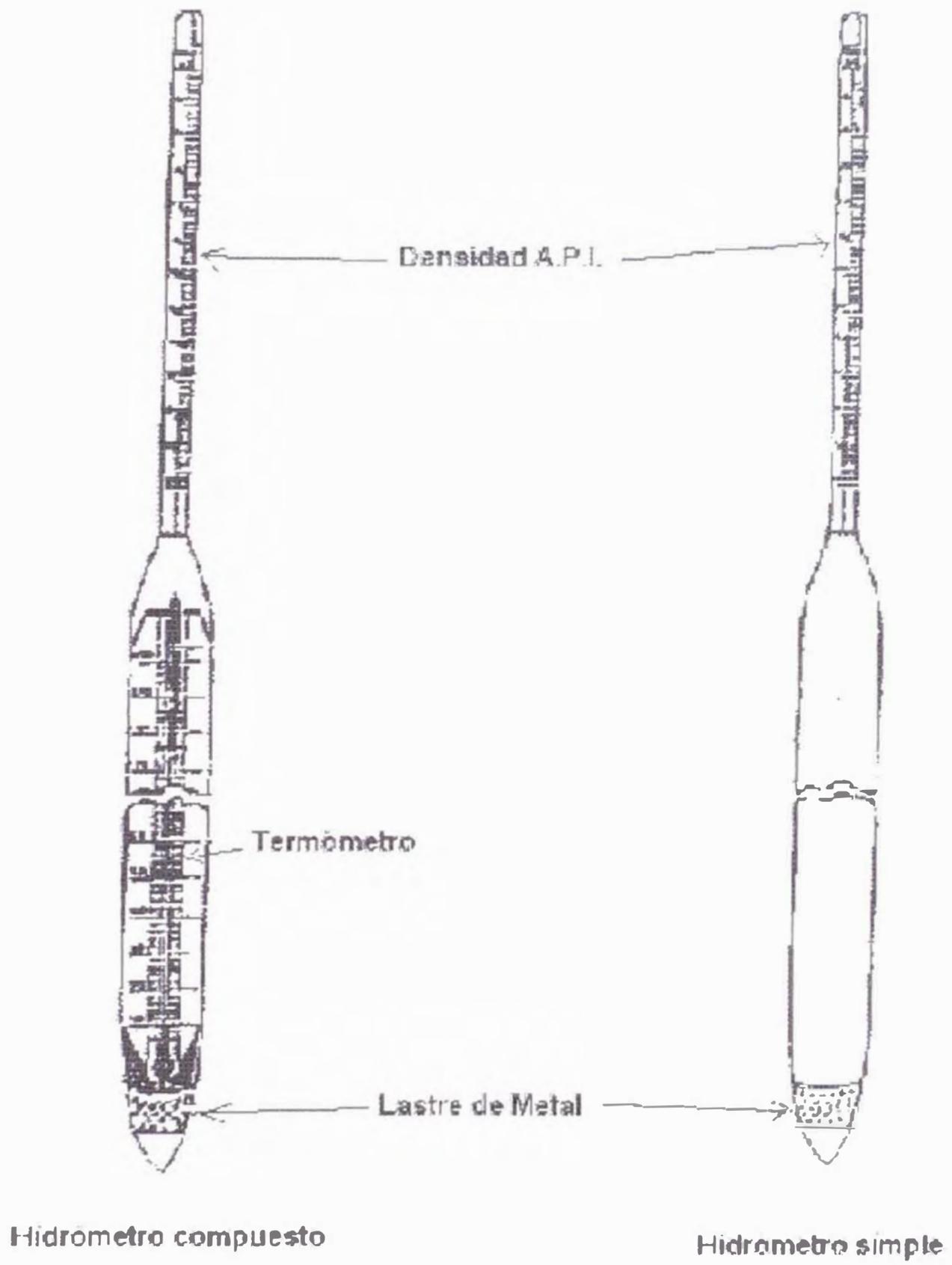


FIGURA 2 - 8

Los hidrómetros son de vidrio, en la parte inferior llevan un peso de plomo o mercurio, con el objeto de darle al instrumento la verticalidad necesaria. El cuerpo central es utilizado en el caso de los termo-hidrómetros para insertar un termómetro de rango 20-130° F ó 60-200° F, con divisiones de 2° F.

El vástago o porción superior debe estar sumergido parcialmente en el líquido a medirse, éste lleva la escala API con graduaciones que están fijadas dentro de los intervalos de 0-100, para facilitar la lectura se dispone de rangos parciales cuyas divisiones son de 1/10. Los hidrómetros comúnmente usados tienen los siguientes rangos:

- De 9 a 21 API
- “ 10 a 21 API
- “ 19 a 31 API
- “ 29 a 41 API
- “ 39 a 51 API
- “ 49 a 61 API

PRODEDIMIENTO PRUEBA: GRAVEDAD API

MÉTODO ASTM D – 1298 – 85 (REAPROBADO 1990)

1. Usar una probeta de vidrio claro, plástico o metal, con un diámetro interno como mínimo 25mm mayor que el diámetro externo del hidrómetro y con una altura tal, que durante la determinación del API el hidrómetro flote en la muestra, al menos

25mm entre la parte inferior del hidrómetro y el fondo de la probeta.

2. La muestra se vierte a la probeta evitando la formación de burbujas de aire.
3. Eliminar las burbujas de aire con papel filtro antes de introducir el hidrómetro.
4. Efectuar la medición de la temperatura antes y después de la lectura del hidrómetro, entre ambas lecturas no debe haber una variación mayor de 1° F.
5. El hidrómetro apropiado es introducido en la muestra en forma vertical evitando tocar las paredes de la probeta.
6. Una vez estabilizado el hidrómetro se efectúa la lectura de la parte superior del menisco.
7. Para muestras opacas, se debe aplicar la corrección del menisco, restar de la lectura 0.1.
8. En la conversión a 60° F, para obtener el valor correspondiente a un valor no listado, debe obtenerse por interpolación.

2.1.6 Determinación del % de Agua y Sedimentos

La misma muestra que sirvió para encontrar la gravedad API, se usará para determinar el agua y sedimento.

El método general es por centrifugación, cuyos resultados son aceptados por el API, para operaciones de fiscalización sin embargo,

este método no da resultados exactos por que la cantidad de agua obtenida es siempre menor que la encontrada por destilación. Las diferencias se acentúan a medida que aumenta la emulsión contenida en el petróleo.

EQUIPO USADO

Está constituido de las siguientes partes:

CENTRIFUGADORA

Es un aparato destinado a producir movimiento giratorio de 2 o más tubos de prueba, colocados convenientemente en alojamientos especiales en su interior. La velocidad de giro varía entre 500-700 frc.

Todas las piezas móviles son construidas de material resistente y probado para soportar la máxima fuerza de centrifugación.

Este aparato lleva exteriormente una cubierta metálica protectora, para prevenir accidentes que se pudieran producirse, al romperse cualquier parte movable cuando estén en movimiento.

TUBOS DE PRUEBA

Estos tubos son de 2 formas: De pera y cónico construidos de vidrio, resistente al movimiento y temperatura, las dimensiones y graduaciones son mostradas en la Fig. 2-9. y 2-10

TUBO DE PRUEBA CÓNICO PARA DETERMINAR EL BS&W

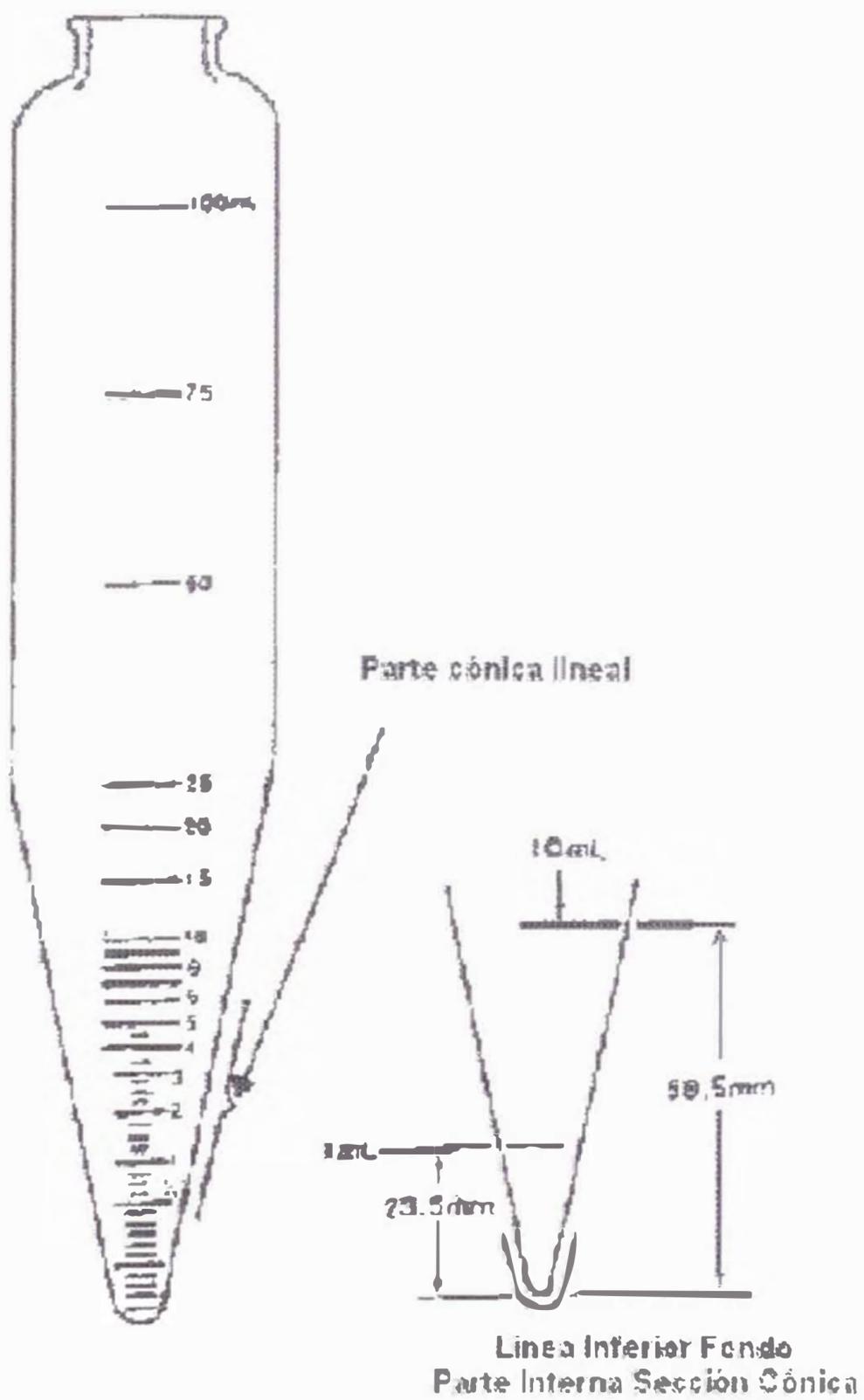


FIGURA 2 - 9

**TUBO DE PRUEBA CÓNICO PARA
DETERMINAR EL BS&W
(Parte inferior)**

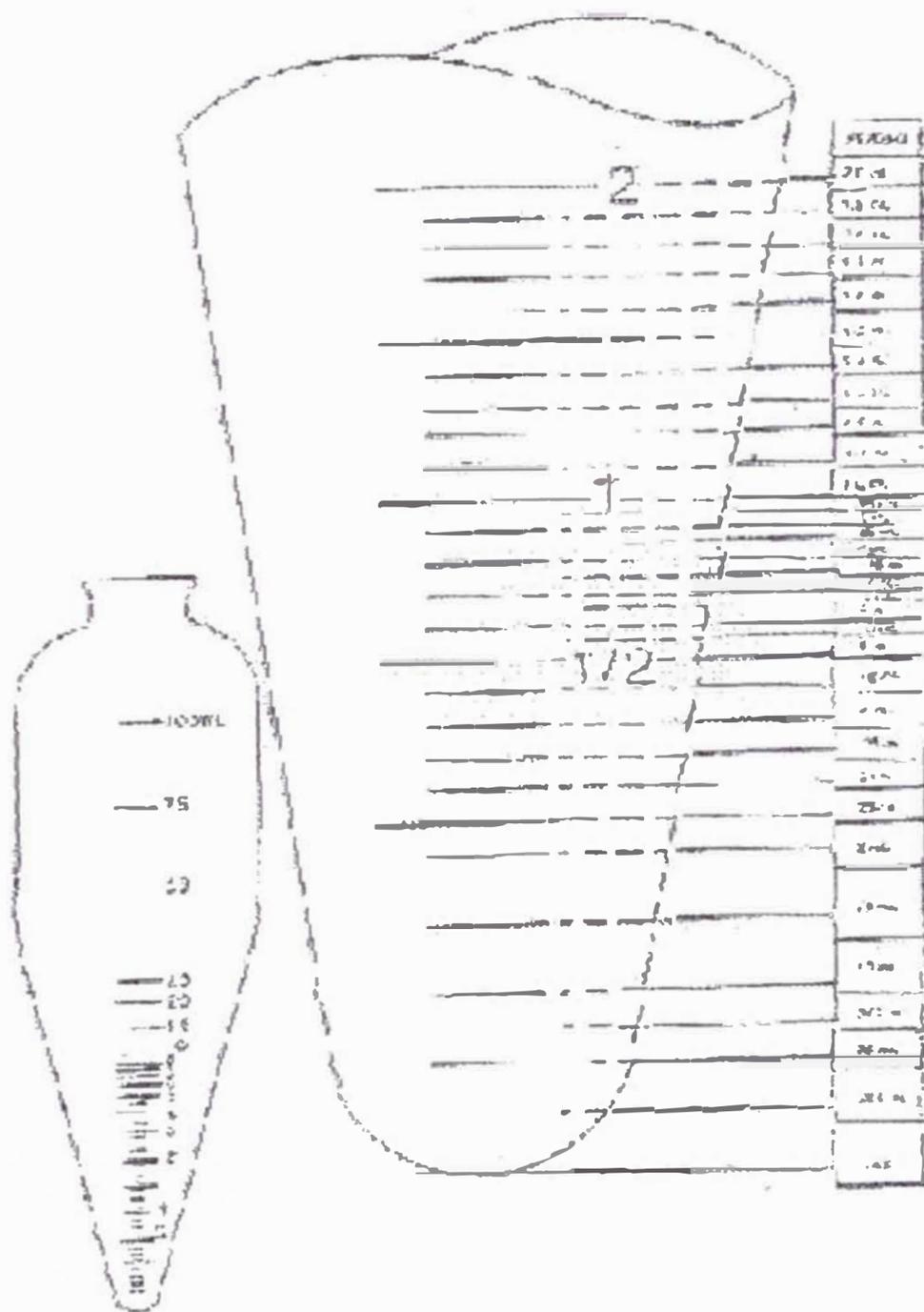


FIGURA 2 - 10

BAÑO MARÍA.

El baño, es un recipiente metálico de forma rectangular provisto de un termostato para mantener el agua a una temperatura constante, en una de sus esquinas lleva una ranura para colocar el termómetro.

OBSERVACIONES

Para determinar los RPM (revoluciones por minuto de giro) de la centrifugadora, será necesario primero conocer el diámetro de giro, el cual se obtiene midiendo en pulgadas en extremos de 2 tubos opuestos, como si estuvieran en movimiento dentro de la centrifuga.

Los RPM están en razón directa a la fuerza relativa de centrifugación (cfr.) y en razón inversa al diámetro de giro. En general, los fcr varían entre 500 a 700 para cualquier centrífuga. La tabla adjunta muestra la variación de los RPM para un diámetro de giro dado.

Diámetro	RPM	RPM
<u>Giro</u>	<u>a 500 frc</u>	<u>a 700 frc</u>
12	1710	2030
13	1560	1950
14	1590	1880
15	1530	1810
16	1480	1760

17	1440	1700
18	1400	1660
19	1360	1610
20	1330	1570
21	1300	1530
22	1270	1500
23	1240	1460
24	1210	1430

Por ejemplo para una centrifugadora con diámetro de giro de 20" los RPM variarán entre 1330 a 1570.

PROCEDIMIENTO PRUEBA: AGUA Y SEDIMENTOS

MÉTODO ASTM 4007-81 (REAPROBADO 1995)

La preparación de tolueno saturado es: Adicionar 25ml de agua a 700-800 ml de tolueno, agitar por 30 seg, poner en baño a 140 ° F por 30 minutos, agitar por 30 seg. esto se repite 3 veces.

1. Esta solución debe mantenerse 48 horas en el baño antes de usarse.
2. El desmulsificante debe usarse en solución , la cual se prepara con 25% de éste mismo y 75% de tolueno y debe adicionarse 0.2ml de ésta solución con una pipeta.

3. Para productos viscosos servir 50ml de tolueno saturado, posteriormente 50 ml de muestra y 0.2 ml de solución de desmulsificante.
4. La prueba debe realizarse por duplicado al mismo tiempo.
5. Se tapan los tubos y se invierten 10 veces girando el brazo.
6. Se ponen durante 15 minutos en el baño a 140 ° F, cuidando que el nivel del líquido del baño cubra, hasta la marca de los 100 ml de los tubos.
7. Se centrifugan los tubos por 10 minutos y se toma lectura del agua y sedimentos. Se repite la centrifugación hasta que el volumen combinado de agua y sedimentos permanezca constante por dos lecturas consecutivas.
8. La temperatura de la muestra durante todo el proceso de centrifugación debe ser mantenida a 140 ° F.
9. Las lecturas de los tubos se suman, siempre que la diferencia entre ambas no sea mayor que una subdivisión en un tubo de rango 0.025 ml., para lecturas en el rango de 0 a 0.10 ml , de otra forma repetir la prueba.

2.1.7 Determinación del Contenido de Sal

MÉTODO ASTM D – 3230

Sumario: Este método de prueba está basado en la conductividad de una solución de petróleo crudo en un solvente polar cuando está expuesta a una tensión eléctrica. La muestra es disuelta en una

mezcla de solventes y colocada en una celda de prueba, que consiste en un vaso y dos placas paralelas de acero inoxidable. Un voltaje alternante es ejercido en las placas y el flujo de corriente resultante es mostrado en un mili-amperímetro. El contenido de sal es obtenido con referencia a una curva de calibración de corriente (mA) versus contenido de sal de muestras conocidas (lb Na Cl / 1000 Bbls de petróleo crudo)

PROCEDIMIENTO:

1. La solución de mezcla de alcoholes se prepara con 630 ml de butanol , 370 ml de metanol y 3 ml de agua.
2. Determine la lectura del blanco siempre que use xileno o solvente de mezcla alcoholes nuevo, realizando el mismo procedimiento que se hace con las muestras pero sustituyendo el crudo por aceite neutro.
3. Ajuste el equipo en 125 V en la escala baja a 0.1 mA y en la escala alta a 1.0 mA.
4. En una probeta seca de 100 ml con tapón de vidrio adicione 15 ml de xileno, y con una pipeta adicione 10 ml de muestra.
5. Enjuague la pipeta con xileno hasta que dejarlo libre de crudo, de tal manera que todo quede dentro de la pipeta.
6. Posteriormente lleve a 50ml con xileno, agite por lo menos 1 minuto.

7. Diluya a 100 ml con la solución de mezcla de alcoholes y agite vigorosamente por 30 seg. Reposar este contenido durante 5 minutos en un vaso cuyas dimensiones permitan que el nivel de líquido esté por lo menos 1.6 mm arriba de los electrodos.
8. Tome la lectura indicada con aproximación de 0.01 mA en el voltaje y réstele el blanco. Lea la curva de calibración y anote el contenido de sal.
9. La temperatura de las muestras en el momento en que se mide la corriente, no debe diferir en mas de 3°C (5°F) de la temperatura a la cual las curvas de calibración fueron hechas.

2.2. MÉTODO AUTOMÁTICO (LACT)

INTRODUCCIÓN

La medición automática está bastante implementada en patio de tanques, estaciones de bombeo y baterías; su instalación se justifica para reemplazar el trabajo hecho por uno o más medidores, que permiten un ahorro de tiempo y la eliminación del error humano en la medición, aunque cabe anotar que la medición automática tampoco es exacta, ya que está afectada por el error mecánico, que a diferencia del error humano, aquel puede ser mejor controlado por una verificación periódica mediante la calibración del instrumento y el mantenimiento.

Para que estos instrumentos tengan la confiabilidad exigida, tanto del comprador como del vendedor de crudo deben acreditar su exactitud con

un certificado expedido por el fabricante, basado en pruebas hechas en el laboratorio y campo, de acuerdo a procedimientos estándar aprobados por el API. (En la figura 2-11 se muestra un equipo de Unidad LACT)

2,2,1, Métodos de Medición

a) Medición directa

Es la medida que se obtiene haciendo uso de dispositivos mecánicos, eléctricos o contando el número de ciclos de descarga unitaria (1,2,5 barriles,etc.). Este método es utilizado generalmente en las baterías y patio de tanques, por contar entre sus instalaciones con tanques, y medidores de desplazamiento positivo.

b) Medición indirecta (medición automática detallaremos en el siguiente capítulo).

Es la medida resultante de utilizar ciertos dispositivos como paletas o turbinas que giran de acuerdo a la velocidad que lleva el fluido y un contómetro que registra el movimiento convertido previamente en barriles, galones, etc.

También se mide indirectamente restringiendo el área de flujo (bridas de orificio) y un medidor que registra la presión estática y diferencial, con estos datos se puede calcular el volumen del fluido.

UNIDAD LACT

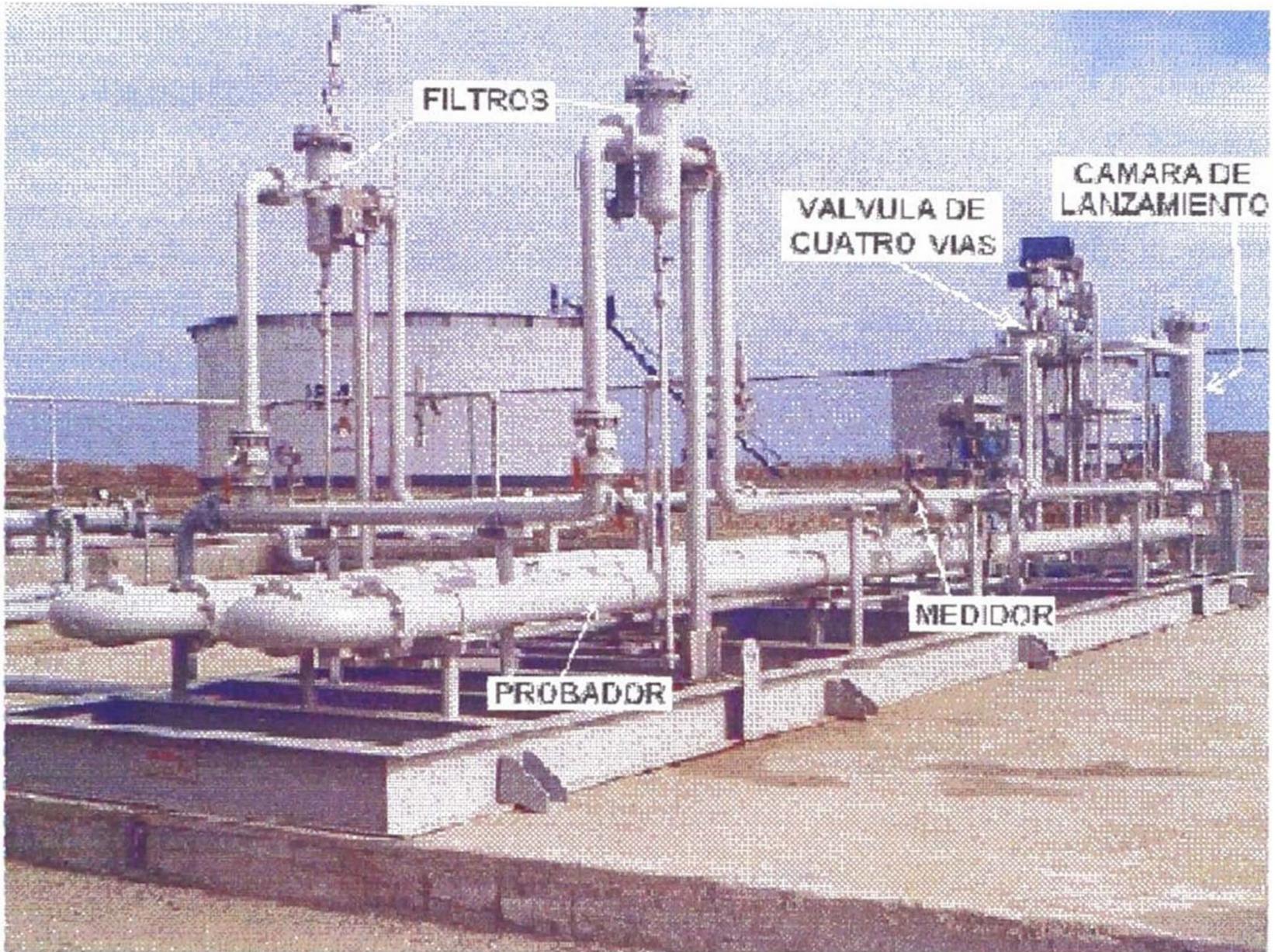


FIGURA 2-11

Estos instrumentos son generalmente usados en la descarga de las bombas de transferencia en las estaciones de bombeo y/o a la entrada a los patios de tanques.

MEDICIÓN DIRECTA.

a) Medidor del nivel de líquido en tanques

La medición mecánica del nivel del líquido se basa en principios físicos y mecánicos o combinación de los principios mecánicos y eléctricos.

Hay una variedad de formas que difieren en sí por su funcionamiento como: lo de flote, tensión superficial y sensibilidad electrónica, tales medidores dan lecturas directas o por un indicador de nivel que se desplaza sobre una cinta graduada o información digital en pies, pulgadas y fracción.

Los indicadores de nivel por flote miden el cambio de nivel como función del desplazamiento del flotador. Los instrumentos operados por acción de fuerza o tensión superficial, miden como consecuencia del balance de fuerzas entre el flotador y el nivel del líquido.

b) Medidores de temperatura en tanques

Los tanques de medición automática de temperatura, son aquellos por la cual la temperatura es determinada por observación en un dial, o en una escala sin intervención manual.

Existen varios tipos de medidores de temperatura, accionados por calentamiento de mercurio o resistencia eléctrica, siendo éstos los de mayor uso.

Termómetros por resistencia eléctrica.

Se basa en el principio de la variación de la resistencia eléctrica de los metales con el cambio de temperatura, teniendo como condición que el coeficiente de resistencia de éstos sea uniforme.

La resistencia eléctrica está convenientemente alojada y revestida con plomo, cada una de éstas es un bulbo que se coloca en el tope, fondo o en la altura más conveniente del tanque.

2.2.2 Muestreadores en líneas de Flujo

Son instrumentos diseñados para coleccionar fluidos representativos que pasan a través de una tubería, para determinar la densidad ° API, BS&W y otros análisis requeridos en el laboratorio. La cantidad de muestra tomada, cuya composición debe ser semejante a la que está fluyendo por la línea de entrada o salida de los tanques, será suficiente como para efectuar todos los análisis deseados (FIG 2-12).

TIPO DE MUESTREADORES

Los muestreadores automáticos se clasifican en proporcionales y no proporcionales.

**MUESTREADOR PROPORCIONAL
AL RATE DE FLUJO**



FIGURA 2 - 12

a) Muestreadores proporcionales.

Son aquellos en que el régimen de extracción de fluido se ajusta automáticamente, siendo éste proporcional al caudal de flujo que pasa por la línea.

b) Muestreadores no proporcionales,

Difieren del anterior en que el régimen de extracción es constante, independientemente de la variación del caudal de flujo, pueden ser muestreadores continuos o intermitentes.

2.2.3 Procedimiento de Fiscalización Método LACT.

Para describir el procedimiento de fiscalización de una unidad L.A.C.T. moderna, se tomará como ejemplo el que se sigue en el lote VI de la compañía SAPET, por ser una unidad de última generación implementada en el noroeste, y además por ser un procedimiento didáctico. El procedimiento es el que sigue:

2.2.3.1 Objetivo

El presente procedimiento tiene por objeto establecer y detallar las pautas a seguir por las partes en lo referente a la Operación de Fiscalización de Petróleo Crudo HCT del lote VI que la contratista, SAPET DEVELOPMENT PERU INC. SUC. DEL PERU, entrega a PERUPETRO S. A. Y PETROPERU S. A.-

OPERACIONES TALARA en el Punto de Fiscalización de acuerdo a lo establecido en el Contrato de Servicios para la explotación de hidrocarburos del lote VI suscrito entre PERUPETRO S.A. y SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC DEL PERU y el Contrato de Compra – Venta de PETROLEO suscrito entre PERUPETRO S. A. y PETROPERU S.A. – OPERACIONES TALARA.

2.2.3.2 Términos y Condiciones.

- ◆ Partes : PERUPETRO S.A. SAPET DEVELOPMENT PERU INC. SUC DEL PERU, PETROPERU S. A. OPERACIONES TALARA.
- ◆ En el presente procedimiento cuando se mencione el Contrato, se refiere a los indicados el punto 1.
- ◆ La medición y fiscalización de los Hidrocarburos Líquidos provenientes del Lote VI se efectuará en el Punto de Fiscalización, ubicado en Patio de Tanques Tablazo mediante la Unidad de Medición Automática LACT., que ha sido instalada por SAPET DEVELOPMENT PERU INC. SUC DEL PERU a PERUPETRO S.A. y a PETROPERU S. A. – OPERACIONES TALARA.
- ◆ La medición del volumen, muestreo análisis de la calidad y preparación de los ticket de venta se realizarán en presencia de los representantes de SAPET

DEVELOPMENT PERU INC. SUC DEL PERU,
PERUPETRO S. A. y a PETROPERU S. A. –
OPERACIONES TALARA.

- ◆ El procedimiento para medir el petróleo crudo con fines de fiscalización están basados en los estándares adoptados por la Industria del Petróleo en General (ASTM, ANSI, API-Manual of Petroelum Measurement Standards).
- ◆ El presente procedimiento entrará en vigencia en la fecha en que las partes suscriban este documento.

2.2.3.3 Equipos de Medición y Control de Calidad

La unidad L. A. C. T. (Lease Automatic Custody Transfer) ha sido fabricada por la Cía. ENFAB S. A. de acuerdo al API Spec 11N, para una máxima descarga de 13,728 BOPD, con un diámetro de salida de 3". Comprende : La Unidad de Medición (Metering Skid) y la Unidad de Rechazo (Diverting Skid).

Su instalación ha sido aprobada por la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) conforme al oficio N° 433-98-EM/DGH.

(FIG 2-13, 2-14)

ELEMENTO DE RETENCIÓN DE SÓLIDOS (FILTROS)

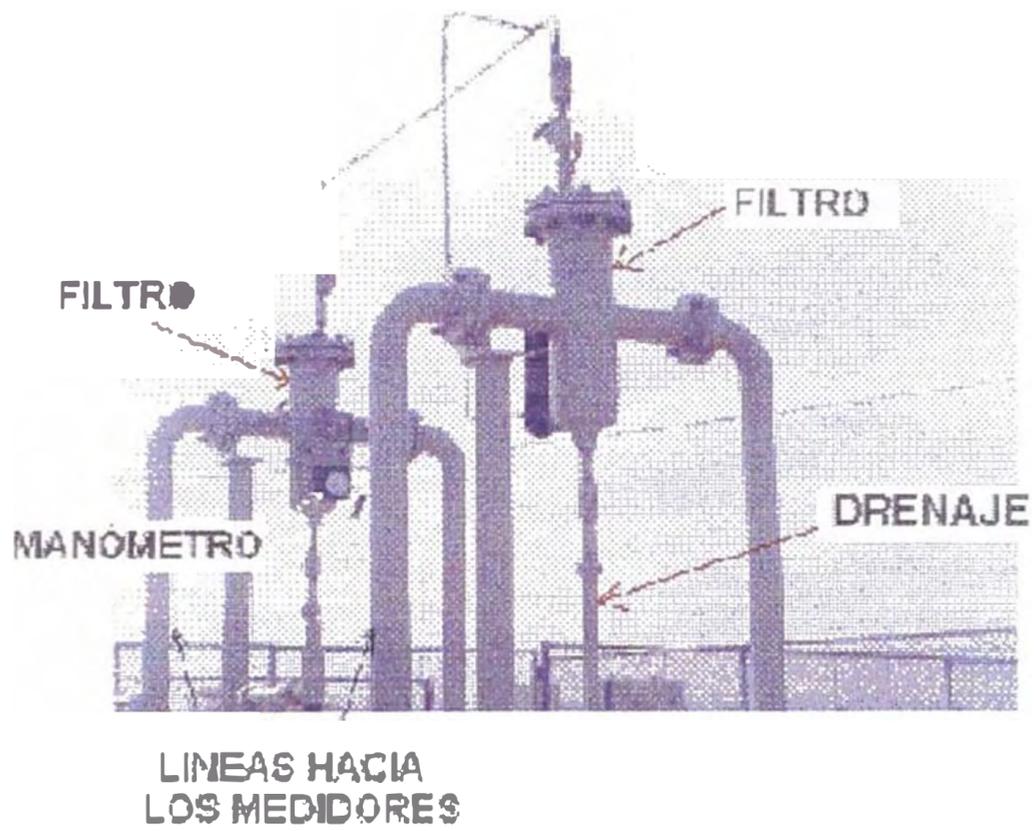


FIGURA 2 - 13

**CENTRO DE COMPUTO DE UNA UNIDAD
LACT MODERNA**



FIGURA 2 - 14

UNIDAD DE MEDICIÓN (Metering Skid).

Está ubicada en patio de Tanques Tablazo con descarga a los Tanques N. L. 559 y N. L. 1647. consta de 2 vías de medición (meters) y un probador bidireccional.

Las partes importantes son:

Filtros (fig 2-13) : Elemento de retención de sólidos para impedir que pasen al medidor y alteren o dañen su funcionamiento.

Medidores : Elementos de control del volumen de crudo que fluye a través de la Unidad L. A. C. T.

Probador: Elemento de la unidad L. A. C. T. Que permite efectuar corridas para comprobar la exactitud del funcionamiento de los medidores.

Panel de Centro de Cómputo de la unidad L. A. C. T. Que Control (fig 2-14): permite su funcionamiento en forma automática.

Impresora: Dispositivo que permite obtener recortes escritos (impresos) de los volúmenes transferidos así

como de las pruebas (corridas) efectuadas a los medidores.

UNIDAD DE RECHAZO (Diverting Skid).

Está ubicada en la estación de bombas N° 172 – Pariñas y calibrada para dejar pasar solamente crudo cuyo contenido de BS&W sea menor o igual a 0.25%, cuando es mayor lo rechaza hacia el tanque lavador.

Una parte importante son los muestreadores, que son recipientes cilíndricos intercambiables que reciben una muestra del crudo que está fluyendo por cada unidad de volumen de Flujo (ml./barril).(FIG 2-15).

2.2.3.4 Medición del Crudo.

- ◆ La unidad L. A. C. T. emitirá diariamente un reporte denominado “ Daily Report”, el cual indicará el volumen total entregado en las últimas 24 horas en el renglón que aparece con el nombre de “ Daily Net Barrels”. Este es el volumen referencial entregado, corregido por densidad API a 60° F y temperatura (G. S. V.), quedando pendiente de corrección de BS&W que se efectuará diariamente en el Punto de Fiscalización.

**MUESTREADOR DE CRUDO EN
LA UNIDAD DE RECHAZO**

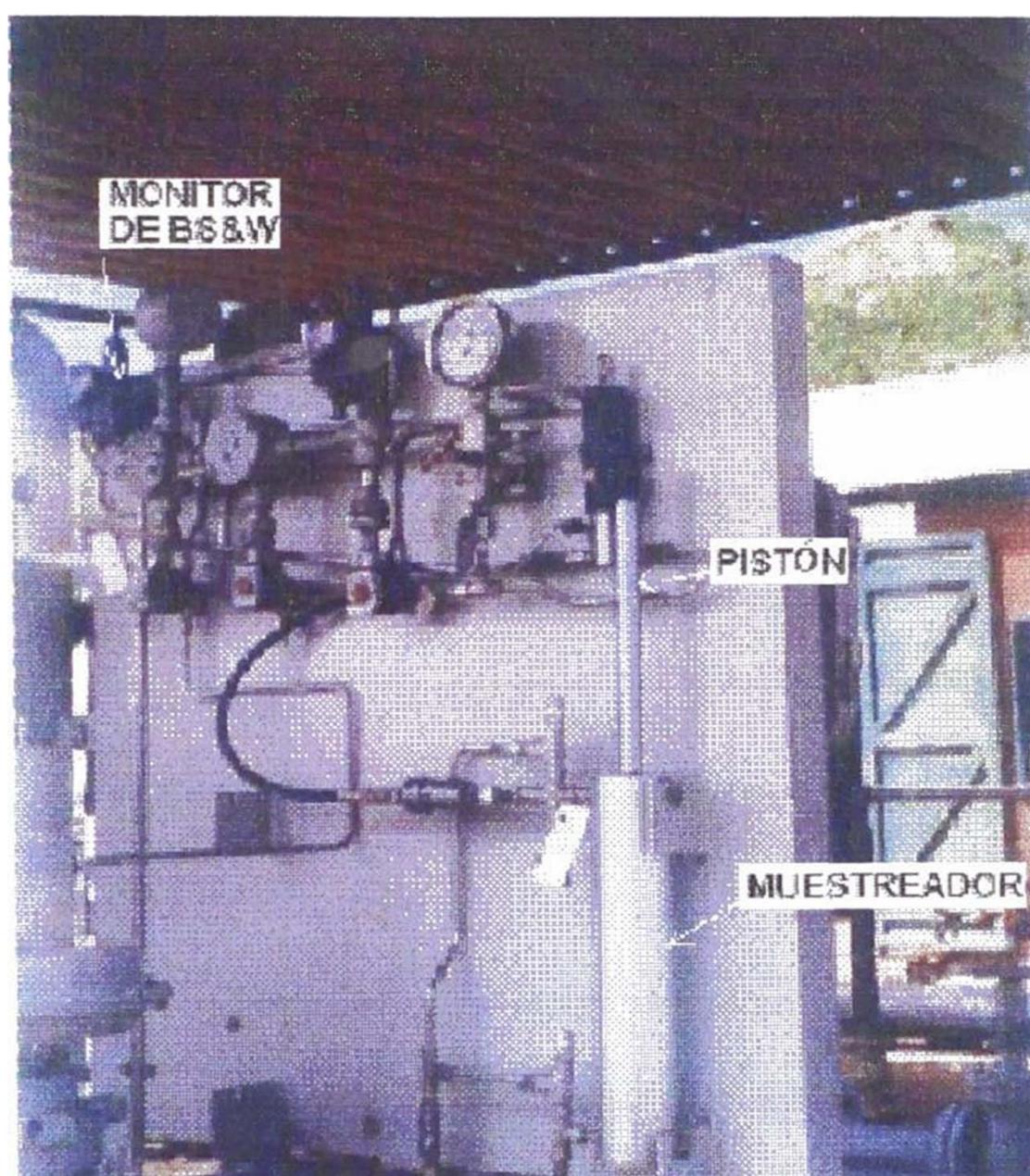


FIGURA 2-15

Para el inicio oficial de Operación de la Unidad L. A. C. T., la densidad API que se ingresará a la computadora de flujo, será obtenida de una muestra corrida del tanque que inicie la operación de la unidad L. A. C. T. Posteriormente se usará la densidad API de la muestra de la última entrega, la cual se obtendrá diariamente del muestreador de la Unidad de Rechazo.

- ◆ Los reportes diarios (Daily Report) emitidos por la Unidad L. A. C. T. deberán ser firmados en forma conjunta por los representantes de PETROPERU S. A.- OPERACIONES TALARA, PERUPETRO S. A. y SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC DEL PERU a las 05:00 horas en el Punto de Fiscalización.
- ◆ Para fines de facturación se utilizará el volumen Neto Diario (Daily Net BBL) indicado en el "Daily Report" corregido por % BS%W el cual será obtenido diariamente del muestreador de la Unidad de Rechazo. Este volumen será el volumen Neto Fiscalizado y será registrado en el "Daily Report" manualmente para ser posteriormente firmado por los representantes de PETROPERU S. A.- OPERACIONES TALARA, PERUPETRO S. A. y SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC DEL PERU.
- ◆ El análisis de la prueba obtenida de la Unidad de Rechazo para la determinación de gravedad API a 60° F, Salinidad y

BS%W se efectuarán en el laboratorio de Tanques Tablazo, laboratorio de refinería, laboratorio de SAPET o cualquier otro laboratorio que las partes acuerden y en presencia de las mismas.

- ◆ Una vez por semana como mínimo deberá efectuarse una corrida en un medidor de la Unidad LACT., utilizando el probador, para determinar la exactitud del funcionamiento de los medidores. En caso de constatarse de mal funcionamiento de un medidor, SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC DEL PERU, deberá separarlo a la brevedad posible, previa comunicación a las partes y mientras tanto utilizará el otro medidor hasta la reparación y calibración del anterior.

La calibración de los equipos de Medición Automática deberá efectuarse a solicitud de cualquiera de las partes cada vez que se considere necesario.

- ◆ En caso de taponamiento de los filtros, el personal de SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC DEL PERU podrá cambiar el medidor por el tiempo que dure la limpieza del filtro obstruido, previa coordinación con los representantes de PERUPETRO S. A. y PETROPERU S. A.- OPERACIONES TALARA.
- ◆ En caso de emergencia o inoperatividad de la Unidad L. A. C. T., el crudo del lote VI será fiscalizado temporalmente en

uno de los Tanques establecidos del Patio de Tanques Tablazo, previa coordinación con PERUPETRO S. A.

- ◆ SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC. DEL PERU tomará las medidas necesarias para garantizar la inviolabilidad de los instrumentos e instalaciones de medición de volúmenes y calidad de Hidrocarburos Fiscalizados. PETROPERU S. A.- OPERACIONES TALARA podrá verificar el valor fijado en 0.25 % como máximo en el monitor de BS%W de la Unidad de Rechazo, el mismo que deberá tener un precinto de seguridad para evitar manipulaciones.

2.2.3.5 Control de Calidad

Los Hidrocarburos Líquidos entregados por SAPET DEVELOPMENT PERU INC., SUC. DEL PERU en el Punto de Fiscalización de la producción no podrán contener más de uno por ciento (1%) de Azufre (Norma ASTM-D-1552), más de cero punto veinticinco por ciento (0.25%) de BS&W medidos con la norma ASTM-D-4007, ni una cantidad de sal mayor de diez (10) libras (1libra = 453.6 gramos) por cada mil (1000) Barriles (Norma ASTM-D-3230). La temperatura de dichos Hidrocarburos Líquidos no deberá ser mayor de ciento cuarenta grados Fahrenheit (140° F), a menos que por razones técnicas las partes lleguen a otro acuerdo.

Las partes podrán modificar, resolver, ampliar, o complementar este Procedimiento, en caso se efectúen cambios importantes en los equipos o sistemas de medición.

CAPITULO III

3. EQUIPO NECESARIO PARA MÉTODO LACT

En la actualidad en el Perú existen operando tres tipos de unidades LACT de acuerdo al tipo de medidores que posea y estas son:

MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

MEDIDORES DE TURBINA.

MEDIDORES MASICOS.

3.1. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Los medidores de desplazamiento positivo (P.D) han existido durante mas de un siglo. Muchos de los diseños se desarrollaron a partir de bombas o compresores. Hasta fines de la década de los 30, los medidores P.D. se utilizaban ampliamente para medir precisamente los líquidos petrolíferos de tanqueros, terminales a granel de carga, y oleoductos pequeños. Luego de la construcción de oleoductos grandes e instalaciones para cargar buques grandes durante la década de los 50 y 60, se desarrollaron medidores de P.D. que podían medir tasas de flujo mayores de 10,000 barriles por hora. Y a partir de esta década los medidores de P.D. han llegado a ser una “norma de medición “ para la industria de hidrocarburos.

Los medidores de desplazamiento positivo miden el flujo directamente separando (aislando) continuamente la corriente de flujo en segmentos volumétricos discretos para contarlos. Fig. 3-1.

3.1.1 Diseño y Construcción.

Los componentes que conforman un medidor de P.D. son: la carcasa exterior, el Elemento Interno de Medición, y el Sistema Motriz de los Accesorios.

1. CARCASA EXTERIOR.

La carcasa exterior es básicamente un recipiente de presión con conexiones de entrada y salida. Los materiales de la carcasa exterior típicamente son de acero al carbono, hierro fundido, hierro dúctil, aluminio, bronce, o acero inoxidable.

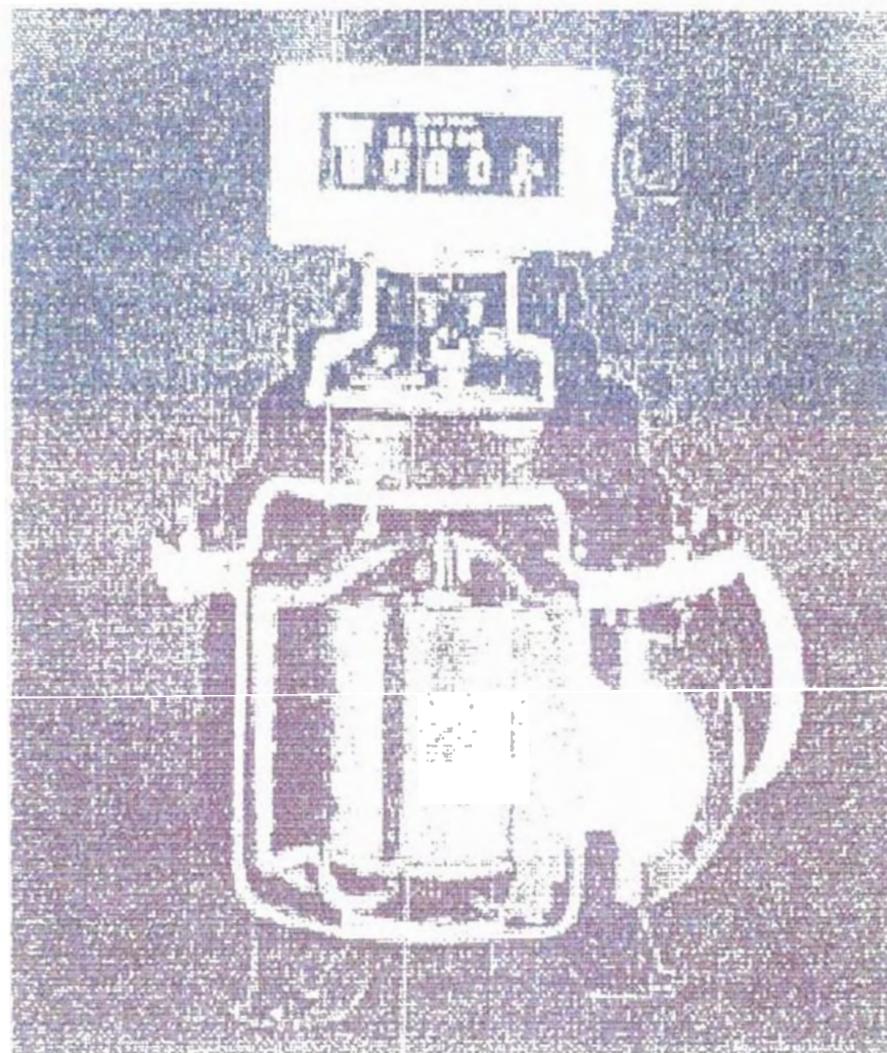
Los medidores pueden ser de carcasa simple o doble. Con la carcasa simple, la carcasa exterior sirve tanto como recipiente de presión así como de carcasa del elemento de medición; en cambio con la carcasa doble, la carcasa exterior es únicamente un recipiente de presión.

Las ventajas de la doble carcasa son:

No se transmite la tensión de la tubería al elemento de medición.

El elemento de medición puede ser sacado fácilmente para mantenimiento o para lavar la línea durante la puesta en marcha.

MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO



Los medidores de P.D.. miden directamente el volúmen contando las revoluciones del rotor

FIGURA 3 - 1

La presión diferencial a través de las paredes de la cámara de medición es mínima, eliminando así la posibilidad de que se presente cambios en las dimensiones de la cámara de medición debido a las variaciones de presión del sistema.

2. ELEMENTO DE MEDICIÓN

Este tipo de medidores miden el flujo volumétrico, separando continuamente el flujo en segmentos volumétricos discretos para contarlos, como se muestra en la FIG 3-2. El elemento de medición también funciona como un motor hidráulico absorbiendo energía de la corriente de flujo, para producir la torsión necesaria para vencer la fricción interna e impulsar el contador y otros accesorios adicionales.

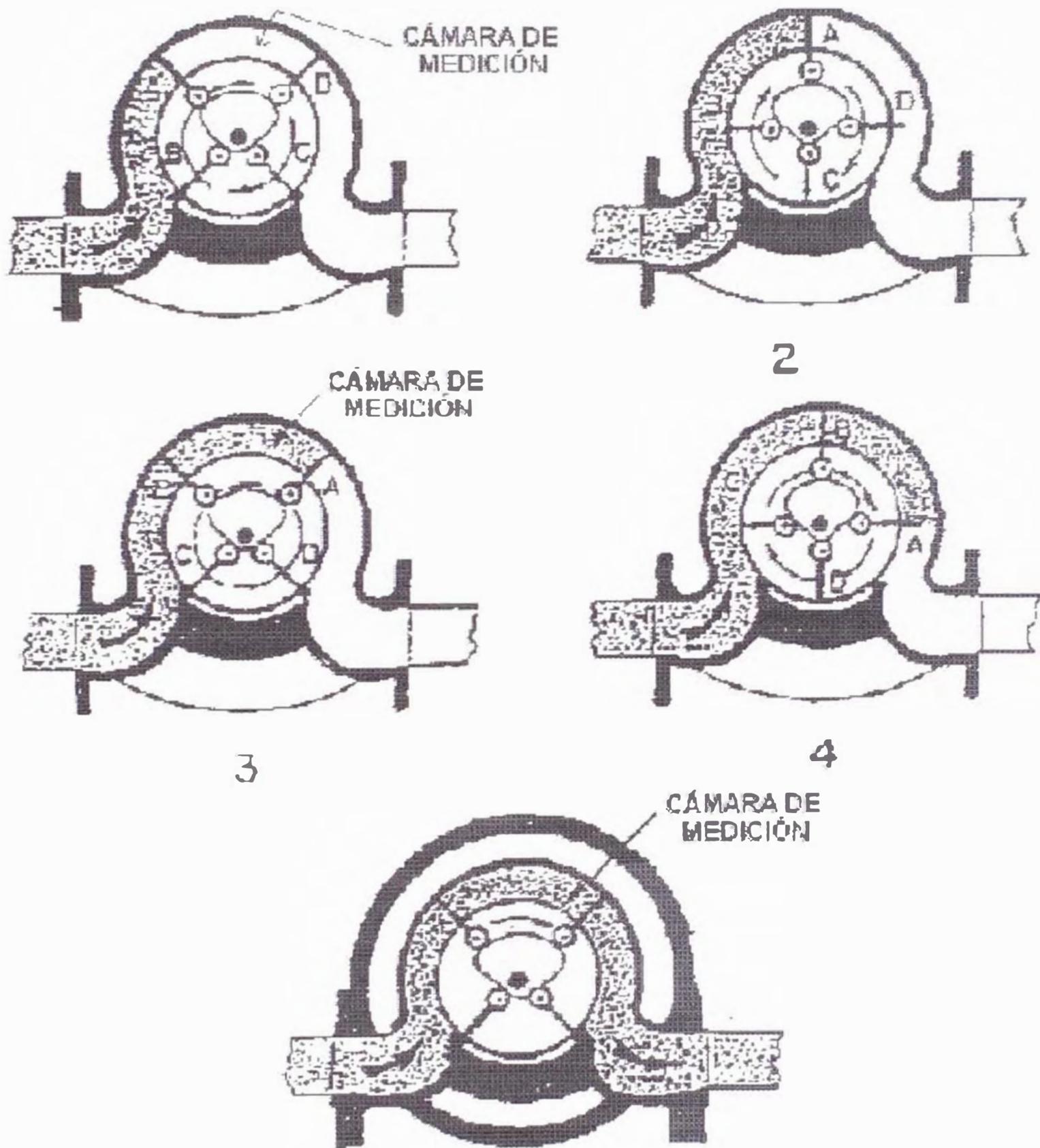
3. SISTEMA DE IMPULSOR DE LOS ACCESORIOS.

El sistema impulsor de accesorios consiste en tres elementos básicos: El tren de engranajes, el Sello de Eje Giratorio (empaquetadura), Y el Calibrador (regulador). Como se muestra en la FIG 3-3.

a) Tren de engranajes.

Se escoge una relación de engranajes para el tren, que convierte el volumen fijo por revolución del elemento de medición en algún volumen nominalmente conveniente por revolución del eje de entrada del contador.

ELEMENTOS DE MEDICIÓN INTERNA DE UN MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO



5
FIGURA 3 - 2

MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO
ACCESORIOS MÓVILES

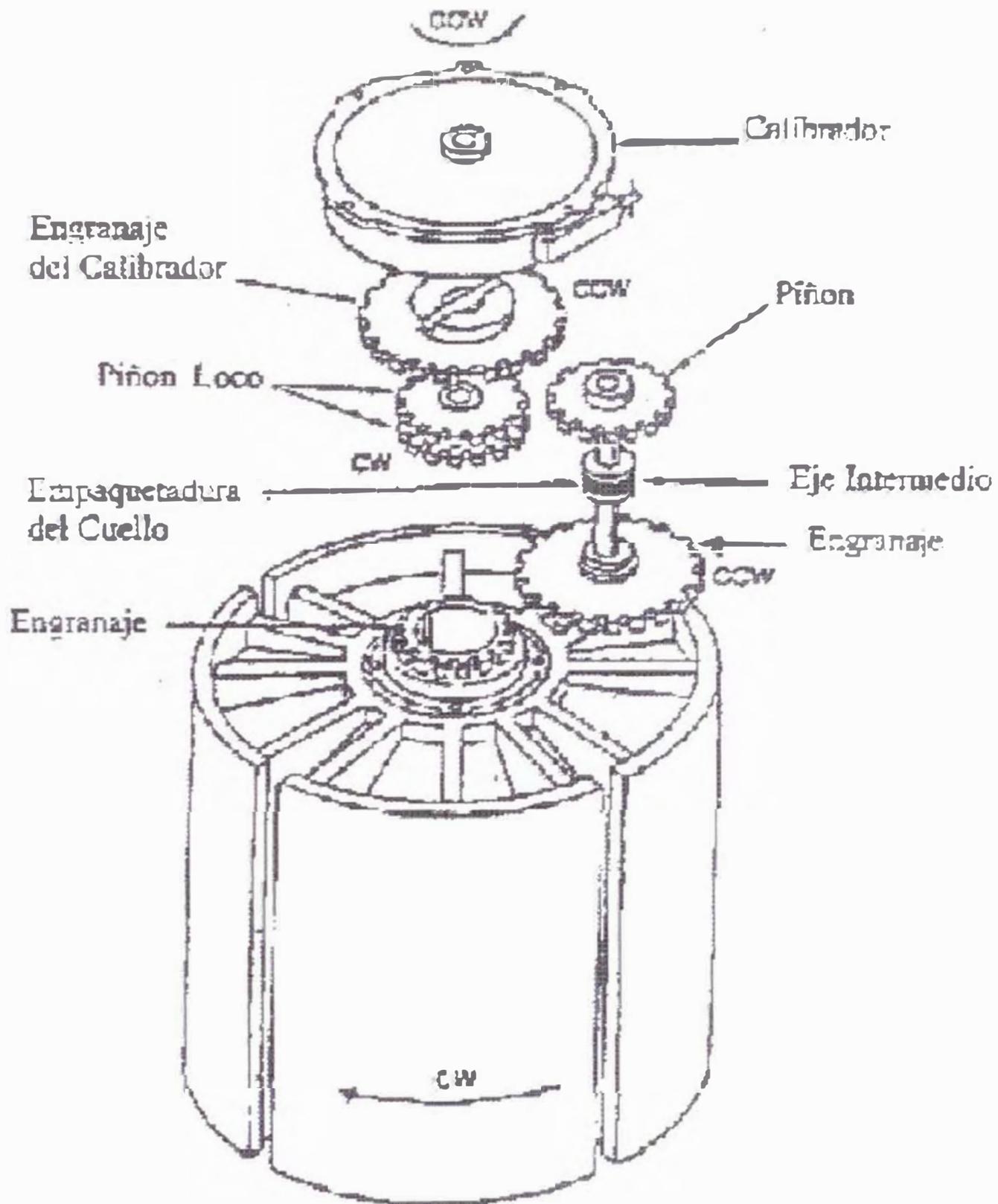


FIGURA 3 - 3

b) Sello del eje giratorio.

Se requiere un sello en el eje giratorio donde el sistema impulsor del contador penetra al recipiente de presión del medidor. Normalmente se diseña como módulo o empaquetadura para permitir el acceso fácil, por que es un elemento que se desgasta y tiene que recibir mantenimiento cuando ocurren fugas.

Algunos medidores utilizan una empaquetadura con lubricación externa para aislar el sello del eje dinámico, del producto, y con esto prolongar la vida de la misma. El lubricante externo tiene que ser compatible químicamente e insoluble en el producto que se está midiendo (por lo general el lubricante es glicerina o grasa de silicón).

Algunos medidores de P.D. tienen un acople de impulso magnético en vez de la empaquetadura, para eliminar la necesidad del mantenimiento frecuente del sello del eje dinámico.

Los factores principales que afectan a la vida del sello del eje giratorio son la compatibilidad del sello con el líquido y los contaminantes abrasivos en el mismo.

c) Calibrador (regulador)

El calibrador del medidor es un dispositivo para regular por pequeños incrementos el tren impulsor del contador, para que registre el volumen verdadero que pasa a través del medidor. Sin un calibrador, solamente se puede armar el medidor para registrar el flujo volumétrico

verdadero con una precisión aproximada del 0.5-1.0%. Esto se debe a las variaciones en la fabricación del elemento de medición y los incrementos en la relación de engranajes relativamente gruesos que están disponibles en un tren de engranajes de medidor normal.

Por eso, hace falta un calibrador cuando el contador mecánico del medidor tiene que registrar el flujo volumétrico real. Si se va a aplicar un “factor de medidor” (relación de volumen real / volumen registrado) al volumen registrado, una costumbre común para los medidores de oleoducto, entonces se utiliza típicamente un tren de engranajes nominal del 100% sin el calibrador.

Las características de un buen calibrador de medidor son:

- Capacidad para impulsar una carga de alta torsión.
- Vida de servicio larga.
- Rango de ajuste fino.
- Rango de ajuste adecuado.
- Bajo costo de reparación o reposición.
- La variación cíclica de velocidades del eje de salida debe ser mínima.

3.1.2 Rendimiento del Medidor de Desplazamiento Positivo.

Los factores que afectan al rendimiento de los medidores PD. pueden describirse en términos de su efecto sobre el volumen desplazado por

rotación del rotor, o las pérdidas por los espacios libres del elemento de medición.

3. 1.2.1. Desplazamiento de Volumen

El volumen desplazado por el elemento de medición es afectado por: la temperatura, presión, viscosidad, desgaste y depósitos.

1. Temperatura.

El aumento de la temperatura causa la expansión del volumen de la cámara de medición según el coeficiente de expansión de sus partes metálicas elevado al cubo. Al utilizar metales diferentes por ejemplo, los alabes de aluminio con un elemento de medición de hierro fundido, el espacio libre entre las partes que son de metales diferentes (Es decir, la holgura de la punta del alabe), cambia según la temperatura afectando el volumen de desplazamiento, este efecto de temperatura típicamente es aproximadamente el 0.02 % para un cambio de temperatura de líquido de 10 °F o alrededor del 0.10 % para un cambio de 50 °F.

2. Presión

Un cambio importante en la presión de operación, afectará al volumen de desplazamiento de un medidor de carcasa simple, pero no al de doble carcasa (Donde la diferencia de presión a través de las paredes de cámara de medición es insignificante).

Este efecto varía según el diseño del medidor. Sin embargo, si se esperan cambios de presión de operación mayores de 20 psi, se debe tomar en cuenta el uso de un medidor de doble carcasa o de un factor de medidor ajustado según la presión.

3. Viscosidad

A medida que aumenta la viscosidad, el líquido tiende a adherirse a la superficie de la cámara de medición. Esta adherencia tiene el efecto de reducir el volumen de desplazamiento.

Esta reducción termina cuando la película ya no puede acumularse debido a la acción de limpieza de las partes que forman la cámara de medición.

4. Desgaste

El desgaste puede tener el efecto de aumentar el desplazamiento de un medidor de aletas giratorias. A medida que se desgaste la leva o el rodamiento del álabe, este puede acercarse más a la superficie interior de la cámara de medición y por lo tanto desplazar más volumen.

5. Depósitos

Los depósitos tales como parafina en las superficies de la cámara de medición reducirán el volumen de desplazamiento hasta el punto en que los espacios libres queden en cero.

Después el rendimiento del medidor debe permanecer muy constante mientras el depósito permanezca en su sitio.

Sin embargo si el punto de fusión de la parafina esta cerca de la temperatura de operación del medidor, entonces su formación o fusión puede causar importantes cambios en el rendimiento del medidor

3. 1.2.2. Las Fugas por el Espacio Libre del Medidor.

Las “perdidas” de líquidos a través de los espacios libres entre las partes estacionarias y movibles del elemento de medición (FIG 3-4), sin considerar a la cámara de medición, se pueden definir con la siguiente ecuación:

$$Q = (1/12) * (X_c^3 \Delta P / \mu L_c)$$

Donde:

Q = Tasa de flujo de las pérdidas.

X_c = Ancho del espacio libre.

L_c = Longitud del espacio libre.

ΔP = Diferencia de presión a través del espacio libre.

μ = Viscosidad absoluta, cP.

Las pérdidas a través de los espacios libres de un medidor P.D. de alto rendimiento variarán desde casi cero para las

ESPACIO LIBRE TÍPICO DE UN MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

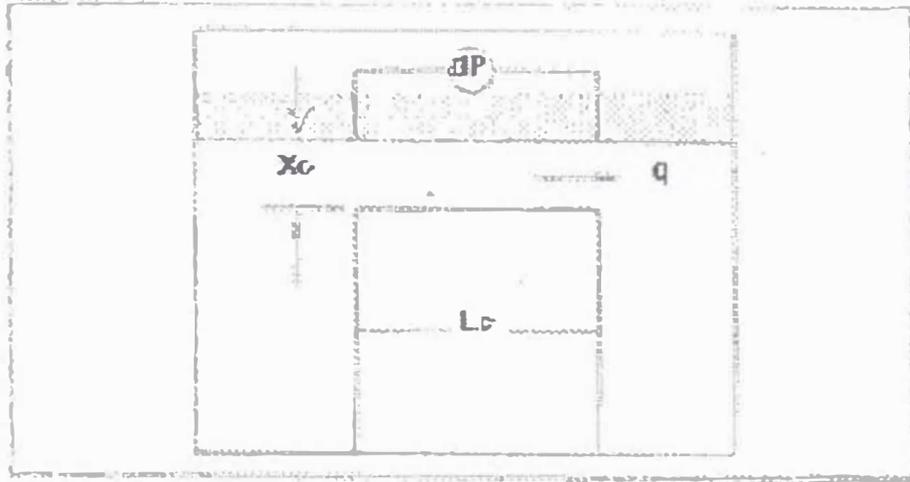


FIGURA 3 - 4

VARIACIÓN TÍPICA EN EL RENDIMIENTO DEL MEDIDOR P.D. SEGÚN LA VISCOSIDAD

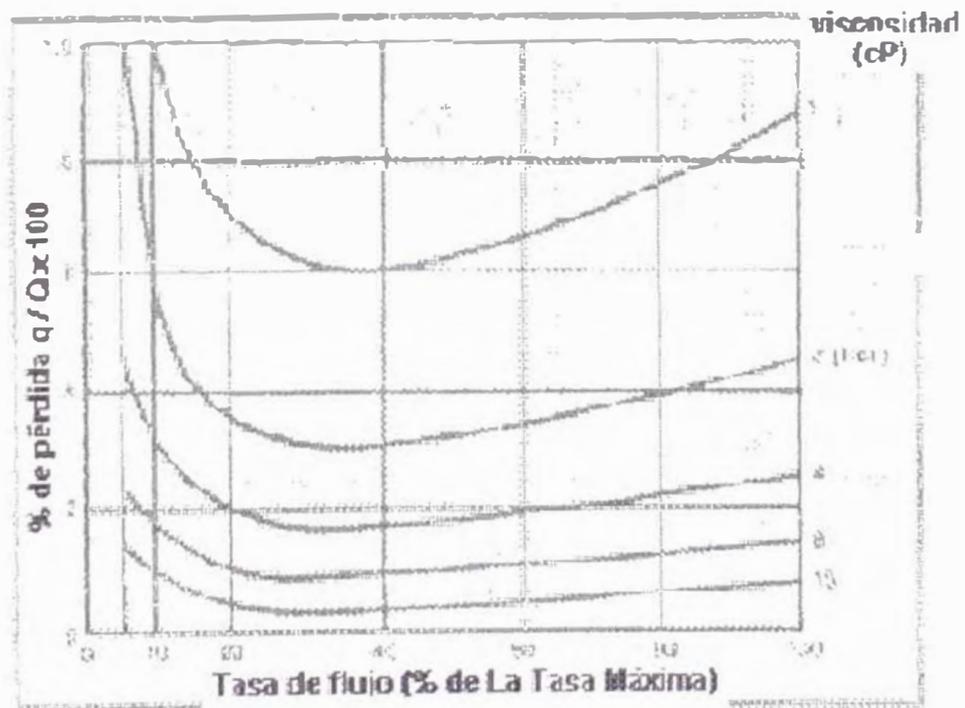


FIGURA 3 - 5

VISCOSIDAD VS TEMPERATURA PARA LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS

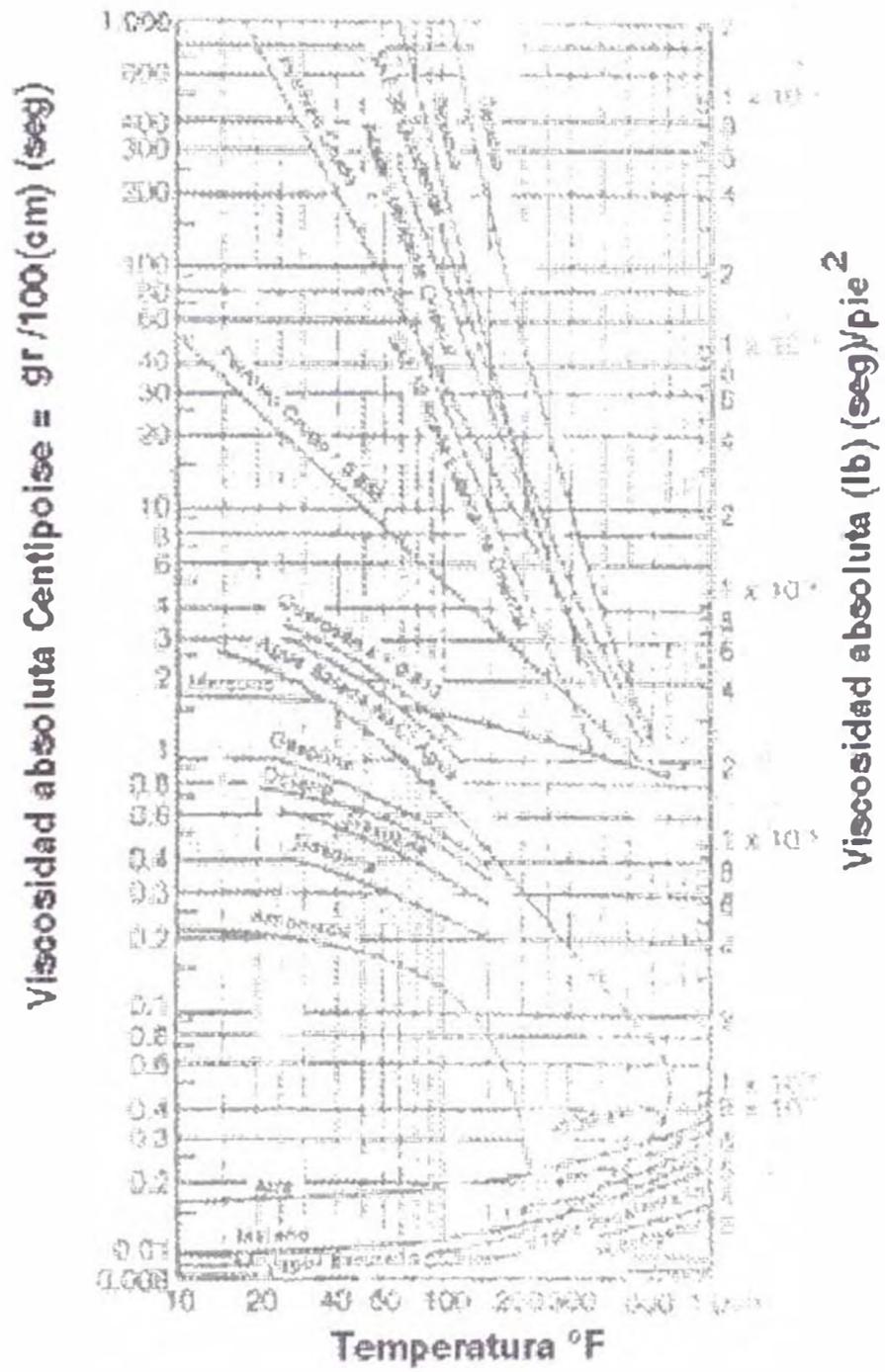


FIGURA 3 - 6

viscosidades mayores de aproximadamente 20 cP hasta el 0.5% o 1% para la gasolina (de 0.6 cP de viscosidad). La figura 3-5 Indica la variación típica en el rendimiento del medidor según la viscosidad. La viscosidad de los hidrocarburos líquidos disminuye a medida que aumenta la gravedad API y la temperatura (FIG 3-6) . Por eso, para los líquidos de menor viscosidad, es importante calibrar el medidor de P.D. a la temperatura de operación, viscosidad y tasa de flujo normal. Sin embargo para los líquidos de mayor viscosidad, donde las pérdidas se acercan a cero, normalmente se pueden probar los medidores P.D. a viscosidades y/o tasas de flujo diferentes de sus condiciones normales de operación sin causar un error significativo.

Los factores mencionados anteriormente que afectan a los espacios libres de los medidores son la temperatura (al utilizar metales diferentes en el elemento de medición), presión (en los medidores de simple carcasa), en los desgastes y depósitos las pérdidas son proporcionales a la variación de espacio libre (X_c) elevado al cubo.

3.2. MEDIDORES DE TURBINA

Son medidores que calculan el rate de flujo volumétrico midiendo alguna propiedad dinámica de la corriente de flujo. Este tipo de medidor posee

MEDIDOR DE TURBINA

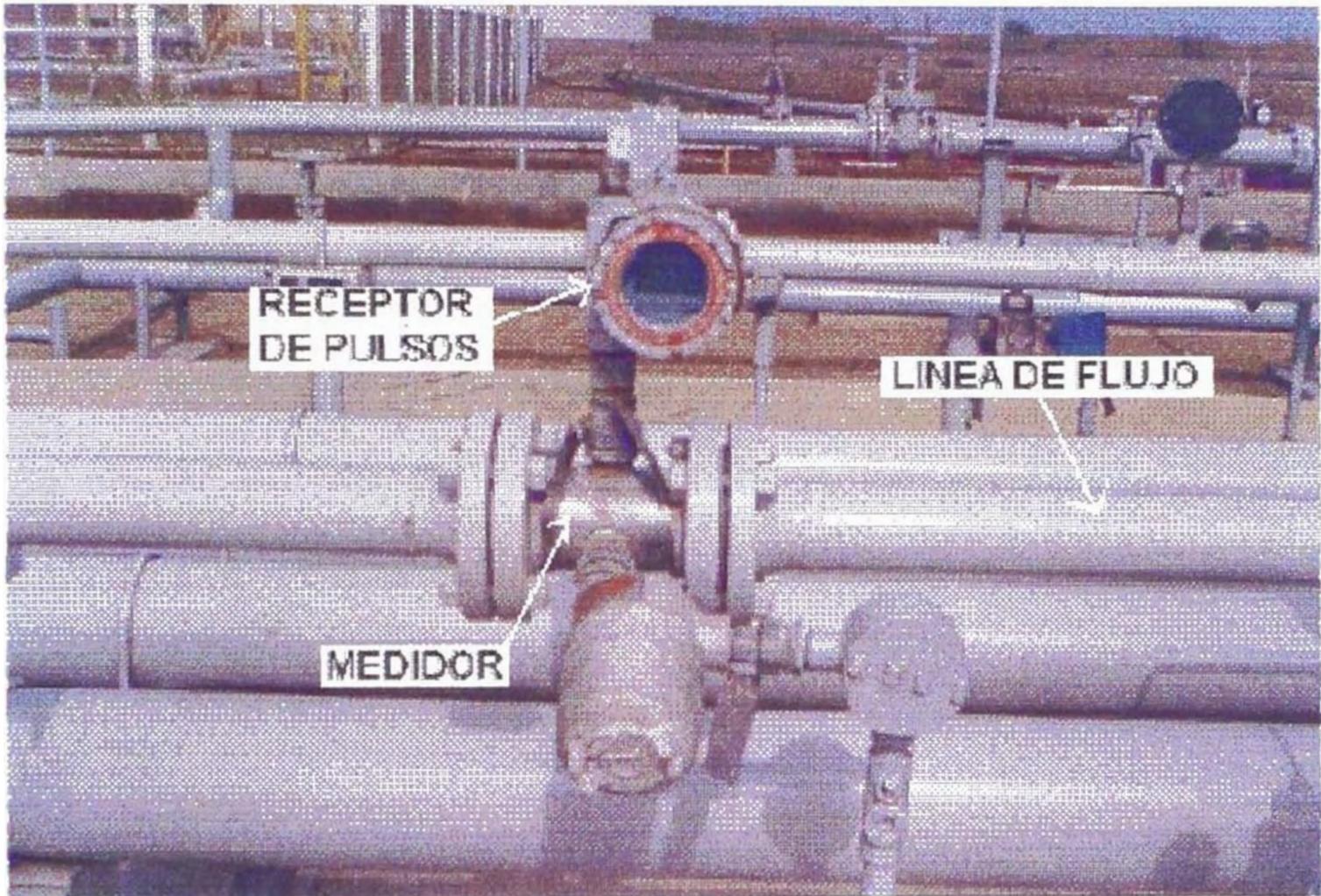


FIGURA 3-7

un rotor el cual recibe la velocidad principal del líquido fluyente en un conducto cerrado. El movimiento del líquido mueve al rotor a una velocidad tangencial proporcional al régimen de flujo. El movimiento del rotor puede detectarse mecánicamente o eléctricamente y se registra en un tablero de lecturas. El volumen real que pasa por el medidor se determina probándolo con un volumen conocido del probador, Este tipo de medidor permite medir altos flujos de petróleo. (FIG 3-7)

3.2.1. Accesorios de Medidores

Se dividen en tres partes principales: la caja, ensamble interior y ensamble de receptor de pulsos.(FIG. 3-8)

La caja.

Es un carrete con sus bridas en ambos extremos, su dimensión varía de ¼" a 24" la presión de trabajo de 150 lbs a 2500lbs ANSI (275 a 6000 psi) para flujos hasta 60000 barriles por hora. Los materiales se seleccionan de acuerdo al producto que se está manipulando y a las condiciones ambientales de la zona. El carrete está en contacto con el fluido, sin embargo la brida no se mojan, por ello estas podrían ser no compatibles con el fluido; bridas de acero al carbón son usadas normalmente. Si los líquidos son corrosivos lo más conveniente es usar acero inoxidable.

Ensamblaje interno.

PARTES DE UN MEDIDOR DE TURBINA

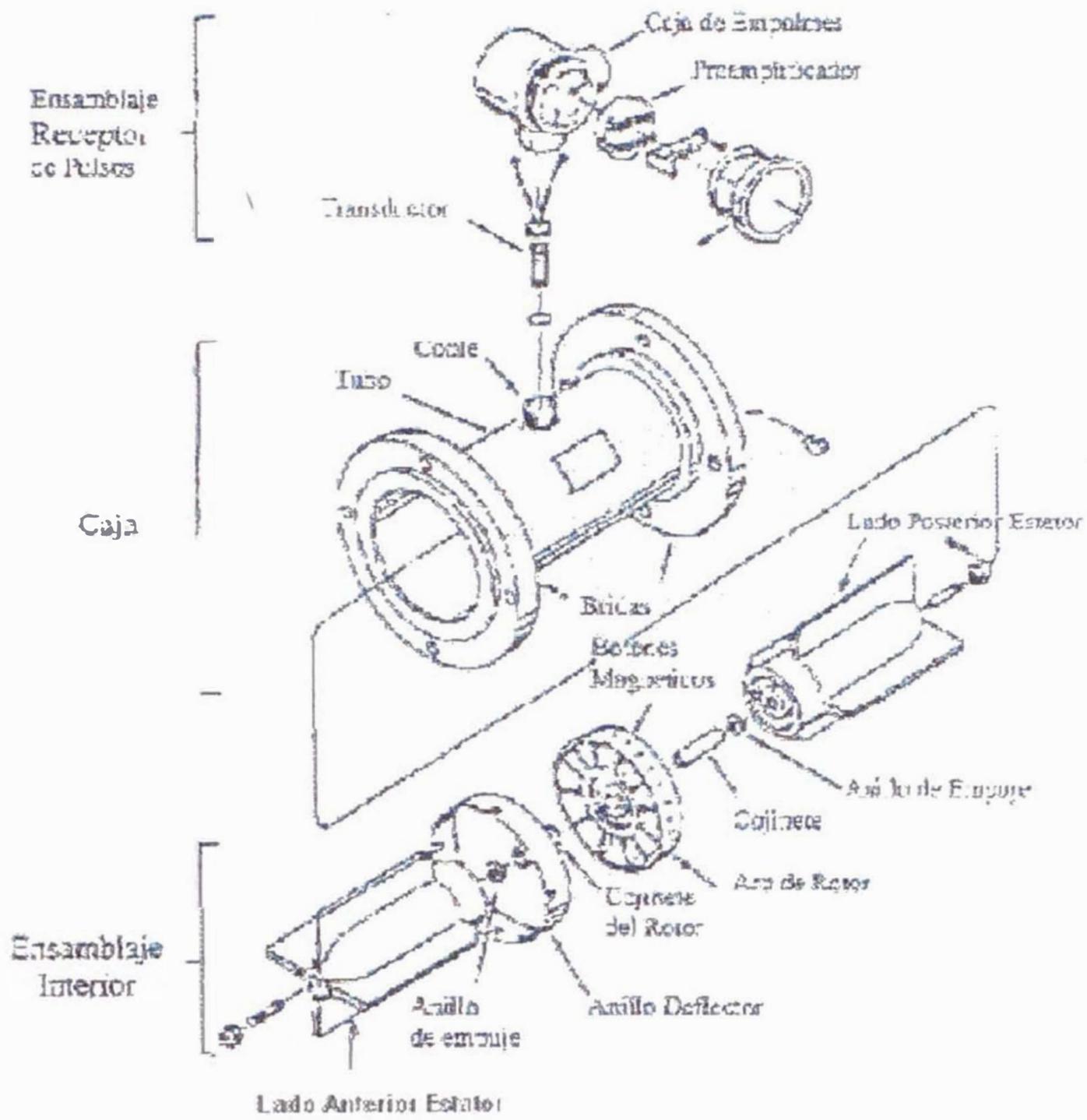


FIGURA 3 - 8

Está compuesto por un rotor que es la única parte móvil y el ensamblaje de estator. Hay dos diseños de estatores; uno donde el eje del rotor está sostenido en la parte anterior y posterior (con respecto al sentido de flujo), y el otro que está solamente apoyada en la parte anterior. El rotor puede ser del tipo agujereado o liso. En el caso del tipo agujereado lleva un anillo desviador del flujo, para impedir que éste choque directamente contra el rotor. El rotor agujereado es hecho de un material no magnético donde se encaja a intervalos iguales botones imantados. Que generan pulsos magnéticos. Los pulsos magnéticos se generan por el espaciamiento entre imanes.

Ensamblaje del receptor de pulsos.

Consiste en un transductor de pulsos, una caja de empalmes y de un preamplificador.

Cuando el rotor gira y pasa por el transductor, este convierte los pulsos magnéticos en eléctricos, a una muy baja potencia, solo unos cuantos miliwatts.

Generalmente la transmisión de pulsos es vía remota hacia el tablero de control, para lo cual se requiere de una caja de empalmes a prueba de explosión y un preamplificador que amplifica los pulsos y reduce los

ruidos externos. El número de pulsos por barril, depende de la marca y tipo de turbina que se está usando.

3.2.2. RENDIMIENTO DEL MEDIDOR DE TURBINA

Los factores que afectan al rendimiento de los medidores de turbina pueden ser analizados en términos de su efecto sobre:

1. El área de flujo (a través del rotor), y
2. La velocidad del rotor.

3. 2.2.1. Area de Flujo

El medidor de turbina, que mide el flujo volumétrico por deducción, calculando la velocidad de flujo en base a la velocidad de rotación (desplazamiento) de un rotor de alabes. Se asume que la tasa de flujo volumétrico (Q) es proporcional a esta velocidad de flujo (V) que se mide, suponiendo una área de flujo constante (A). Esto se describe en la siguiente ecuación:

$$Q = V * A$$

Algunos factores que pueden afectar a esta supuesta área de flujo constante son:

Depósitos (como la parafina)

Espesor de la capa límite

Cavitación

Basura.

Condiciones de operación (como la presión y temperatura)

Una capa muy delgada en todas las superficies interiores del medidor de turbina puede cambiar muy significativamente el área de flujo a través del medidor. Por ejemplo, una película de una milésima de pulgada (0.001”) de espesor en todas las superficies interiores de un medidor de turbina de 4 pulgadas reducirá su área de flujo, y por consiguiente su factor de medidor en aproximadamente el 0.5%. Este efecto es proporcional al cuadrado del tamaño del medidor. Por eso, para un medidor de 2 pulgadas, una capa de una milésima de pulgada afectará el rendimiento del medidor alrededor del 2%.

Una de las razones por que no se recomienda el uso de medidores de turbina para líquidos de alta viscosidad, es el aumento considerable del espesor de la capa límite y como resultado la reducción en el área de flujo, que ocurre al acercarse al flujo laminar.

Cuando la relación no dimensional, llamado el Número de Reynolds, baja de 6000, el espesor de la capa límite comienza a aumentar rápidamente:

$$Re = V*d / \nu$$

Donde: Re = Número de reynolds.

V = Velocidad.

D = Diámetro del Tubo.

ν = Viscosidad Cinemática.

Por eso, el problema de flujo laminar (espesor de la capa límite) ocurre con viscosidades bajas y con los medidores más pequeños. El rango de viscosidades que se recomienda para los medidores de turbina, se indica en la figura 3-9.

Un líquido que está sujeto a presiones inferiores a su presión de vapor, cambia de fase. Si las velocidades a través del rotor del medidor de turbina son altas, la presión estática localizada a la altura del rotor puede bajar hasta un nivel inferior a la presión de vapor del líquido, produciendo cavitación (la formación de burbujas de vapor), aunque la presión estática en el oleoducto sea mayor que la presión de vapor. Estas Burbujas de vapor ocupan mucho más área de flujo que el producto equivalente en forma líquida, y esto produce un aumento significativo de la velocidad del rotor (FIG. 3-10), y por consiguiente un error en la medición. Para eliminar la cavitación, la contrapresión sobre el medidor tiene que ser incrementada. El API recomienda que la contrapresión mínima sobre un medidor de turbina de 1.25 veces

GUIA PARA SELECCIÓN DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO Y TURBINA

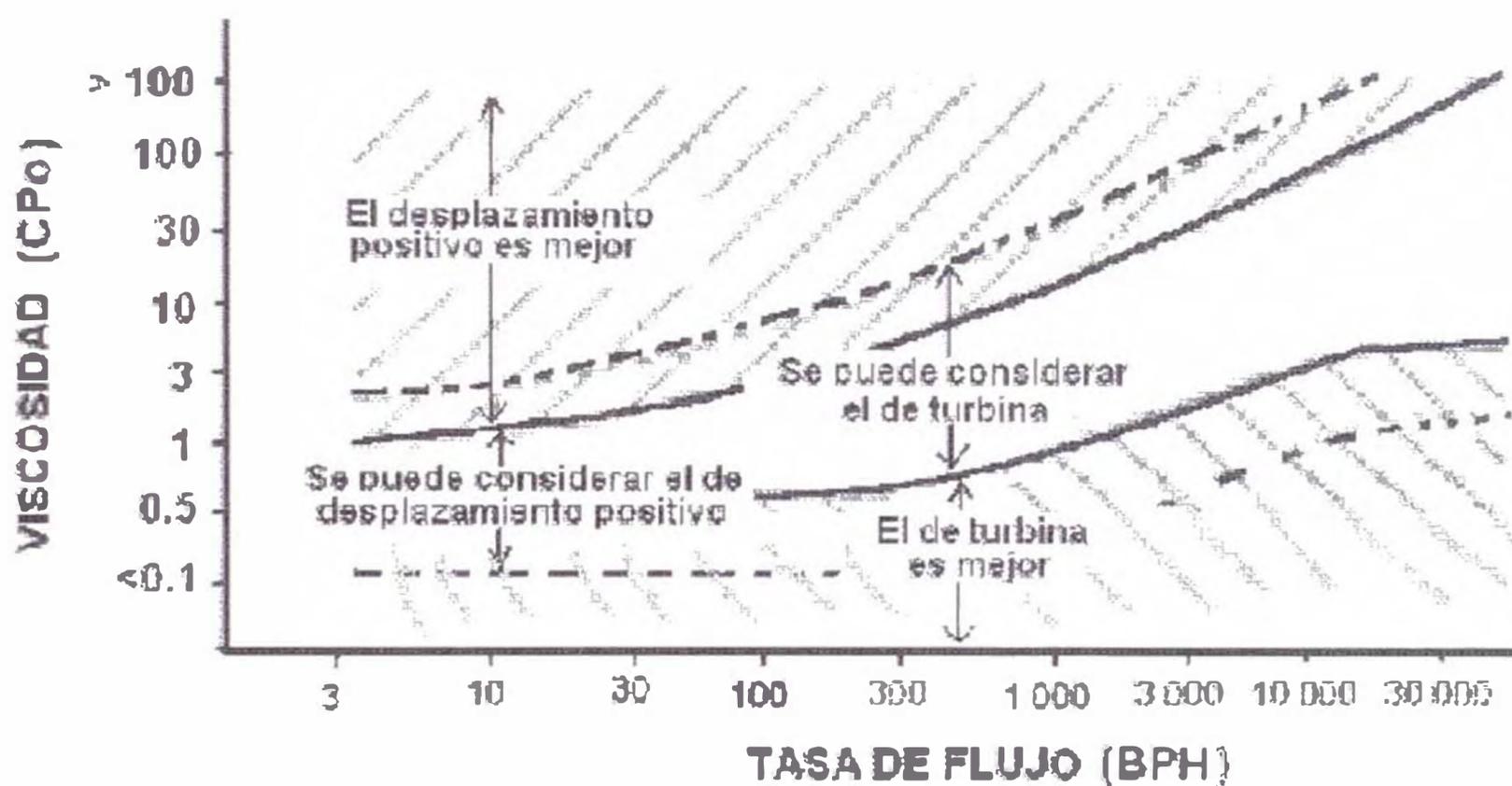


FIGURA 3 - 9

RENDIMIENTO DE UN MEDIDOR DE TURBINA CON CAVITACIÓN

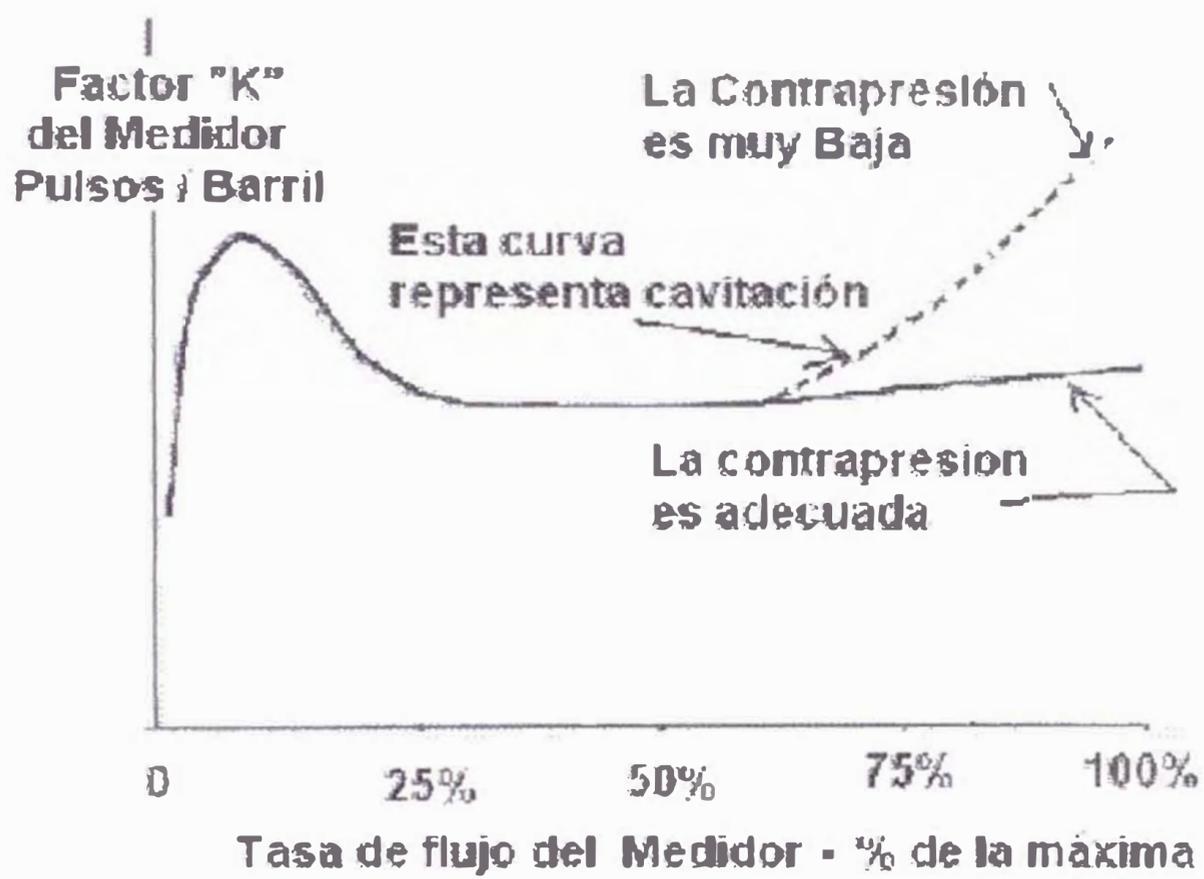


FIGURA 3 - 10

mayor que la presión absoluta de vapor, más dos veces la caída de presión a través del medidor.

El efecto de la basura del oleoducto sobre el medidor de turbina es directo, ya que si esta obstruye parte del área de flujo a través del rotor afectará drásticamente al rendimiento del medidor.

Los medidores de turbina experimentan cambios en el área de flujo a raíz de las variaciones significativas en la presión y temperatura de operación. El área de flujo a través de un medidor de turbina típico aumentará solamente el 0.002% luego de un aumento de 100 psi en la presión de operación, algo insignificante; pero aumentará el 0.02%, valor que si es importante, luego de un aumento de 10 °F en la temperatura.

3. 2.2.2. *Velocidad del Rotor.*

La suposición de que la velocidad medida del rotor esté directamente proporcional a la velocidad axial a través del medidor de turbina puede verse afectada por los siguientes factores.

1. Fricción del rodamiento.
2. Fricción viscosa.
3. Configuración de alabe del rotor.
4. Acondicionamiento del flujo.

Una de las características que distinguen al medidor de turbina de alto rendimiento, es la baja fricción de los rodamientos. Debido al servicio continuo a altas velocidades, los rodamientos del medidor de turbina tienen que ser muy resistentes al desgaste. Por eso normalmente se utilizan cojinetes de carburo de tungsteno. La holgura entre los rodamientos móviles del rotor y el cojinete de la plataforma estacionaria tienen que ser muy exactas para asegurar que la rotación ocurra sobre una película delgada de líquido para minimizar aún más la fricción.

Los medidores de alto rendimiento generalmente tienen un rotor flotante, que tienen poca o ninguna fricción de rodamiento axial sobre el rango nominal de operación del medidor.

La resistencia por fricción del rotor de un medidor de turbina es casi constante para todas las velocidades de rotación. Sin embargo, el movimiento de torsión del rotor es proporcional a la densidad del líquido (ρ) y al cuadrado de la velocidad de flujo (V^2). Por eso a altas tasas de flujo, la resistencia por fricciones es insignificante comparada con el alto movimiento de torsión. Pero a medida que disminuya la tasa de flujo, el movimiento de torsión del rotor se reduce rápidamente, pero la resistencia de fricción del rotor permanece igual. Por ejemplo al 10% de la tasa máxima de flujo, el movimiento de torsión del rotor (ρV) es

solamente el 1% de su valor a la tasa máxima de flujo. Ahora la resistencia de fricción comienza a cobrar importancia. A medida que la tasa de flujo disminuye adicionalmente, la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido se vuelve menos lineal (como se muestra en la figura 3-11). Finalmente el rotor deja de girar.

En la figura 3-11. se indica también el efecto de la resistencia por viscosidad sobre la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido. La tasa de flujo cuando la velocidad del rotor comienza a estar desproporcionada a la del líquido, aumenta a medida que incrementa la viscosidad.

Si el ángulo efectivo de ataque de solamente una aleta del rotor cambia levemente, debido a un golpe por la basura en la corriente de flujo, cambiará significativamente la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido; también cualquier cambio significativo en la geometría de los bordes de los alabes del rotor debido a la erosión, corrosión, o adherencia de basura, cambiará dicha relación, y por consiguiente, el rendimiento del medidor.

Al igual que otros medidores deductivos de flujo (de detección de velocidad), los medidores de turbina requieren un acondicionamiento de la corriente de flujo aguas arriba y abajo del medidor. Las recomendaciones detalladas de API para el

VELOCIDAD DEL ROTOR

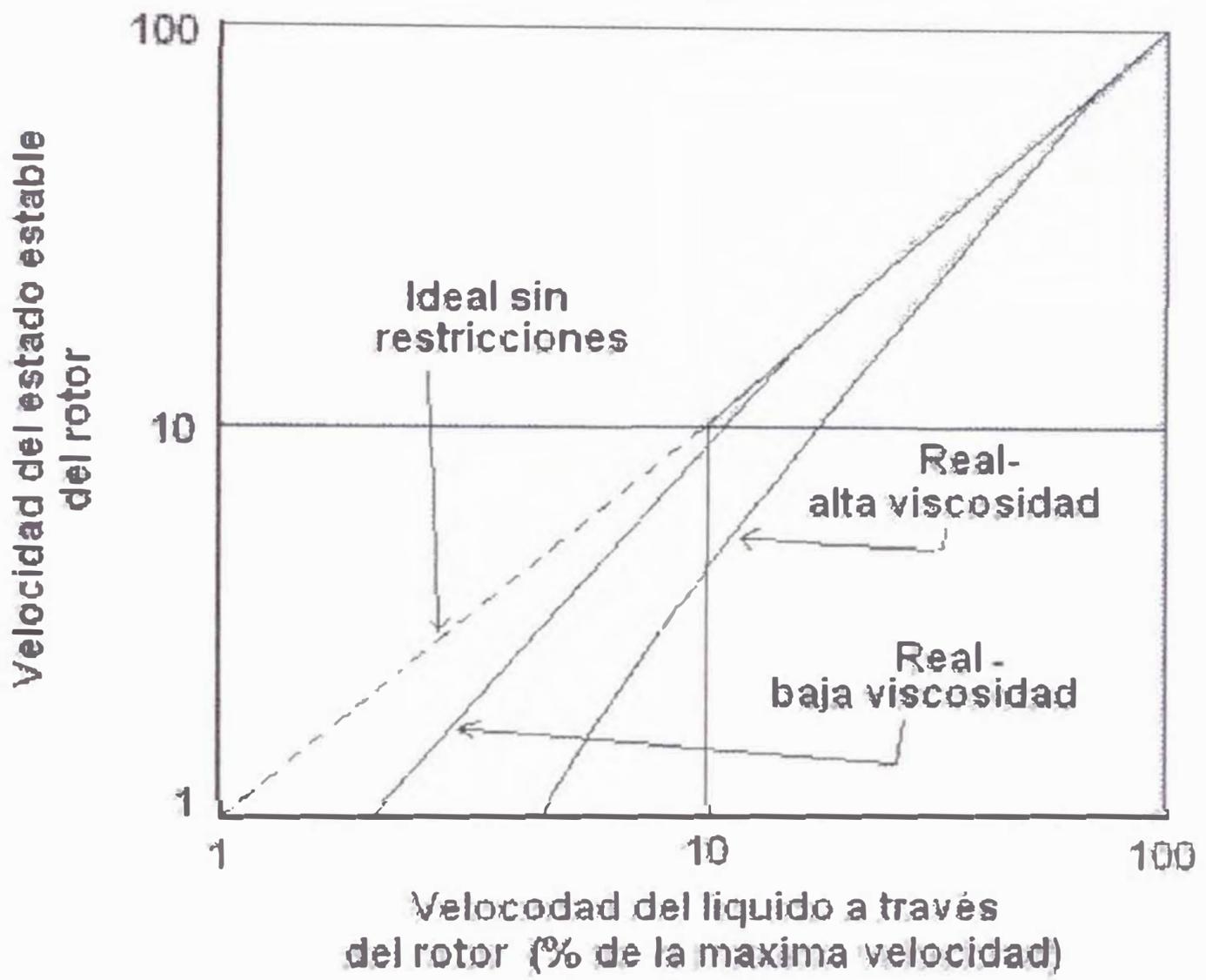


FIGURA 3 - 11

acondicionamiento de flujo de los medidores de turbina se encuentra “capítulo 5 – mediciones por contador, Sección 3- Medidores de turbina, “Manual of Petroleum Measurement Standards.

El acondicionamiento típico de la corriente (FIG. 3-12), consiste en una sección de enderezamiento aguas arriba de una longitud equivalente a diez diámetros de tubería, del mismo diámetro del medidor, con una ubicación de un haz de tubos en la misma a una distancia de 5 a 8 diámetros de tubo más arriba del medidor, y una sección de enderezamiento aguas debajo de cinco diámetros de tubo de longitud. Al omitir el haz de tubos, la longitud de la sección de enderezamiento aguas arriba debe ser aumentada de 20 a 30 diámetros de tubería.

El propósito del haz de tubos es eliminar cualquier “remolino” en la corriente de flujo antes de que llegue al medidor. El remolino aumentará o disminuirá la velocidad angular normal del rotor. Una sección muy larga de tubería recta también ayudará a amortiguar cualquier componente angular de velocidad en la corriente de flujo.

La distorsión del perfil de velocidades causada por los codos, válvulas, filtros, etc, (FIG. 3-13) debe de ser eliminada también

SECCION DE FLUJO TIPICA

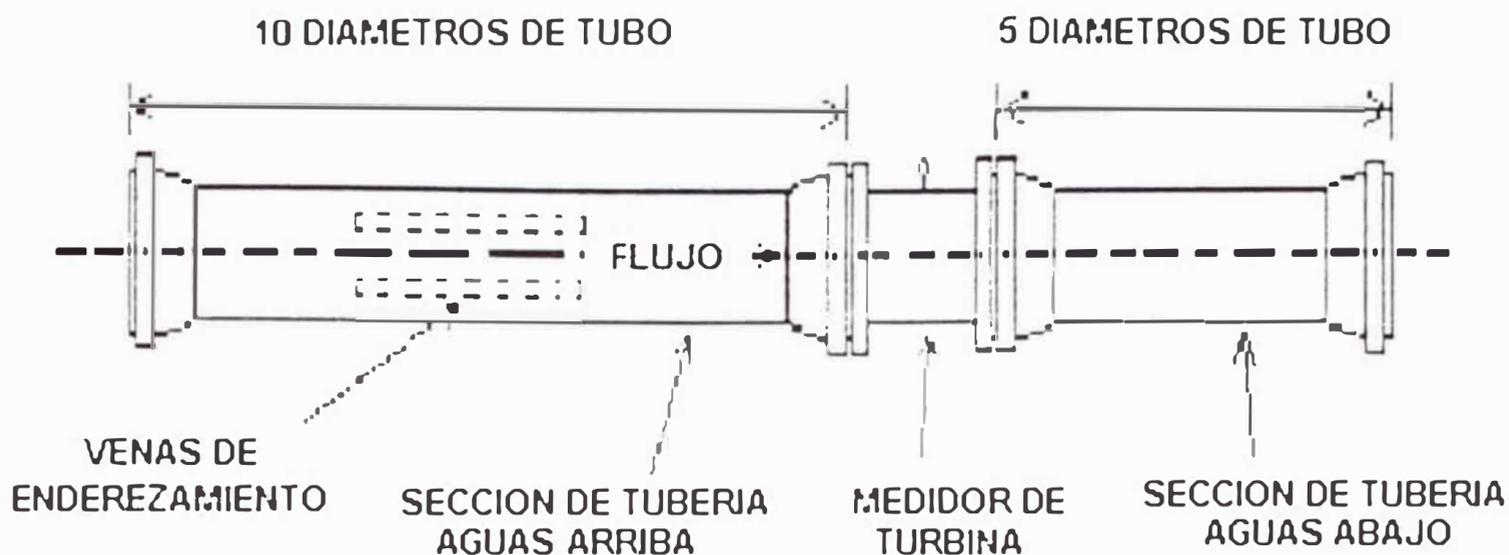


FIG N° 3-12

DISTORSION DE PERFIL DE VELOCIDADES DESPUES DE UNA VALVULA DE COMPUERTA

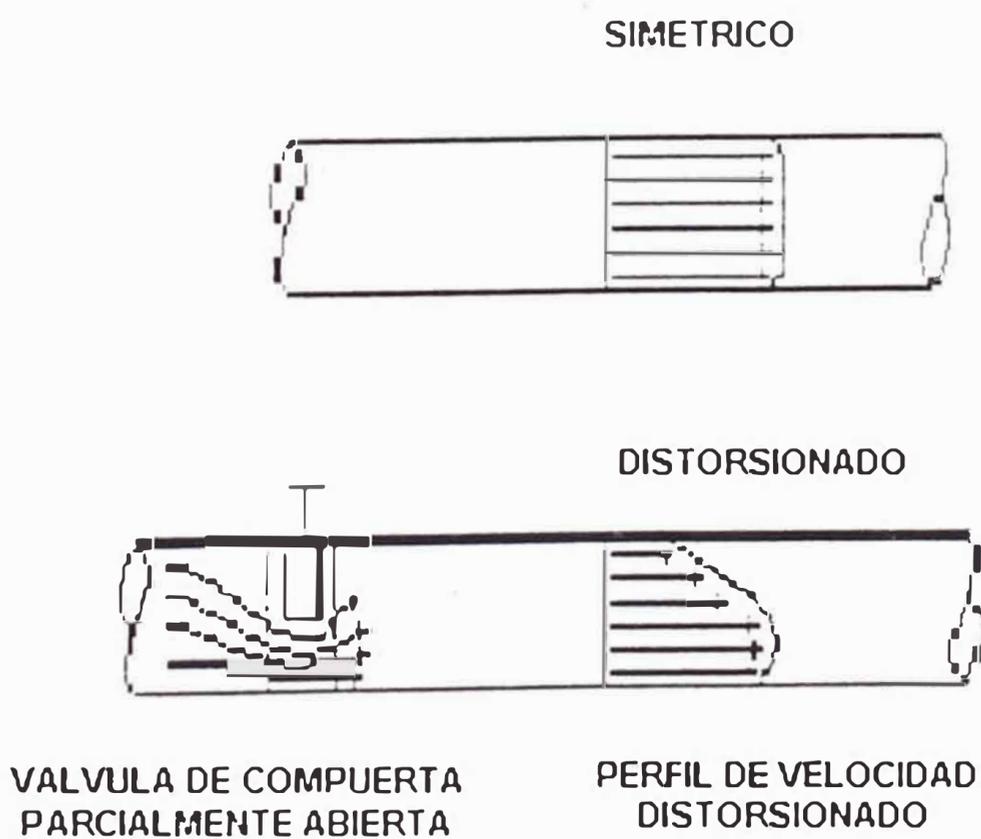


FIG N° 3-13

por la sección de enderezamiento. Un perfil de velocidades distorsionado es inestable y afectará el rendimiento del medidor de turbina. Un perfil de velocidades simétricas es necesario para obtener un buen rendimiento del medidor de turbina.

3.3. MEDIDORES DE MASA

El medidor de masa mide el flujo directamente, y que a diferencia de los medidores de desplazamiento positivo o turbinas, la precisión de la medida no está afectada a variables tales como: temperatura, presión, densidad, viscosidad.

La tecnología de estos medidores está basado en el principio Coriolis, por ello se les llama también medidores Coriolis y permiten medir tanto fluidos livianos o muy pesados, en flujo laminar o turbulento, ya que no es afectado por las variables indicadas en el párrafo anterior.

El medidor Coriolis está diseñado para obtener al final del proceso una medida volumétrica. La tecnología está basada en el principio de medir la frecuencia de oscilación de un tubo o tubos que determinan la densidad del líquido de la misma manera que un densitómetro vibratorio; el valor obtenido (densidad) es independiente del caudal del flujo. Por división del caudal de masa entre la densidad medida se obtiene el caudal volumétrico para estas condiciones.

El medidor Coriolis es un medidor de alta precisión, que utiliza tecnología de punta, por ello es completamente automatizado, y recientemente fue normado por el API.

Un medidor Másico tipo Coriolis de 6" de diámetro modelo D 600 S166, su rango de flujo normal de 0 – 4, 537bph, se encuentra instalado en Andoas por la contratista Occidental Peruana Inc.(En la actualidad operada por Pluspetrol.)

3.3.1. Medida de la Masa de Flujo - Teoría De La Operación

El sistema de medida del flujo consta de un sensor y un transmisor de las señales procesadas. Cada sensor se compone de uno o dos tubos encerrados dentro de una caja de sensores que opera por aplicación de la segunda ley de Newton: Fuerza = masa por aceleración ($F = m \times a$).

Dentro de la caja de sensores, el tubo en forma de U, en cuyo interior fluye el líquido, vibra a una frecuencia natural (Fig. 3-14), el flujo es registrado por una bobina electromagnética localizado en el centro de la parte curvada, la vibración es similar a un sonido de tenedores, con una amplitud menor a un décimo de pulgada y una frecuencia aproximada de 80 ciclos por segundo. El fluido que pasa por dentro del tubo sensor, es forzado a tomar un impulso vertical (Fig. 3-15).

MEDIDOR MASICO Medida de la masa de flujo

Tubo vibrador



FIGURA 3 - 14

Par de Fuerzas



FIGURA 3 - 15

Cálculo de la masa de flujo



FIGURA 3 - 16

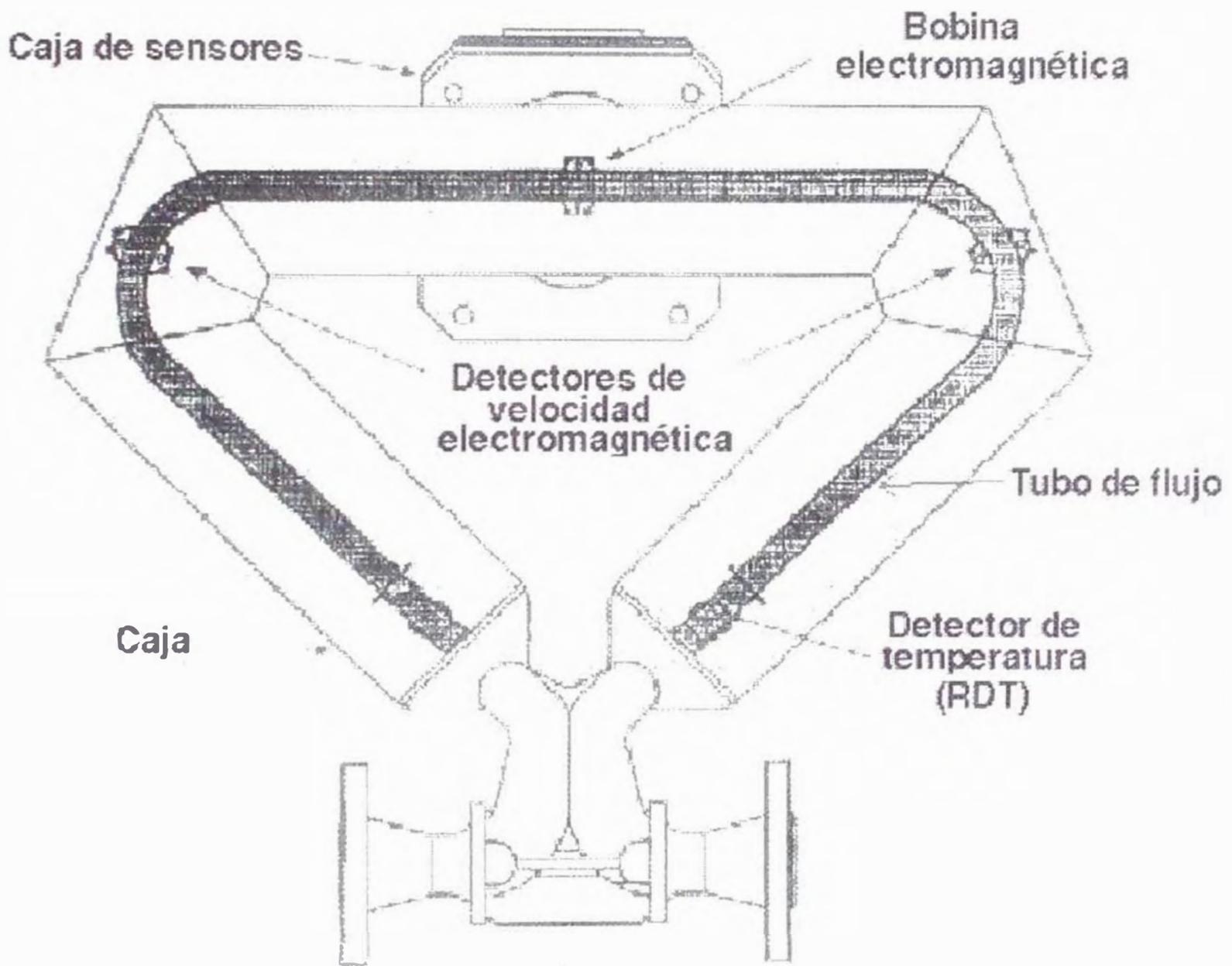
Cuando el tubo se mueve hacia arriba, durante la mitad de su ciclo de vibración se crea un par de fuerzas opuestas, el movimiento vertical decrece, mientras exista una fuerza que empujen los tubos, esto causa una distorsión del tubo durante la segunda mitad del ciclo vibratorio (Fig. 3-16). Esta distorsión es llamada efecto o fuerza Coriolis. De acuerdo con la segunda ley de Newton la cantidad registrada por el efecto Coriolis es directamente proporcional al caudal de la masa que fluye por el tubo.

Los detectores de la velocidad electromagnética localizados en cada lado del tubo miden la velocidad de vibración. El flujo de la masa es determinado por medición del tiempo transcurrido entre las señales del detector por la velocidad. Si no hay flujo (flujo cero) no ocurre la acción de distorsión del tubo, resultando que el tiempo es cero entre las dos señales de velocidad. Si hay flujo debe ocurrir el efecto de distorsión y habrá una diferencia entre las dos señales de velocidad. Esta diferencia de tiempo es directamente proporcional al flujo de masa.

Medida de la densidad. Teoría de la operación

El tubo sensor, está instalado de tal manera que se fija en uno de los extremos, permaneciendo libre en el otro, la configuración del diseño se asemeja al ensamblaje de un soporte y su masa que vibra a una frecuencia resonante. El sensor "Micro Motion Coriolis" vibra a una frecuencia resonante (Fig. 3-17), empleando una bobina conductora y

SENSOR DE FLUJO MÁSICO - CORIOLISIS



Nota: El segundo tubo de flujo no se muestra en este gráfico

FIGURA 3 - 17

un circuito de realimentación. La frecuencia resonante del ensamblaje del tubo es función: de la forma, el material de construcción que son constantes, siendo la masa del ensamblaje del tubo la variable.

El ensamblaje de la masa del tubo consta de dos partes, la masa del tubo y la masa del fluido que pasa por el tubo. La masa del tubo es fija y la determina un sensor; la masa del fluido es igual a la densidad por el volumen del tubo, el volumen del tubo es constante para un mismo tamaño, como tal la frecuencia de oscilación está relacionada directamente a la densidad del fluido. En consecuencia, para una forma dada del tubo y el material de construcción, la densidad del flujo se determina por la medición de la frecuencia resonante. Un sensor de temperatura calcula los cambios en el módulo de elasticidad del tubo, debido a cambios de temperatura y corrige automáticamente la densidad, entonces todo está listo y corregido para transmitir la señal.

Conociendo la masa de flujo (caudal) y su densidad, el tablero de control tiene toda la información para contabilizar el caudal volumétrico corregido por temperatura.

3.3.2. Partes y Componentes del Medidor

El medidor Coriolis se compone de elementos primarios, equipos secundarios y equipos de accesorios.

- **Elemento primario**

El ensamblaje mecánico consiste de las siguientes partes:

Tubo o tubos oscilantes.

Es un tubo a través del cual se medirá el caudal del fluido.

Sistema de conducción de la vibración.

Es un medio por inducción de la oscilación de los tubos.

Sensores de medición.

Son los sensores que monitorean la oscilación y detectan la distorsión del tubo debido al efecto Coriolis.

Soporte de la estructura y soportes del tubo vibrador.

La caja es una cubierta protectora, que protege a los sensores de la contaminación ambiental. Algunos diseños suministran una protección externa en el supuesto que los tubos fallen. La caja está diseñada para soportar la presión de operación durante el proceso de medición.

- **Equipos secundarios.**

Cualquier equipo eléctrico usado en concordancia con el sensor de medición del caudal y consiste de lo siguiente:

Transmisor.

Da la energía al sistema de conducción y proceso de señales del sensor de presión y sensor temperatura, proporcionando una

significante señal de transmisión. Los transmisores pueden ser parte del sensor o separados.

Equipos accesorios.

Cualquier equipo electrónico o mecánico que computa mostrando los datos o equipo totalizador usado como parte del ensamblaje de medición.

CAPÍTULO IV

4. CALIBRACIONES, PRUEBAS Y CONFIABILIDAD DE LOS MEDIDORES DE VOLUMEN DE PETRÓLEO.

Como siempre existe algún error en cualquier sistema de medición, es deseable tener un método para establecer su magnitud y realizar una corrección. En años recientes, los probadores de medidores de tipo desplazamiento se están utilizando cada vez más, para calibrar los medidores de flujo líquido. Los probadores funcionan en base al principio del desplazamiento de una cantidad conocida de líquido. Este desplazamiento del líquido se efectúa forzando un desplazador (esfera) por una sección calibrada de tubo denominada usualmente la sección de medición del probador. Como toda corriente de líquido que está siendo medida fluye por el medidor como por el probador, una relación (factor del medidor) puede ser establecida entre el volumen conocido y el que registra el medidor. Se utiliza este factor de medidor como un multiplicador y se lo aplica al volumen indicado en el medidor para determinar la verdadera cantidad de líquido que pasa por él.

De todos los diferentes tipos de métodos de calibración que están disponibles, los probadores de desplazamiento se aceptan generalmente

como los medios de calibración más prácticos, económicos y precisos, especialmente para los medidores de alta capacidad. Esto incluye a las instalaciones de medición para oleoductos, operaciones de carga de tanqueros y barcazas, refinerías, etc. Los probadores de desplazamiento tienen varias ventajas que han ganado amplia aceptación. Algunas de estas son:

1. La calibración del medidor se efectúa bajo las condiciones reales de operación y el medidor funciona en forma continua. Esto elimina los errores que se producen al iniciar y detener el flujo. También reduce el tiempo de calibración.
2. El flujo de líquido a través del probador durante el ciclo de calibración es continuo. De esta manera es más fácil estabilizar la temperatura del probador.
3. El método de desplazamiento se presta para automatización.

4.1. TIPOS DE PROBADORES DE DESPLAZAMIENTO.

En general hay dos tipos de probadores de desplazamiento: Unidireccional y Bidireccional.

Así como su nombre lo indica, el tipo unidireccional, el desplazador viaja en un solo sentido a través de la sección de medición, en cambio en el tipo bidireccional el desplazador puede viajar a través de la sección de medición en cualquier sentido, al invertir la corriente de flujo que pasa por el probador.

El volumen calibrado (es decir, el volumen conocido entre los interruptores detectores) en los probadores de tipo bidireccional, se expresa usualmente como dos veces el volumen entre los interruptores detectores o un "Viaje de ida y vuelta". El volumen del probador del tipo unidireccional es simplemente el volumen entre los interruptores detectores.

4.1.1 Probadores Unidireccionales.

En general, los probadores de tipo unidireccional pueden funcionar con una velocidad de desplazador (esfera) mucho más alta y por eso pueden utilizar una sección de medición de menor diámetro y mayor longitud. La mayor longitud entre los interruptores detectores mejora la repetibilidad del probador. No se requiere ningún recorrido previo para el probador unidireccional, porque la válvula de transferencia se sella antes de lanzar el desplazador. Sin embargo como el desplazador viaja en una sola dirección por el probador unidireccional, hay que tener cuidado al reemplazar los interruptores detectores. Se debe precalibrar los interruptores o el probador deberá ser readaptado.

4.1.2. Probadores Bidireccionales (FIG. 4-1)

Con el probador bidireccional no es necesario recalibrar después de cambiar un interruptor detector, porque cualquier cambio en el tiempo de activación del mismo será anulado por el viaje de ida y vuelta del desplazador. Hace falta una carrera previa en el probador

Probador Bi-Direccional

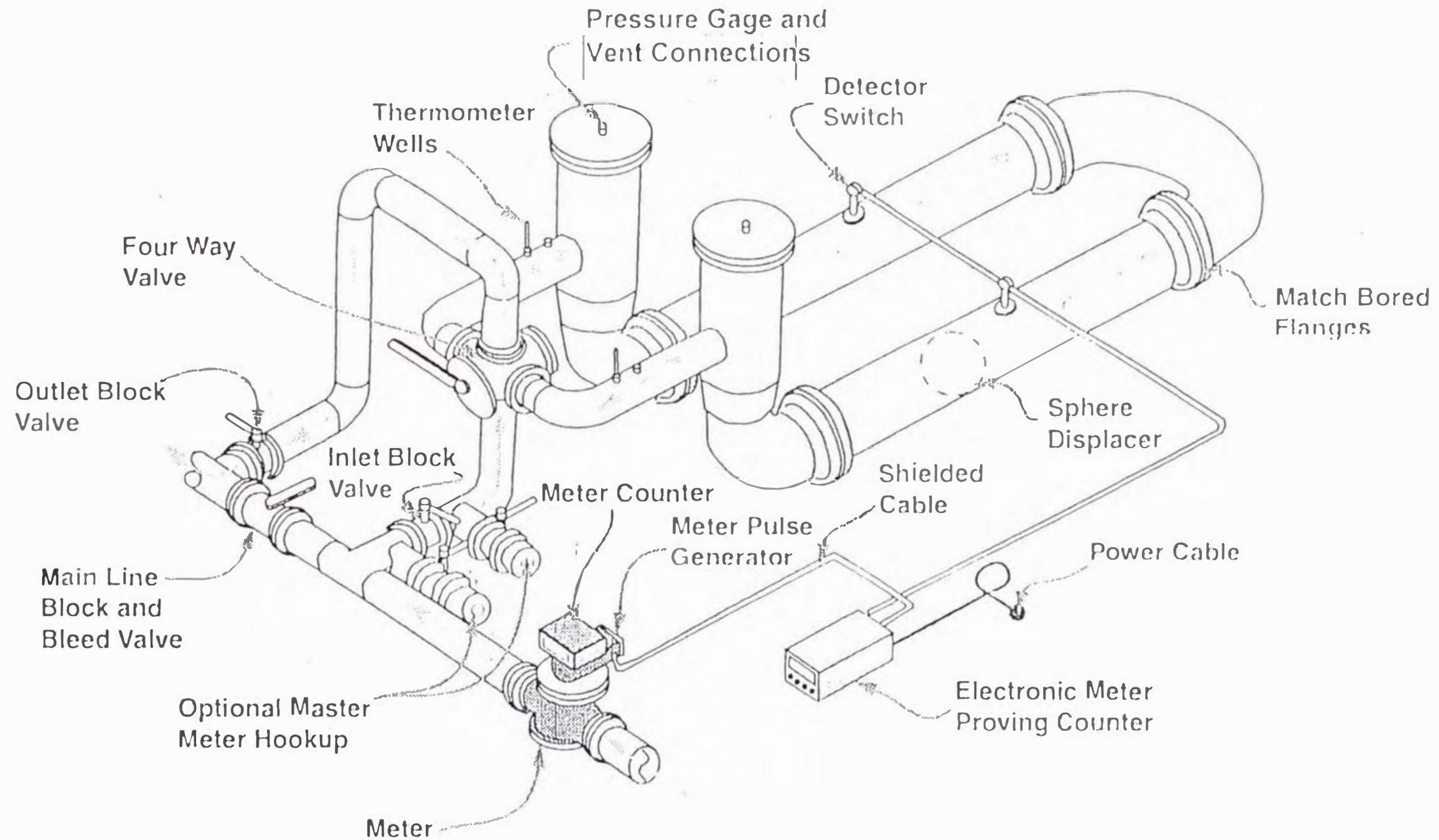


FIG. 4-1

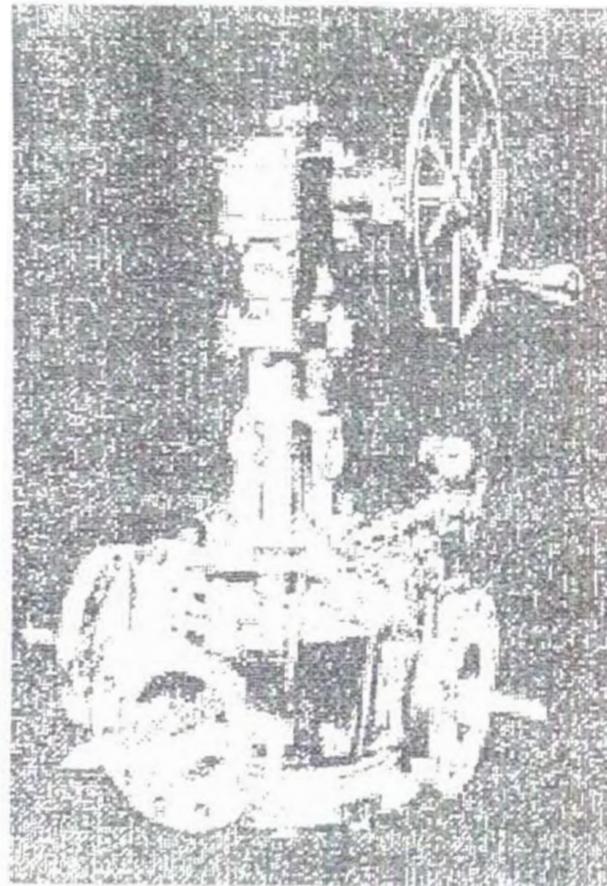
bidireccional, para asegurar la carrera completa (ida y vuelta de la esfera) en la dirección del flujo antes de que el desplazador ingrese a la sección calibrada, al usar tres interruptores detectores o más el probador bidireccional puede convertirse en un probador de volúmenes múltiples, reduciendo el tiempo de calibración para las tasas de flujo bajas. Esto no es posible en un tipo unidireccional porque el desplazador siempre tiene que pasar por toda la longitud del probador y volver a la válvula de transferencia.

Este tipo de probador utiliza una válvula de desviación de cuatro vías, que invierte la dirección del flujo dentro del probador. La figura 4-2 representa una válvula de desviación de cuatro vías con sellos inflables, los sellos se inflan cuando la placa de desviación está en la posición correcta y se desinflan cuando es necesario que el desviador cambie de posición, esto elimina cualquier rozamiento de los sellos del interior del cuerpo de la válvula durante la rotación de la placa de desviación de flujo.

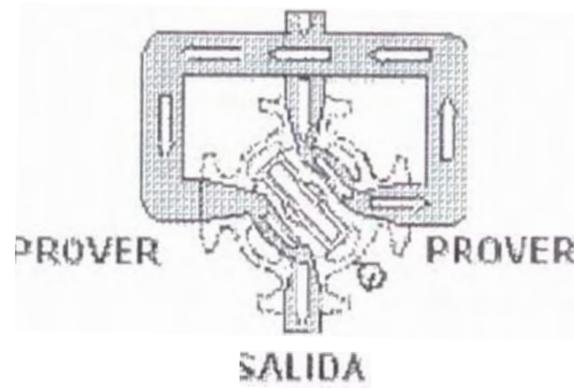
4.1.2.1. Diseño y Construcción.

A simple vista el probador de medidor de desplazamiento, parece ser un dispositivo relativamente sencillo para la calibración de medidores para una amplia gama de tasas de flujo. Sin embargo, tiene que ser considerado como un instrumento extremadamente preciso y deberá ser diseñado, fabricado y

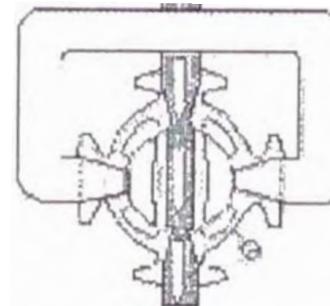
VALVULA DE CUATRO VÍAS



ENTRADA

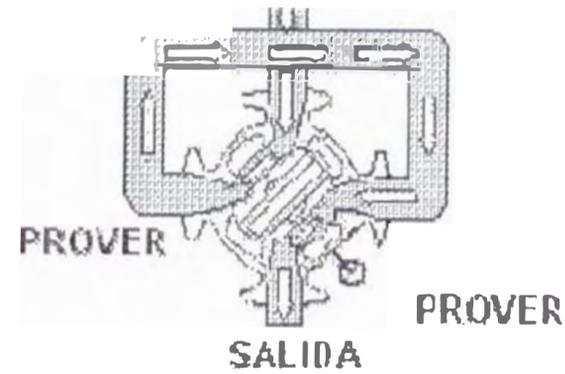


Con sello
posición
"FORWARD"



Neutro
Posición sin sello

ENTRADA



Con sello
posición
"REVERSE"

FIGURA 4 - 2

calibrado con mucha atención a los detalles para que pueda medir con exactitud.

Los componentes principales de los probadores de desplazamiento y aspectos más importantes de su diseño se señalan a continuación.

SECCIÓN DE MEDICIÓN DEL PROBADOR.

Selección del volumen del probador.

Hay que coger el volumen del probador de desplazamiento de tal manera que proporcione la repetibilidad deseada, tomando en cuenta el rango de los interruptores detectores o los contadores de calibración del medidor. El método convencional para establecer el volumen requerido para el probador se basa en la recomendación dada por la norma API 2531 "Probadores de desplazamiento Mecánico para Medidores", fechada 28 de mayo de 1965 que sugiere que el volumen de calibración para el probador de desplazamiento (es decir, el volumen entre los interruptores detectores) sea aproximadamente el 0.5 por ciento de la tasa máxima de flujo por hora. Por ejemplo, si la tasa máxima de flujo por hora es 5,000 BPH, entonces el volumen de calibración que se requiere es 25 barriles. Esto es válido tanto para el probador Unidireccional como para el Bidireccional. Sin embargo para el probador Bidireccional, hay que recordar que el

volumen calibrado del probador representa un recorrido de “ida y vuelta” del desplazador. El resultado entonces es un volumen total calibrado del 1.0 por ciento de la tasa máxima de flujo por hora (es decir, 50 barriles en este ejemplo). En muchos casos, especialmente para los probadores portátiles, el volumen calibrado ha sido menor (por ejemplo, el 0.25 por ciento de la tasa máxima de flujo por hora) para permitir que el diseño sea más compacto a la vez que proporciona la repetibilidad deseada.

Si se desea un método técnicamente más preciso para determinar el volumen del probador que se quiere, es necesario considerar los siguientes factores:

- a. El rango del transmisor de pulsos del medidor (es decir, el número de pulsos por unidad que volumen). Generalmente se recomienda que el volumen calibrado entre los interruptores sea suficientemente grande para dar un mínimo de 10 000 pulsos. Por eso un transmisor de señales que proporciona 1 000 pulsos por barril requiere que el volumen del probador sea 10 barriles, en cambio un transmisor de señales que proporciona solamente 500 pulsos por barril, requiere que el volumen del probador sea 20 barriles.
- b. El rango de los interruptores detectores normalmente se expresa en unidades lineales.

4.1.2.1.1. Construcción de la Sección de Medición.

La sección de medición de un probador de desplazamiento está formada por la tubería, accesorios y bridas. Puede ser una sección de tubería recta o incluir codos suaves si se utiliza un desplazador.

Algunas partes que se deben considerar al diseñar y fabricar la sección de medición del probador son:

TUBERÍA.

- a. La tubería que se utiliza tiene que seleccionarse en base a la redondez y uniformidad de la sección transversal.
- b. Se debe utilizar la longitud más eficiente y económica para eliminar cualquier soldadura innecesaria. Si es necesario soldar la tubería o accesorios, la soldadura deberá ser de penetración completa y tiene que ser esmerilada hasta quedar lisa. Las soldaduras que no sean de penetración total pueden causar fugas a través del desplazador y/o daños a la misma.

BRIDAS.

- a. Las bridas que se utilicen en la sección de medición deben empatar y ser maquinadas, para obtener un contacto

superficial de metal con metal con un ajuste machihembrado y sello de O-ring. El contacto superficial de metal con metal permite el desmontaje de la sección de medición, sin la necesidad de recalibración. Se mantiene vigente el volumen original certificado “**waterdraw**” de la fábrica aún en el caso de desmontar la cámara de medición para ser inspeccionada. Se elimina la posibilidad de comprimir el empaque de la brida, lo que cambiaría el volumen calibrado. El sistema machihembrado asegura el alineamiento preciso de las secciones de tubería. El mal alineamiento puede causar daños al desplazador y/o reducir la precisión del probador.

- b. La sección de medición debe incluir el número necesario de bridas para:
 - 1. Asegurar que las soldaduras sean de penetración total y las superficies internas se esmerilen hasta quedar llanas, para protección contra fugas y desgaste excesivo del desplazador.
 - 2. Reducir las longitudes de tubería entre las secciones, para asegurar que las superficies interiores sean limpiadas con chorro de arena y revestidas adecuadamente.

3. Permitir el acceso fácil a la sección de medición para inspección y mantenimiento como por ejemplo para volver a revestir la superficie interior.

4.1.2.1.2. Interruptores Detectores.

Los interruptores detectores deben tener la capacidad de detectar el momento en que el desplazador ingrese o salga de la sección calibrada de medición. Con un rango comparable a la del transmisor y del contador de pulsos. Los interruptores detectores actúan como compuertas para encender y apagar el contador de pulsos. Los dos tipos básicos de interruptores detectores que se utilizan en los probadores de desplazamiento son:

1. TIPO DE PROXIMIDAD.

El tipo de proximidad funciona en base al principio del ingreso del desplazador a un campo eléctrico o magnético. Ninguna parte del interruptor entra a la sección de medición, por eso no requiere ningún sello. Pero se puede usar este interruptor solamente en un probador recto y un desplazador tipo émbolo metálico con copas de pistón.

2. TIPO MECÁNICO.

El tipo mecánico utiliza un émbolo buzo que hace contacto con el desplazador y trasmite el movimiento de un interruptor. En este

tipo de interruptor, el émbolo buzo ingresa a la sección de medición y está sujeto a las presiones de operación. Por eso, hay que disponer de un medio para equilibrar la presión del interruptor para eliminar los efectos de los cambios de presión.

Las partes del interruptor detector que son críticas para la repetibilidad, es que tienen que ser resistentes a la corrosión, los interruptores deben recibir mantenimiento bajo presión para eliminar cualquier necesidad de aislar o drenar el probador al reparar los interruptores, como se mencionó anteriormente. Los cambios en el volumen calibrado que se producen como resultado del ajuste o cambio en el campo de los interruptores detectores se anulan en un probador de tipo Bidireccional. Pero los interruptores detectores del probador Unidireccional tienen que ser calibrados y certificados en la fábrica y deberán ser sellados en posición en el probador para evitar cualquier ajuste en el campo que cambiaría el volumen calibrado.

4.1.2.1.3. Revestimiento.

1. INTERNO.

Algunas de las razones de aplicar un revestimiento interior en la sección de medición de un probador de desplazamiento son:

- a. Reducir la resistencia de fricción sobre el desplazador y así prolongar la vida del mismo y reducir la caída de presión en el probador.
- b. Proteger la sección de medición contra óxido o picadura tanto antes de su instalación como durante los periodos que no se usa.
- c. Ayudar a asegurar el movimiento suave y no vibratorio del desplazador, al manejar los líquidos con poca o ninguna lubricidad como la gasolina o LPG. El revestimiento deberá tener un acabado duro, liso y duradero, deberá aplicarse solamente después que la superficie interior de la sección de medición del probador haya sido limpiada con chorro de arena hasta la base blanca de metal.

Esta limpieza a chorro de arena también eliminará las laminaciones indeseables del interior de la pared del tubo. Los dos tipos de revestimiento interior de uso más común son:

- a. FENÓLICO.- Este es un revestimiento cocido al horno que usualmente requiere varias manos. El revestimiento cocido al horno puede llegar a ser muy costoso y requerir mucho tiempo para su aplicación, especialmente para los probadores grandes.

b.EPOXI SECADO AL AIRE.- Este es un epoxi secado al aire que usualmente requiere, solamente una o dos manos. A menudo el proceso de aplicación es más rápido y mucho menos costoso que el Fenólico que se coce al horno.

El espesor del revestimiento generalmente es de 4-6 milésimas (0.004 – 0.006 pulgadas) y ambos tipos de revestimiento se han utilizado en una variedad amplia de aplicaciones de probadores de desplazamiento. Hay que enfatizar que cualquier cambio en el espesor del revestimiento interior, afectará al volumen calibrado. Por eso, al diseñar el probador, la facilidad de acceso a la sección de medición del mismo es crítica para las reparaciones futuras. También al seleccionar el tipo de revestimiento a usarse, hay que tomar en cuenta la facilidad con la que se puede volver a aplicar el revestimiento en el campo.

2. EXTERIOR.

Muchos tipos de revestimiento exterior, como “ Primer”, pinturas, y epoxis se utilizan en la superficie exterior del probador. El tipo que se especifica depende generalmente de la preferencia del usuario y las condiciones ambientales.

En muchos casos, donde ocurren grandes fluctuaciones en la temperatura superficial del probador, se recomienda colocar una

capa de 1 ½ “ a 2” de aislamiento térmico en el probador para minimizar el efecto de estas fluctuaciones de temperatura sobre el volumen del probador. También a menudo se entierra los probadores para obtener estabilidad térmica.

4.1.2.1.4. El Desplazador.

El desplazador es un dispositivo que recorre la sección calibrada de medición, desplazando una cantidad conocida de líquido y activando a los interruptores detectores.

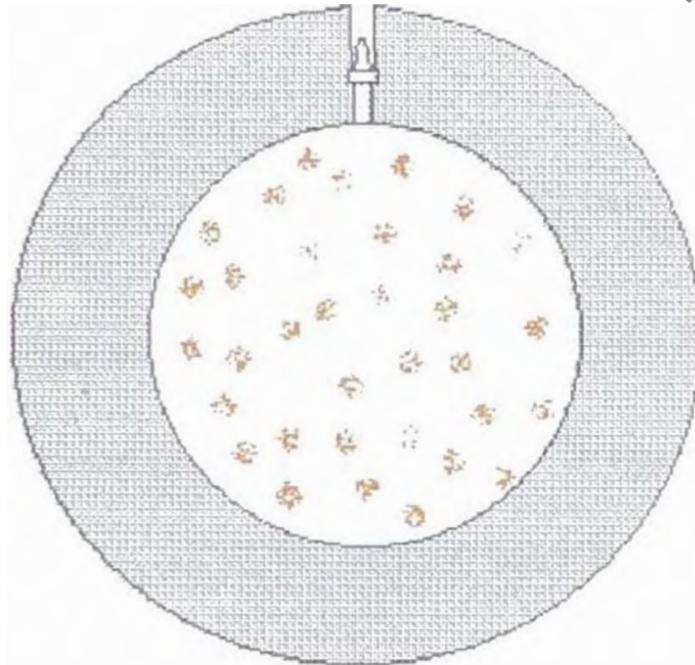
1. TIPOS.

Los primeros probadores mecánicos de desplazamiento eran rectos y usaban émbolos cilíndricos con sellos de copa de pistón en los dos extremos, sin embargo fueron reemplazados más tarde por una esfera elástica que permitió la fabricación de los probadores doblados que se utilizan más usualmente. El desplazador tipo de esfera es hueca y se llena con agua o una mezcla de glicol con agua (para evitar su congelación) bajo presión (FIG. 4-3).

La ventaja de utilizar la esfera flexible es que funciona como una “escoba de goma”, esta acción crea un buen sello y también previene la acumulación de incrustaciones en las paredes de la sección calibrada. Durante la carrera de calibración la esfera gira

ESFERA

Válvula de llenado



. Materiales:

- Uretane
- Nitrilo
- Neopreno

Amarillo o Verde
Negro
Negro

- El mas común
- No tan Comun
- Altas Temperaturas
{ encima de 150 °F }

. Para inflar

{ 2 - 5 % por encima del D)
D = Diametro
Agua / Glycol - No Aire

. Almacenaje

No asentar en lugares planos

FIG 4 - 3

si está inflada correctamente, equilibrando así el desgaste por toda su superficie. Las esferas también se prestan fácilmente para ser infladas al tamaño óptimo para ajustarse a los diferentes espesores de la pared de la tubería.

2. TAMAÑO.

La esfera se infla normalmente hasta un tamaño de aproximadamente el 2% mayor que el diámetro interior de la tubería de la sección de medición. Se considera que al inflar la esfera hasta este tamaño, se obtiene los resultados de operación más satisfactorios. La expansión excesiva causa el desgaste y caída de presión excesivos sin mejorar el sello. En el caso que se desgaste después del uso prolongado, se puede introducir más líquido en la esfera para volverla al diámetro deseado.

3. MATERIALES.

Las esferas normalmente están disponibles en tres materiales básicos:

- a. Neopreno.- Su uso es bueno para petróleo crudo a baja presión y amoniaco anhidro, se presentan de color amarillo o verde.
- b. Nitrilo.- Es el material que se usa más ampliamente para fabricar las esferas. Se emplea también para derivados del petróleo, como gasolina, querosén,

aceite combustible, y para petróleos crudos a alta presión.

c. Uretano.- Se utiliza cuando la resistencia a la abrasión es necesaria y para temperaturas bajas.

El cuarto material del cual se puede fabricar las esferas es Viton, sin embargo las esferas de Viton están disponibles solamente en forma sólida (no inflables), que presenta problemas para obtener un buen sello en la sección de medición del probador. Las esferas de Viton se consideran aptas para utilizarse con los líquidos con alto contenido aromático por que el Viton es menos propenso a hincharse.

4. LÍMITES DE VELOCIDAD.

La norma API 2531 “ Probadores de Desplazamiento Mecánico para Medidores” recomienda en forma general que la velocidad de la esfera o el pistón no debe superar a 10 pies por segundo (p/s) . Sin embargo como resultado de la utilización económica de los materiales y limitaciones de espacio al diseñar los probadores de desplazamiento el rango más común para los Bidireccionales es de 3 a 5 p/s y para los Unidireccionales , de 8 a 9.5 p/s.

En el diseño de los Probadores, hay que considerar la velocidad mínima de la esfera, y por consiguiente la tasa mínima de flujo. Esta tasa mínima de flujo es una función principalmente del grado de lubricidad del líquido que fluye por el Probador.

Si el líquido es seco (no lubricante) y la esfera se está desplazando a una velocidad muy lenta (menos de 0.5 p/s), entonces existe la posibilidad de que el desplazador se mueva vibrando, produciendo una calibración no repetible. Para evitar esto, una guía a seguir es la de mantener una velocidad mínima de la esfera de 0.5 p/s para los líquidos no lubricantes.(FIG 4-4).

4.1.2.1.5. Válvulas del Probador

1. REQUERIMIENTOS.

Para una precisa calibración, es esencial que todo el líquido que pasa por el Medidor, también pase por la sección de medición del Probador. Por eso es esencial que exista una indicación positiva de la integridad del sello de todas las válvulas del sistema que sean críticas, por que el líquido no deberá desviarse del Probador mientras el desplazador esté viajando entre los interruptores detectores. Las válvulas de desviación de los Probadores Bidireccionales así como las válvulas de transferencia de los probadores Unidireccionales tienen que ser a pruebas de burbujas contra presiones diferenciales bajas, por que la única

VELOCIDAD DE LA ESFERA

$$\text{Max. } V = \frac{\text{BPH} \times 0.286}{(\text{ID (in)})^2}$$

≤ 5 fps para Bi - Di
≥ 10 fps para Uni - Di



Ejemplo:

Max Flujo = 2500 BPH
Diámetro tubería = 12"

$$\text{Max. } V = \frac{2500 \times 0.286}{12^2} = 4.97 \text{ fps}$$

FIG 4 - 4

caída de presión a través de la válvula es la que existe a través del desplazador más la pérdida de presión en la tubería del Probador. Esta caída rara vez supera a más de unas pocas libras por pulgada cuadrada.

2. ACTUADORES Y CONTROLES.

Las válvulas pequeñas pueden ser accionadas manualmente ya sea con un volante o con actuadores de palanca. Las válvulas grandes requieren un motor eléctrico o actuador electrohidráulico. Los actuadores electrohidráulicos utilizan un operador hidráulico sobre la válvula que recibe presión hidráulica del motor eléctrico y la bomba. A medida que las válvulas sean de mayor tamaño, los actuadores y controles se vuelven más complejos y costosos. Los actuadores también deben diseñarse para operación remota, por que en muchos sistemas, la operación del Probador se controla desde el panel de control remoto.

3. CARRERA PREVIA. (FIG. 4-5)

La carrera previa que se requiera puede ser definida como la distancia que recorre la esfera en la cámara de medición del Probador, antes de que se selle la válvula y se activen los interruptores detectores. Como se mencionó anteriormente, la carrera previa no es crítica en un Probador Unidireccional por que se hace sello de bloque y purga antes de lanzar la esfera. Sin

VOLÚMEN DEL PROBADOR

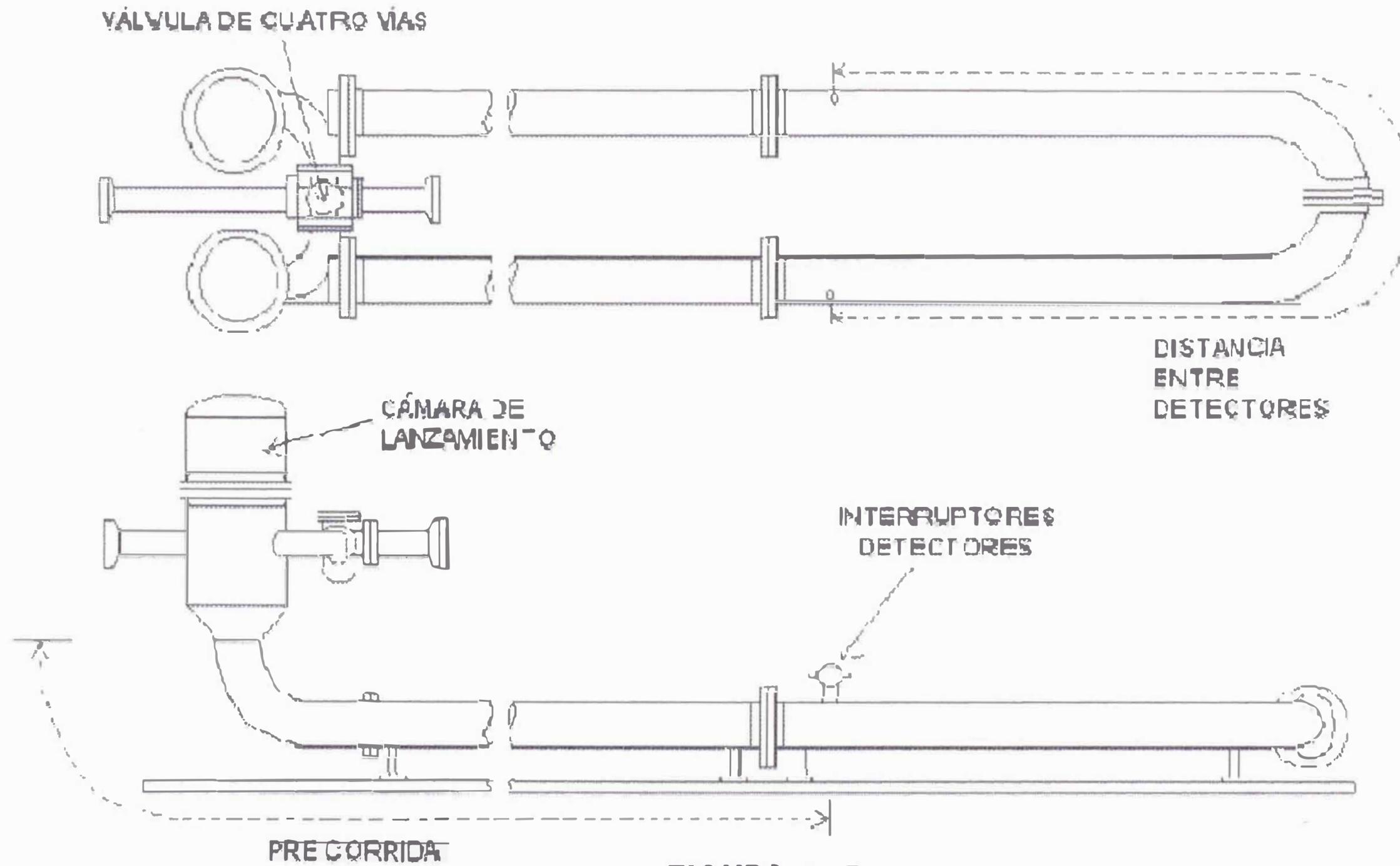


FIGURA 4 - 5

embargo, en un Probador Bidireccional, hay que examinar cuidadosamente la carrera previa para asegurar que la válvula de desviación de cuatro vías esté sellada antes de que la esfera haga contacto con el primer interruptor detector. Una fórmula que se usa a menudo para calcular la carrera previa de un probador Bidireccional es:

$$\text{Carrera previa total (pies por lado)} = F * K * T / D^2$$

Donde : F = Tasa máxima de flujo en BPH.

$$K = \text{Constante} = 0.286 \text{ PIE-PULG}^2 / (\text{SEG} * \text{BPH})$$

D = Diámetro interior de la tubería de la sección de medición en pulgadas.

T = Tiempo de carrera de la válvula (1/2 ciclo) en segundos.

Por eso se puede ver fácilmente que al aumentar la tasa de flujo, la carrera previa requerida se aumentará también a menos que se incremente el tamaño de la sección de medición o se reduzca el tiempo de carrera de la válvula.

4.1.2.1.6. T de Separación / Cámara de Lanzamiento

En el diseño de los Probadores de Desplazamiento, es muy importante la desaceleración y detención del desplazador

después de la cámara de calibración. En los Probadores Unidireccionales, se utiliza una T de separación para desacelerar la esfera. El tamaño de la T es muy crítico para asegurar la separación confiable de la esfera desde la corriente principal, para todo el rango de flujo del Probador.

El diseño del Probador Bidireccional incluye cámaras de lanzamiento para la recepción y lanzamiento de la esfera (FIG 4-6). Las cámaras de lanzamiento generalmente son de un tamaño por lo menos 4" mayor que el diámetro de la sección de medición. Las cámaras pueden ser horizontales o de un ángulo de 90° desde la horizontal. Sin embargo, las cámaras de lanzamiento que están orientadas de 45° a 90° desde la horizontal tienen las siguientes ventajas debido a las fuerzas de gravedad que actúan sobre la esfera:

1. Aseguran el lanzamiento adecuado de la esfera a bajas tasas de flujo cuando la velocidad de la esfera sea muy baja.
2. Reduce la posibilidad de daños a la esfera debido a una parada brusca a alta velocidad.

Cámara de lanzamiento

Compuertas :

- .Brida ciega
- .Tipo abertura rápida

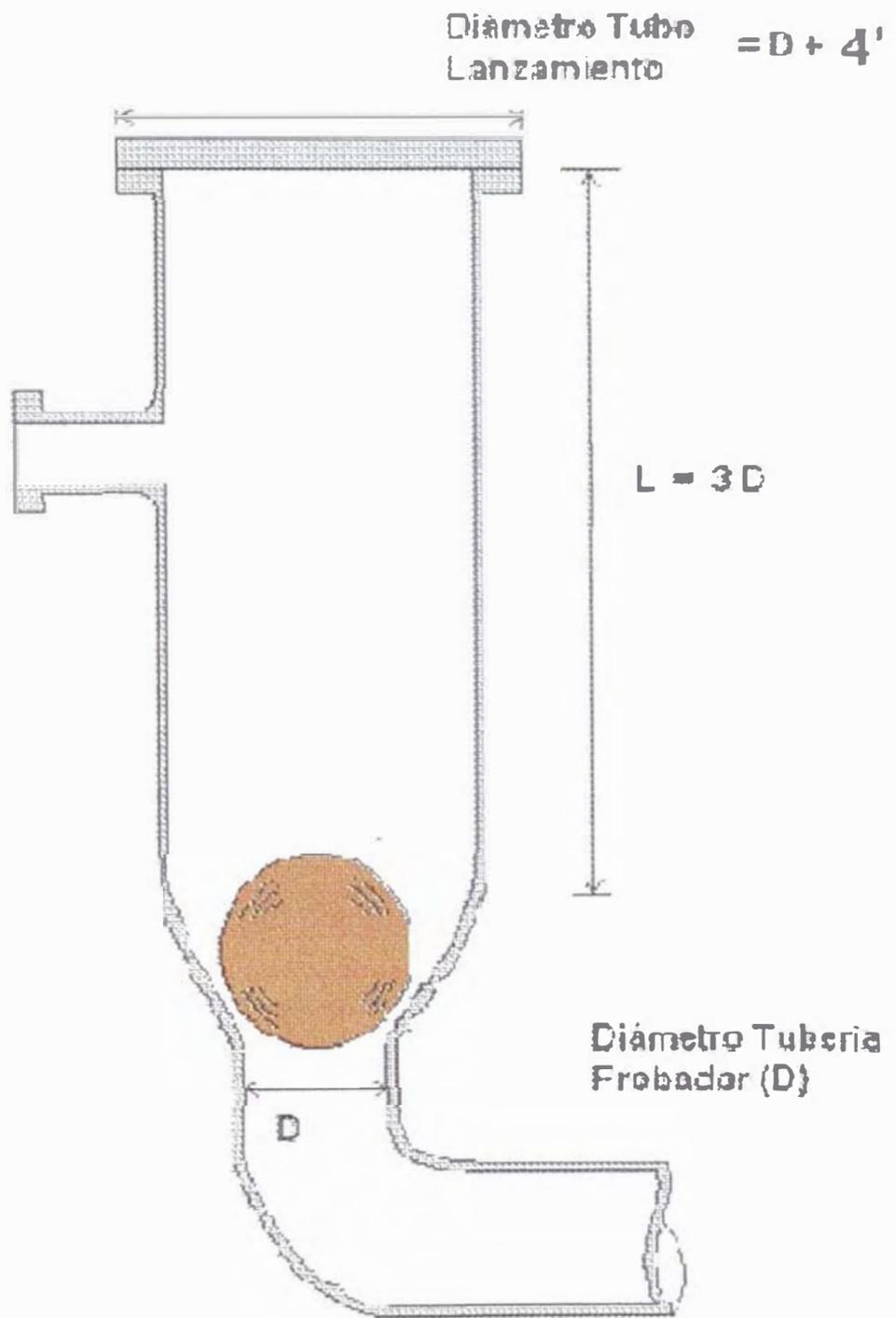


FIGURA 4 - 6

4.2. PRUEBAS DE MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO, TURBINA Y MÁSICO.

Debido a que los medidores se someten a condiciones operativas variables, principalmente el flujo y la viscosidad del líquido, así como a cambios mecánicos debido al desgaste de las partes internas del medidor por estas razones, cada medidor LACT., debe ser periódicamente chequeado contra un estándar para determinar la cantidad de error o variación en la performance inducidas por su particular situación operativa y condición mecánica.

Determinando el error del medidor puede aplicarse un factor matemático de corrección al volumen indicado para ajustarlo al verdadero volumen. Este factor matemático de corrección es conocido como el Factor del Medidor y es expresado como un número con cuatro cifras decimales. El Factor del Medidor es la relación del verdadero volumen (Probador) al volumen indicado por el Medidor. El procedimiento a través del cual el Factor del Medidor es determinado, se denomina "Prueba del Medidor".

4.2.1. Procedimiento de Prueba de Medidor

El procedimiento que se sigue para una prueba de medidor es el que sigue:

- Calcular el promedio de tasas de flujo de entrega de crudo.
- Abrir la válvula manual que conecta el probador a la línea del comprador.

- Abrir desde el panel la válvula automática que conecta al medidor en servicio al probador.
- Cerrar desde el panel la válvula automática que conecta el medidor con la línea del Comprador.
- Esperar 20 minutos como el fin de obtener condiciones estables de temperatura entre el Probador y el Medidor.
- Calcular la tasa de flujo de transferencia de crudo al Comprador.
- Ajustar las revoluciones de las bombas de transferencia hasta obtener un flujo similar al calculado en el primer punto (con un margen de variación de cincuenta barriles por hora).
- Resetear el contador de pulsos (poner a cero el valor)
- Anotar la presión y temperatura del Medidor y Probador al momento de la prueba.
- Activar el switch de lanzamiento del desplazador de izquierda a derecha, esperar a que el contador de pulsos se detenga.
- Anotar los pulsos leídos en la columna "Half trip pulses"
- Esperar 20 seg. y activar el switch de lanzamiento del desplazador de derecha a izquierda y esperar a que el contador de pulsos se detenga.
- Anotar el numero de pulsos en la columna "total pulses"
- Repetir los pasos anteriores hasta obtener datos de 5 corridas consecutivas cuya repetibilidad no exceda el 0.05%.
- Calcular el pulso promedio por corrida y anotarlo en el formato.

- Usar la temperatura (T) para obtener el factor de corrección por expansión térmica del acero en la tubería del Probador CTS. De la tabla A-1 (Temperature correction factor for mild steel) o usando la siguiente correlación:

$$CTS = 1 + ((T - T_b) * GC) .$$

Donde : Gc = Coeficiente de expansión cúbica (que para el acero al carbón es de 1.86E-05).

Tb = Temperatura base.

T = Temperatura en la cámara del probador.

- Usar la presión del Prover para obtener el factor de corrección por efecto de la presión promedio del probador en el estiramiento de la tubería de acero al carbón del probador CPS. De la tabla A-3 (Pressure correction factor for mild steel) se puede obtener este valor; o usando la siguiente correlación:

$$CPS = 1 + ((P * ID) * (E * WT)).$$

Donde: P = Presión promedio de salida interna del Probador

ID= Diámetro interno del Probador.

E = Módulo de elasticidad del material del Probador (para el acero al carbón E = 3.00 x 10⁺⁰⁷).

Wt = Espesor de la pared del Probador.

- Calcular la corrección por temperatura del líquido CTL usando el API a 60° F y t (la temperatura del líquido) para entrar en la tabla 6 A o usar la siguiente correlación:

$$CTL = e^{[(-\alpha)(\text{delta Temp.}) (1+0.8(\alpha) (\text{delta Temp.}))]}$$

Donde:

Delta Temp.= Temperatura observada – 60° F.

Alpha = $K_0 / (\text{densidad a } 60^\circ\text{F})^2 + K_1 / \text{densidad a } 60^\circ\text{F}$.

$K_0 = 341.0957$; $K_1 = 0.0$

- Para calcular el factor de corrección del líquido por el efecto de la presión CPL se calcula primero en la tabla 1 el factor de compresibilidad del crudo luego con este valor y la presión del prover se entra a la tabla “ Correction for pressure on liquid”; o se usa la siguiente correlación:

$$CPL = 1 / (1 - (P - P_e) * F).$$

Donde:

P = Presión promedio del medidor.

Pe= Presión de equilibrio, se tomará como cero psig. Para líquidos que tengan una presión de vapor de equilibrio menor que la presión atmosférica.

F = Factor de compresibilidad.

$$F = e^{(A + (B * T) + C / (\text{densidad a } 60^\circ \text{ F})^2 + D * T / (\text{densidad a } 60^\circ \text{ F})^2)}$$

T = Temperatura promedio del medidor.

$$A = -1.99470$$

$$B = 0.00013427$$

$$C = 0.79392$$

$$D = 0.0023260$$

- Una vez obtenido todos los factores se calcula el factor del medidor de la siguiente manera:

Corregir el volumen del probador CPV (corrected prover volume):

$$CPV = (\text{volumen base a } 60^\circ \text{ F y } 0 \text{ psi}) * CTS * CPS * CTL * CPL$$

Corregir el volumen del meter CMV (Corrected Meter Volume):

$$CMV = ((\text{promedio del Total de pulsos}) / K \text{ pulsos/barril}) * CTL$$

El factor del medidor PMF (Proven meter factor)

$$PMF = CPV / CMV$$

Generalmente este valor se redondea a cuatro decimales.

- Abrir desde el panel la válvula automática que conecta el medidor con la línea del comprador.
- Cerrar desde el panel la válvula automática que conecta al medidor en servicio al probador.

En las unidades L.A.C.T. de algunos contratistas poseen una computadora de flujo, que calcula los factores de corrección CTS, CPS, CTL, CPL, automáticamente, dando por resultado el factor del meter nuevo, que también lo implementa automáticamente.

Por ejemplo en el lote VI el procedimiento es el siguiente:

Table A-1—Temperature Correction Factors for Mild Steel

C_v for mild steel having a cubical coefficient of expansion of 1.86×10^{-3} per °F

Observed Temperature, °F	C_n Value	Observed Temperature, °F	C_s Value
-7.2- -1.9	0.9988	73.5- 78.8	1.0003
-1.8- 3.5	0.9989	78.9- 84.1	1.0004
3.6- 8.9	0.9990	84.2- 89.5	1.0005
9.0- 14.3	0.9991	89.6- 94.9	1.0006
14.4- 19.6	0.9992	95.0-100.3	1.0007
19.7- 25.0	0.9993	100.4-105.6	1.0008
25.1- 30.4	0.9994	105.7-111.0	1.0009
30.5- 35.8	0.9995	111.1-116.4	1.0010
35.9- 41.1	0.9996	116.5-121.8	1.0011
41.2- 46.5	0.9997	121.9-127.2	1.0012
46.6- 51.9	0.9998	127.3-132.5	1.0013
52.0- 57.3	0.9999	132.6-137.9	1.0014
57.4- 62.6	1.0000	138.0-143.3	1.0015
62.7- 68.0	1.0001	143.4-148.7	1.0016
68.1- 73.4	1.0002	148.8-154.0	1.0017

NOTE: This table is suitable for application in meter proving; in prover calibration use the formulas. For the formula used to derive the tabulated values and to calculate values, see 12.2.5.1.

Table A-2—Temperature Correction Factors for Stainless Steel

C_v for stainless steel having a cubical coefficient of expansion of 2.65×10^{-3} per °F

Observed Temperature, °F	C_n Value	Observed Temperature, °F	C_s Value
-9.8- -6.1	0.9982	73.3- 76.9	1.0004
-6.0- -2.3	0.9983	77.0- 80.7	1.0005
-2.2- 1.5	0.9984	80.8- 84.5	1.0006
1.6- 5.2	0.9985	84.6- 88.3	1.0007
5.3- 9.0	0.9986	88.4- 92.0	1.0008
9.1- 12.8	0.9987	92.1- 95.8	1.0009
12.9- 16.6	0.9988	95.9- 99.6	1.0010
16.7- 20.3	0.9989	99.7-103.3	1.0011
20.4- 24.1	0.9990	103.4-107.1	1.0012
24.2- 27.9	0.9991	107.2-110.9	1.0013
28.0- 31.6	0.9992	111.0-114.7	1.0014
31.7- 35.4	0.9993	114.8-118.4	1.0015
35.5- 39.2	0.9994	118.5-122.2	1.0016
39.3- 43.0	0.9995	122.3-126.0	1.0017
43.1- 46.7	0.9996	126.1-129.8	1.0018
46.8- 50.5	0.9997	129.9-133.5	1.0019
50.6- 54.3	0.9998	133.6-137.3	1.0020
54.4- 58.1	0.9999	137.4-141.1	1.0021
58.2- 61.8	1.0000	141.2-144.9	1.0022
61.9- 65.6	1.0001	145.0-148.6	1.0023
65.7- 69.4	1.0002	148.7-152.4	1.0024
69.5- 73.2	1.0003	152.5-156.2	1.0025

NOTE: This table is suitable for application in meter proving; in prover calibration use the formulas. For the formula used to derive the tabulated values and to calculate the values, see 12.2.5.1.

Table A-3—Pressure Correction Factors for Steel, C_p s (Continued)
(All measurements are in pounds per square inch gage.)

Factor C_p	Prover Dimensions								Factor C_p
	16 in. Pipe	18 in. Pipe	20 in. Pipe	24 in. Pipe	26 in. Pipe	26 in. Pipe	30 in. Pipe	30 in. Pipe	
	0.375 in. Wall	0.500 in. Wall	0.500 in. Wall	0.500 in. Wall					
1.0000	0-36	0-32	0-29	0-24	0-22	0-30	0-25	0-21	1.0000
1.0001	37-110	33-97	30-087	25-72	23-66	31-89	26-77	22-64	1.0001
1.0002	111-184	98-163	88-146	73-120	67-111	90-150	78-129	65-107	1.0002
1.0003	185-258	164-228	147-204	121-169	112-155	151-209	130-181	107-149	1.0003
1.0004	259-331	229-293	205-262	170-217	156-200	203-270	182-232	150-192	1.0004
1.0005	332-405	294-358	263-321	218-266	201-245	271-329	233-284	193-235	1.0005
1.0006	406-479	359-423	322-379	267-314	246-289	330-390	285-336	236-278	1.0006
1.0007	480-553	424-489	380-438	315-362	290-334	391-449	337-387	279-321	1.0007
1.0008	554-627	493-554	439-496	363-	335-378	450-510	388-439	322-364	1.0008
1.0009	628-700	555-619	497-555	412-459	379-423	511-569	440-491	365-407	1.0009
1.0010	701-774	620-684	556-613	460-508	424-467	570-630	492-543	408-450	1.0010
1.0011	775-848	685-749	614-672	509-556	468-512	631-689	544-594	451-492	1.0011
1.0012	849-922	750-815	673-730	557-604	513-556	690-750	595-646	493-535	1.0012
1.0013	923-995	816-880	731-788	605-653	557-601	751-809	647-698	536-578	1.0013
1.0014	996-1069	881-945	789-847	654-701	602-646	810-870	699-750	579-621	1.0014
1.0015		946-1010	848-905	702-749	647-690	871-929	751-801	622-664	1.0015
1.0016			906-964	750-798	691-735	930-990	802-853	665-707	1.0016
1.0017			965-1022	799-846	736-779	991-1049	854-905	708-749	1.0017
1.0018				847-895	780-824		906-956	750-792	1.0018
1.0019				896-943	825-868		957-1008	793-835	1.0019
1.0020				944-991	869-913			836-878	1.0020
1.0021				992-1040	914-957			879-921	1.0021
1.0021					958-1002			922-964	1.0022
1.0022								965-1007	1.0023
1.0023									1.0024
1.0024									

NOTES:

1. This table is based on the following equation:

$$C_p = 1 + \frac{P_r - P_s D}{E t}$$

Where:

- C_p = steel correction factor for pressure to account for the change in volume with the change in pressure.
- P_r = operating or observed pressure, in pounds per square inch gage.
- P_s = Pressure, in pounds per square inch gage, at which the base volume of the prover was determined (usually, 0 pounds per square inch gage).
- D = internal diameter of the pipe in the prover section, in inches.
- E = modulus of elasticity for steel equals (30×10^6) .
- t = wall thickness of the pipe in the prover section, in inches.

2. This table is suitable for application in meter proving, in prover calibrations, use the formula (see 1-12.2.5.2).

TABLE 6A, GENERALIZED CRUDE OILS
VOLUME CORRECTION TO 60 F

TEMP. F	API GRAVITY AT 60 F										TEMP. F	
	15.0	15.5	16.0	16.5	17.0	17.5	18.0	18.5	19.0	19.5		20.0
FACTOR FOR CORRECTING VOLUME TO 60 F												
135.0	0.9723	0.9721	0.9719	0.9717	0.9715	0.9713	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	135.0
135.5	0.9721	0.9719	0.9717	0.9715	0.9714	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	135.5
136.0	0.9719	0.9717	0.9715	0.9714	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	136.0
136.5	0.9718	0.9716	0.9714	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	136.5
137.0	0.9716	0.9714	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	137.0
137.5	0.9714	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	0.9694	137.5
138.0	0.9712	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	0.9694	0.9692	138.0
138.5	0.9710	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	0.9694	0.9692	0.9690	138.5
139.0	0.9708	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	0.9694	0.9692	0.9690	0.9688	139.0
139.5	0.9706	0.9704	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	0.9694	0.9692	0.9690	0.9688	0.9686	139.5
140.0	0.9705	0.9702	0.9700	0.9698	0.9696	0.9694	0.9692	0.9690	0.9688	0.9686	0.9684	140.0
140.5	0.9703	0.9701	0.9699	0.9696	0.9694	0.9692	0.9690	0.9688	0.9686	0.9684	0.9682	140.5
141.0	0.9701	0.9699	0.9697	0.9695	0.9693	0.9690	0.9688	0.9686	0.9684	0.9682	0.9680	141.0
141.5	0.9699	0.9697	0.9695	0.9693	0.9691	0.9688	0.9686	0.9684	0.9682	0.9680	0.9678	141.5
142.0	0.9697	0.9695	0.9693	0.9691	0.9689	0.9687	0.9684	0.9682	0.9680	0.9678	0.9676	142.0
142.5	0.9695	0.9693	0.9691	0.9689	0.9687	0.9685	0.9682	0.9680	0.9678	0.9676	0.9674	142.5
143.0	0.9693	0.9691	0.9689	0.9687	0.9685	0.9683	0.9681	0.9678	0.9676	0.9674	0.9672	143.0
143.5	0.9692	0.9689	0.9687	0.9685	0.9683	0.9681	0.9679	0.9676	0.9674	0.9672	0.9670	143.5
144.0	0.9690	0.9687	0.9685	0.9683	0.9681	0.9679	0.9677	0.9674	0.9672	0.9670	0.9668	144.0
144.5	0.9688	0.9686	0.9683	0.9681	0.9679	0.9677	0.9675	0.9672	0.9670	0.9668	0.9666	144.5
145.0	0.9686	0.9684	0.9682	0.9679	0.9677	0.9675	0.9673	0.9671	0.9668	0.9666	0.9664	145.0
145.5	0.9684	0.9682	0.9680	0.9677	0.9675	0.9673	0.9671	0.9669	0.9666	0.9664	0.9662	145.5
146.0	0.9682	0.9680	0.9678	0.9676	0.9673	0.9671	0.9669	0.9667	0.9664	0.9662	0.9660	146.0
146.5	0.9680	0.9678	0.9676	0.9674	0.9671	0.9669	0.9667	0.9665	0.9662	0.9660	0.9658	146.5
147.0	0.9678	0.9676	0.9674	0.9672	0.9670	0.9667	0.9665	0.9663	0.9661	0.9658	0.9656	147.0
147.5	0.9677	0.9674	0.9672	0.9670	0.9668	0.9665	0.9663	0.9661	0.9659	0.9656	0.9654	147.5
148.0	0.9675	0.9672	0.9670	0.9668	0.9666	0.9663	0.9661	0.9659	0.9657	0.9654	0.9652	148.0
148.5	0.9673	0.9671	0.9668	0.9666	0.9664	0.9661	0.9659	0.9657	0.9655	0.9652	0.9650	148.5
149.0	0.9671	0.9669	0.9666	0.9664	0.9662	0.9660	0.9657	0.9655	0.9653	0.9650	0.9648	149.0
149.5	0.9669	0.9667	0.9665	0.9662	0.9660	0.9658	0.9655	0.9653	0.9651	0.9648	0.9646	149.5
150.0	0.9667	0.9665	0.9663	0.9660	0.9658	0.9656	0.9653	0.9651	0.9649	0.9646	0.9644	150.0

* DENOTES EXTRAPOLATED VALUE

API GRAVITY = 15.0 TO 20.0

TABLA I
 FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL CRUDO
 (EN PSI*1 E7)

TEMP. °F	GRAVEDAD API		
	19.0	20.0	21.0
100	43	44	45
101	43	44	45
102	44	45	45
103	44	45	46
104	44	45	46
105	44	45	46
106	44	46	46
107	45	46	47
108	45	46	47
109	45	47	47
110	46	47	48
111	46	47	48
112	46	47	48
113	46	48	49
114	47	48	49
115	47	48	49
116	47	49	50
117	48	49	50
118	48	49	50
119	48	50	51
120	49	50	51
121	49	50	51
122	49	51	52
123	49	51	52
124	50	52	53
125	50	52	53
126	51	53	54
127	51	53	54
128	51	53	54
129	52	54	55
130	52	54	55
131	52	54	55
132	53	55	56
133	53	55	56
134	53	55	57
135	54	56	57
136	54	56	58
137	54	56	58
138	55	57	59
139	55	57	59
140	55	57	59
141	56	58	60
142	56	58	60
143	56	58	60
144	57	59	61
145	57	59	61
146	58	60	62
147	58	60	62
148	58	61	63
149	59	61	63
150	59	61	64

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (PSI • 1E7) GRAVEDAD API

TABLE I				
Temp.				Temp.
oF	37.2	37.6	38.0	oF
79.70	56	56	56	79.70
80.15	56	56	56	80.15
80.60	56	56	56	80.60
81.05	56	56	57	81.05
81.50	56	56	57	81.50
81.95	56	56	57	81.95
82.40	56	56	57	82.40
82.85	56	57	57	82.85
83.30	56	57	57	83.30
83.75	56	57	57	83.75
84.20	56	57	57	84.20
84.65	57	57	57	84.65
85.10	57	57	57	85.10
85.55	57	57	57	85.55
86.00	57	57	58	86.00
86.45	57	57	58	86.45
86.90	57	57	58	86.90
87.35	57	57	58	87.35
87.80	57	58	58	87.80
88.25	57	58	58	88.25
88.70	57	58	58	88.70
89.15	57	58	58	89.15
89.60	58	58	58	89.60
90.05	58	58	58	90.05
90.50	58	58	58	90.50
90.95	58	58	59	90.95
91.40	58	58	59	91.40
91.85	58	58	59	91.85
92.30	58	58	59	92.30
92.75	58	59	59	92.75
93.20	58	59	59	93.20
93.65	58	59	59	93.65
94.10	58	59	59	94.10
94.55	58	59	59	94.55
95.00	59	59	59	95.00
95.45	59	59	60	95.45
95.90	59	59	60	95.90
96.35	59	59	60	96.35
96.80	59	59	60	96.80
97.25	59	59	60	97.25
97.70	59	60	60	97.70
98.15	59	60	60	98.15
98.60	59	60	60	98.60
99.05	59	60	60	99.05
99.50	60	60	60	99.50
99.95	60	60	60	99.95
100.40	60	60	61	100.40
100.85	60	60	61	100.85
101.30	60	60	61	101.30
101.75	60	60	61	101.75
102.20	60	60	61	102.20
102.65	60	61	61	102.65
103.10	60	61	61	103.10
103.55	60	61	61	103.55
104.00	60	61	61	104.00
104.45	61	61	61	104.45
104.90	61	61	62	104.90
105.35	61	61	62	105.35
105.80	61	61	62	105.80
106.25	61	61	62	106.25
106.70	61	61	62	106.70
107.15	61	62	62	107.15
107.60	61	62	62	107.60
108.05	61	62	62	108.05
108.50	61	62	62	108.50
108.95	61	62	62	108.95
109.40	62	62	62	109.40
109.85	62	62	63	109.85
110.30	62	62	63	110.30

FACTOR DE COMPRESIBILIDAD (PSI • 1E7) GRAVEDAD API

Temp of	25.9	26.3	26.6	27.0	27.3	27.7	28.0	28.4	28.8	29.1	29.5	29.9	30.2	30.6
79.70	46	47	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50
80.15	46	47	47	47	47	48	48	48	49	49	49	49	50	50
80.60	46	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50
81.05	47	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50
81.50	47	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50
81.95	47	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50
82.40	47	47	47	47	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50
82.85	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50
83.30	47	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50
83.75	47	47	47	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51
84.20	47	47	48	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51
84.65	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51
85.10	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51
85.55	47	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51
86.00	47	48	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51
86.45	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51
86.90	47	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51
87.35	47	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51
87.80	48	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51
88.25	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51
88.70	48	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51
89.15	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51
89.60	48	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	52
90.05	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	52
90.50	48	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	52
90.95	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	52
91.40	48	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	52
91.85	48	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52
92.30	48	49	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52
92.75	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	51	52
93.20	48	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	52	52
93.65	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52	52
94.10	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52	52
94.55	48	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52	52
95.00	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	52	52	52
95.45	49	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	52	52	52
95.90	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52	52	53
96.35	49	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	52	52	53
96.80	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	51	52	52	53
97.25	49	49	49	50	50	50	51	51	51	51	51	52	52	53
97.70	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	51	52	52	53
98.15	49	49	50	50	50	50	51	51	51	51	51	52	52	53
98.60	49	49	50	50	50	51	51	51	51	51	51	52	52	53
99.05	49	49	50	50	50	51	51	51	51	51	51	52	52	53
99.50	49	50	50	50	50	51	51	51	51	51	51	52	52	53
99.95	49	50	50	50	50	51	51	51	51	51	51	52	52	53
100.40	49	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
100.85	49	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
101.30	50	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
101.75	50	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
102.20	50	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
102.65	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
103.10	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
103.55	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
104.00	50	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
104.45	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
104.90	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
105.35	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
105.80	50	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
106.25	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
106.70	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
107.15	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
107.60	50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
108.05	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
108.50	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
108.95	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
109.40	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53
109.85	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	52	52	53

4.2.2. Procedimiento de Operación de Prueba de Medidor (Unidad LACT moderna que posee Computadora de flujo).

1. Decidir el medidor para prueba. Si la válvula de flujo correspondiente al Medidor no se encuentra abierta, abrirla lentamente y cerrar la opuesta de igual forma.
2. Abrir lentamente válvulas de prueba una a una.
3. Esperar 20 minutos como mínimo para estabilizar presión y temperatura.
4. Ingresar la orden PROVE en la computadora de flujo. Proceder con orden ENTER, esperar por impresión del cierre de prueba.
5. Cerrar válvulas de prueba lentamente.
6. Comprobar si el factor se ha implementado automáticamente.

Además de realizar las "Pruebas de Medidor" en una anidad LACT moderna se debe de revisar periódicamente según acuerdo de las Partes, los sensores de temperatura , presión y la unidad de rechazo (detector de BS&W). A continuación damos los procedimientos.

PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN PARA EL SENSOR DE TEMPERATURA ROSEMOUNT

1. Se genera 4 puntos de resistencia correspondientes a los valores conocidos de temperatura del RTD.

2. Se compara los valores de temperatura correspondientes contra lo registrado en el transmisor.
3. Haciendo uso de un calibrador "Hart" se genera una señal eléctrica (4-20 mA) en el transmisor correspondiente a 4 puntos de temperatura y se verifica estos valores en el computador de flujo.

PROCEDIMIENTO DE CALIBRACIÓN PARA EL SENSOR DE PRESIÓN ROSEMOUNT

1. En este procedimiento el operador debe contar preferentemente con la ayuda de otra persona.
2. Determinar el rango de presión del medidor (0 – 500).
3. Calcular la equivalencia según tabla de presiones para 4 – 20 Mamp.
4. Remover la parte superior del sensor, etiqueta metálica.
5. Utilizar fuente de presión para calibración de presión, conectada a entrada de válvula de presión.
6. Abrir tapa de sensor de presión, retirar cable negro y ubicarlo al extremo del punto positivo del multímetro. Regular hasta alcanzar el valor deseado utilizando un desentornillador en los puntos de calibración en la parte superior del sensor, contrastando con ingreso de presión fuente. Para obtener un mejor calibrado, se usa un instrumento más sofisticado que es el Meri Cald 2 Instrument, en vez del multímetro el cual da directamente lecturas de presión.

7. Reconectar cable, cerrar tapa de sensor. Fijar nuevos valores en computadora de flujo, realizar la misma operación con el sensor de presión del otro medidor.

4.2.3. Procedimiento de Operación y Calibración del Detector de BS&W en la Unidad de Rechazo.

1. Comprobar la posición normal de las válvulas.
2. Lanzar motor de compresión y fijarlo en automático.
3. Abrir la tapa de monitor de detección de BS&W, regular con la perilla el máximo permitido (0.25%). Cualquier exceso dará como resultado el rechazo del crudo.
4. Durante el flujo y en el panel posterior de control, fijar el tiempo de acuerdo a escala para ajustar el llenado de la probeta de prueba. Calibrar de igual manera los strokes o golpes de la bomba de inyección, para acelerar o disminuir el proceso de inyección.
5. Esperar el llenado de la probeta de prueba. Desmontar y llevar para análisis.
6. Con el resultado de análisis, abrir tapa de sensor (se encuentra en modo REF). Fija el modo PROB (por defecto), con un desentornillador ajustar en regulador ZERO hasta fijar la cantidad deseada, Volver al regulador FINE y ajustar para lograr mayor precisión. Volver al modo REF.
7. En el panel de control fijar SYSTEM DRIVERT en ON.

4.3. CALIBRACIÓN DE LOS PROBADORES LÍQUIDOS.

Los probadores líquidos son aquellos usados para probar Medidores en servicio.

El propósito de calibración de un probador líquido es determinar su volumen base certificado, con el uso de estándares reconocidos y prácticas aceptadas. El volumen base de un probador, es el volumen bruto de operación corregido a condiciones estándar (60° F y 0 psig). El volumen bruto de operación de tubería bidireccional es aquel volumen desplazado por la esfera, desde el detector izquierdo al detector derecho, mas el volumen desplazado desde el detector derecho al izquierdo en el viaje de ida y vuelta del desplazador de la sección calibrada.

Los métodos comúnmente usados para la calibración de probadores son el “water draw” y el “ master meter” .

En el método de water draw, el agua es medido en el Probador dentro de medidas estándares certificadas. El método de master meter, consiste primero probar un meter por un probador el cual ha sido calibrado por el método anterior. El meter es usado para calibrar el otro Probador.

Las calibraciones son ejecutadas inicialmente en la planta de manufactura, usualmente por el método de “Water Draw”, para demostrar la performance del probador figura 4-7.

Luego de la calibración por Water Draw , en concordancia con los procedimientos del Instituto Americano el Petróleo, se extiende un certificado de calibración, el cual nos da el volumen del Probador, Las pruebas de estos equipos (Probadores) son realizadas por la “National Institute of Standards and Technology”

4.4. CONFIABILIDAD

Los términos “exactitud de medición de volumen” y exactitud del medidor no son iguales. La “exactitud volumétrica” es la exactitud absoluta del volumen que se ha medido; en cambio, la “exactitud del medidor”, es simplemente la exactitud de un Medidor relativo a su Probador, en un conjunto de condiciones de operación constantes.

Los Términos “repetibilidad “ y “linealidad” generalmente se utilizan para definir la exactitud y confiabilidad de un Medidor. La repetibilidad es la variación del rendimiento del Medidor entre varios ensayos consecutivos de calibración (por lo general cinco) bajo las mismas condiciones de operación (es decir, tasa de flujo, viscosidad, temperatura, etc.). La linealidad es la variación del rendimiento del Medidor sobre un rango de

Calibración del volumen base - Sistema Water Draw

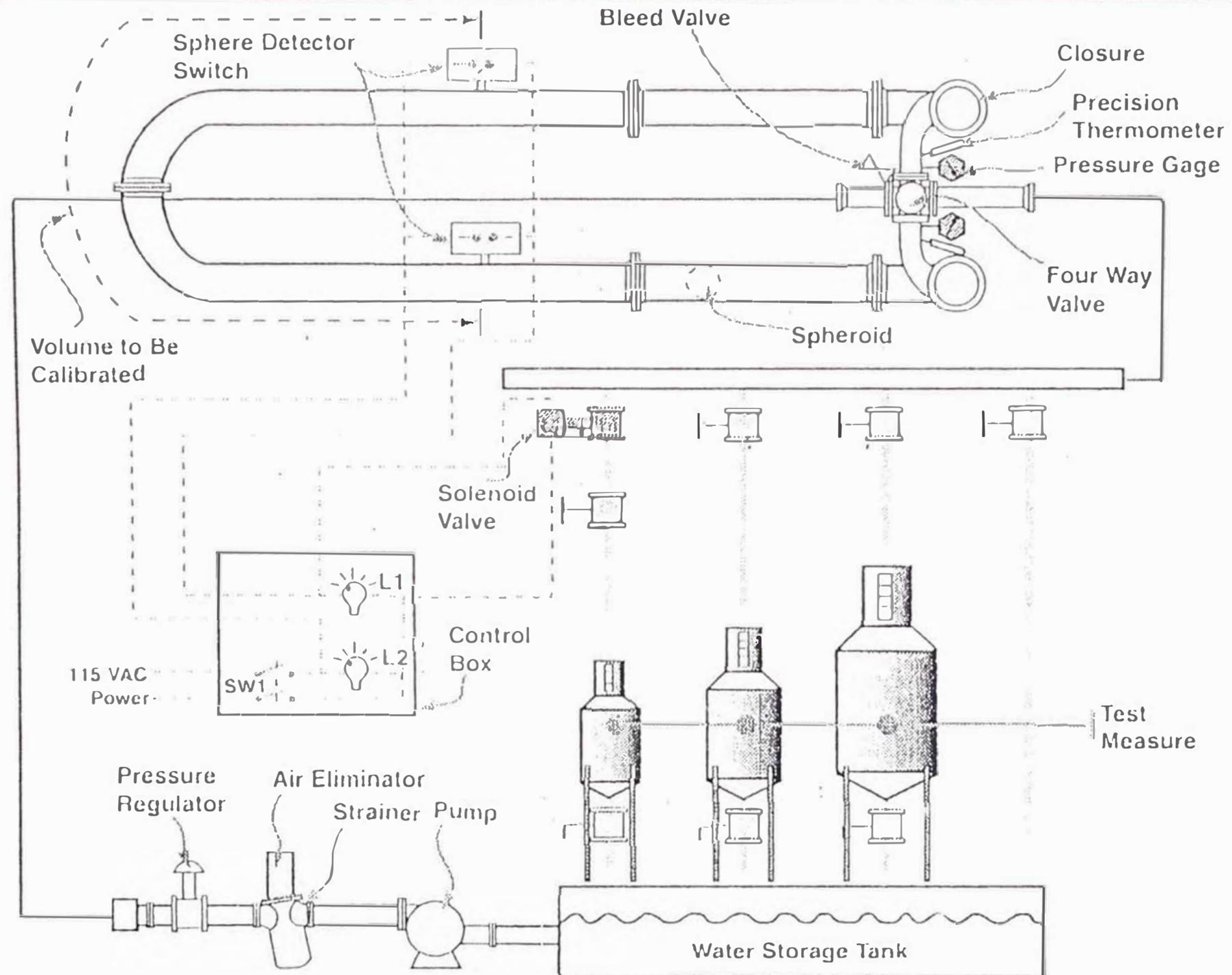


FIG. 4.7

flujo o la “relación de linealidad”, estando constantes las demás condiciones de operación (es decir, la temperatura, viscosidad, etc.).

La confiabilidad depende de la precisión o exactitud de un Medidor, sin embargo la precisión no puede ser establecida directamente, por que depende de la repetibilidad del Medidor. La repetibilidad de la combinación Probador / Medidor, tiene que ser determinada llevando a cabo una serie de mediciones repetidas cuidadosamente y analizando los resultados estadísticamente. La repetibilidad es usualmente adoptada, como el primer criterio para aceptar un probador. Una pobre repetibilidad es una indicación que la performance del probador no es satisfactoria. Una buena repetibilidad no necesariamente indica una buena exactitud debido a la posibilidad de un error sistemático no conocido.

En condiciones de operatibilidad, se realizan en periodos determinados según acuerdo de las partes, las pruebas de repetibilidad o pruebas de medidor efectuando cinco corridas consecutivas (ida y vuelta) , que su desviación no sea mayor que 0.05% . El factor del medidor no debe de desviarse mas del 0.25% del factor previo bajo similares condiciones de operación.

Se adjunta las tablas 4-1 y 4-2, donde se muestran el porcentaje de desviación de las corridas y el porcentaje de desviación del medidor del lote VI durante el periodo de prueba de la unidad L.A.C.T.

TABLA 4-1

**PORCENTAJE DE DESVIACION DE CORRIDAS Y FACTORES DE
METER N° 1**

N° DE PRUEBA	FECHA	% DE DESVIACION DE CORRIDAS	% DE DESVIACION DE FACTOR DEL METER
1	01/06/98	0,02	-0,03
2	04/06/98	0,01	-0,07
3	06/06/98	0,01	0,08
4	07/06/98	0,01	0,01
5	11/06/98	0,01	-0,15
6	16/06/98	0,02	-0,07
7	18/06/98	0,01	0,05
8	18/06/98	0,01	0,00
9	22/06/98	0,01	-0,21
10	22/06/98	0,01	0,01
11	24/06/98	0,01	-0,16
12	24/06/98	0,02	0,02
13	25/06/98	0,01	-0,04
14	25/06/98	0,01	0,01
15	26/06/98	0,02	0,05
16	27/06/98	0,01	-0,08
17	27/06/98	0,01	0,03
18	28/06/98	0,01	0,01
19	28/06/98	0,01	0,02
20	29/06/98	0,01	-0,04
21	29/06/98	0,01	0,04
22	01/07/98	0,02	0,01
23	02/07/98	0,01	-0,21
24	02/07/98	0,01	0,05
25	02/07/98	0,02	0,09

TABLA 4-2

**PORCENTAJE DE DESVIACION DE CORRIDAS Y FACTORES DE
METER N° 2**

N° DE PRUEBA	FECHA	% DE DESVIACION DE CORRIDAS	% DE DESVIACION DE FACTOR DEL METER
1	03/06/98	0,01	-0,02
2	05/06/98	0,01	-0,02
3	12/06/98	0,01	0,01
4	15/06/98	0,01	0,06
5	17/06/98	0,03	-0,11
6	17/06/98	0,01	0,01
7	20/06/98	0,02	-0,14
8	23/06/98	0,01	0,18
9	25/06/98	0,00	0,00
10	25/06/98	0,02	0,02
11	26/06/98	0,01	-0,01
12	27/06/98	0,01	-0,06
13	27/06/98	0,02	0,02
14	28/06/98	0,00	0,00
15	28/06/98	0,01	0,05
16	29/06/98	0,02	0,01
17	29/06/98	0,01	0,03
18	01/06/98	0,02	0,02
19	02/06/98	0,01	-0,02
20	02/06/98	0,03	0,04
21	02/06/98	0,00	0,08
22	02/06/98	0,01	0,10
23	02/06/98	0,01	-0,01
24	02/06/98	0,02	-0,01
25	02/06/98	0,01	-0,01

4.5. CARTAS DE CONTROL Y MÉTODOS ESTADÍSTICOS PARA SISTEMAS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO

Debido a los diferentes tamaños, servicios, fluidos medidos, tasas de flujo y presiones, es difícil establecer un programa definido de mantenimiento para todas las instalaciones. Una aproximación muy práctica sobre cuando reparar o inspeccionar un Medidor, se encuentra en un ploteo continuo de los "Factores de Meter". Una tendencia anormal en el comportamiento del Medidor respecto al previamente experimentado, es indicativo de una operación impropia y significa que debe investigarse la condición mecánica del Medidor.

Puede obtenerse una amplificación y refinamiento del ploteo continuo referido anteriormente, usando métodos estadísticos, proporcionando así límites más válidos que una "desviación permisible pre-establecida". Cualquier desviación permisible preestablecida puede ser demasiada grande o pequeña, por tanto la Desviación Estándar (σ) de un conjunto de factores de sistema, puede ser más útil y significativa al analizar un conjunto de medidas, sin embargo la Desviación Estándar puede ser desarrollada sólo después de hacer suficientes corridas de prueba, en un sistema de medición de líquido, para llegar a buenas conclusiones. Tales conclusiones serán válidas, útiles y no arbitrarias.

Los problemas involucrados cuando el sistema completo de medición está siendo probado no deben ser pasado por alto, aún cuando los

resultados de las pruebas sean simplemente referidos como “Factores de Medidor”. Tener siempre presente que hay más de una variable operando en un sistema de medición; cualquier cambio significativo en la característica de precisión o en el error sistemático de partes del sistema, será evidente a medida que los factores son ploteados sobre la carta de control. Sin embargo, la carta no nos dirá donde está el problema, solamente indicará si el proceso de prueba está “bajo control”, o “fuera de control”.

4.2.1. Medidas Estadísticas n , \bar{X} , σ .

Hay muchas maneras de presentar datos para obtener información útil. La información esencial, sin embargo, puede ser expresada en las tres medidas estadísticas conocidas como n , \bar{X} , σ . Estas medidas son obtenidas de una acumulación o conjunto de factores de medidor desarrollados en cualquier líquido dados como sigue:

n = Número determinado de valores de factores sucesivos del medidor bajo
bajo
consideración.

\bar{X} = Media aritmética de los “ n ” valores de factor de medidor.

σ = Raíz de la desviación cuadrática media, de todos los factores del medidor respecto a su promedio \bar{X} . Esta es una medida de la ocurrencia cercana de observaciones repetidas de la misma

cantidad (Factor del Medidor), realizadas bajo condicione específicas.

Los factores de sistema desarrollados sobre un periodo, en cualquier producto ó grado de petróleo, para cualquier flujo o rango aceptable de flujo, muestran dos tendencias: centralización y dispersión. La tendencia centralizadora es expresada como el promedio \bar{X} . Así, si $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, son los factores de medidor bajo consideración, $\bar{X} = (x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n) / n$.

Todos los Medidores son mas o menos sensitivos a la viscosidad y el flujo, la suciedad puede ocasionalmente afectar los Factores del Medidor. Por lo tanto es necesario seleccionar un periodo de operación normal del Medidor para establecer el valor de \bar{X} , un periodo representativo de tiempo donde los resultados fueron satisfactorios, pero para el cual todos los resultados deben ser incluidos. Un valor deseable de "n",G nunca deberá ser menor que 25, preferiblemente más. Si esto no es posible, serán suficientes valores provisionales de \bar{X} y σ hasta que se pueda obtener mejores valores. El cálculo de σ a partir de muy pocas determinaciones es sólo una desviación estándar estimada.

$$\sigma = \left(\frac{\sum D^2}{n-1} \right)^{1/2}$$

“D” es usado para simbolizar $(\bar{X} - x_1)$, esto es la diferencia entre \bar{X} y cada factor individual. El hecho que D sea positivo o negativo no interesa, ya que es posteriormente elevado al cuadrado.

Para propósitos prácticos, todos los factores del sistema utilizables estarán entre $\bar{X} + 3\sigma$ y $\bar{X} - 3\sigma$. Cuando esto ocurre se dice que el sistema de medición está bajo control, cuando los valores caen fuera de los límites de acción de $\pm 3\sigma$, se dice que está fuera de control. La naturaleza del mal funcionamiento a ser encontrada es llamada “causa asignable”.

La adaptación de métodos estadísticos al control de la medición de líquidos, proporcionará resultados que son validos, rápidos, fáciles de seguir y económicos.

Como un ejemplo adjuntamos la tablas 4-3 y 4-4 con sus respectivas cartas de control fig 4-8 y fig 4-9 donde se muestran los cálculos estadísticos y cartas de control de los medidores 1 y 2 en el lote VI durante el periodo de prueba de la unidad L.A.C.T. La tabla 4-4 y su tabla de control fig 4-9 se encuentran en la sección de Anexos.

TABLA 4-3

**CALCULO DEL FACTOR PROMEDIO (X) Y DESVIACION STANDARD (d)
METER N° 2**

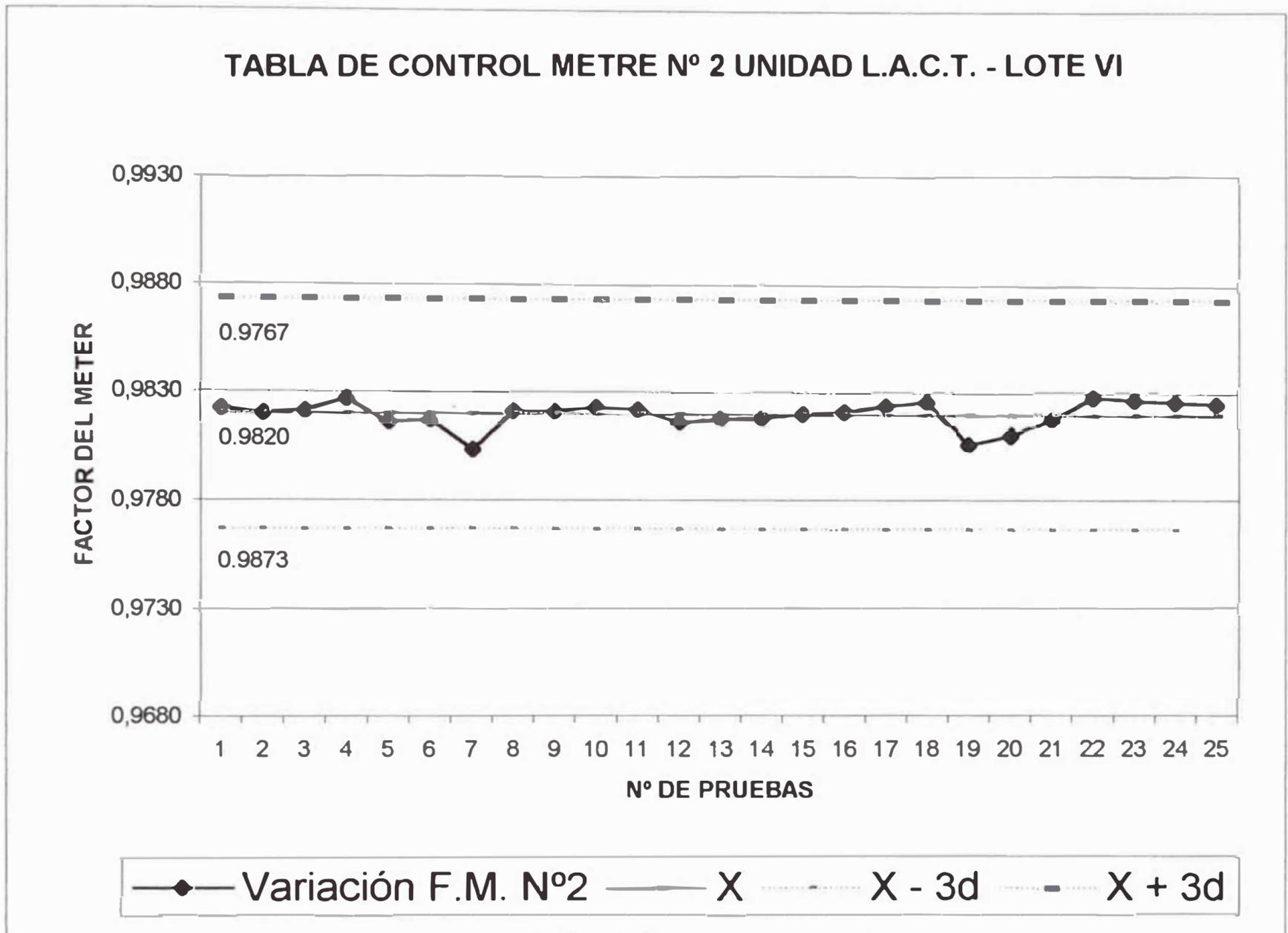
N° DE PRUEBA	FACTOR DE METER (x)	D = (X - x)	D ²
1	0,9822	-2,000E-04	4,000E-08
2	0,9820	0,000E+00	0,000E+00
3	0,9821	-1,000E-04	1,000E-08
4	0,9827	-7,000E-04	4,900E-07
5	0,9816	4,000E-04	1,600E-07
6	0,9817	3,000E-04	9,000E-08
7	0,9803	1,700E-03	2,890E-06
8	0,9821	-1,000E-04	1,000E-08
9	0,9821	-1,000E-04	1,000E-08
10	0,9823	-3,000E-04	9,000E-08
11	0,9822	-2,000E-04	4,000E-08
12	0,9816	4,000E-04	1,600E-07
13	0,9818	2,000E-04	4,000E-08
14	0,9818	2,000E-04	4,000E-08
15	0,9820	0,000E+00	0,000E+00
16	0,9821	-1,000E-04	1,000E-08
17	0,9824	-4,000E-04	1,600E-07
18	0,9826	-6,000E-04	3,600E-07
19	0,9806	1,400E-03	1,960E-06
20	0,9810	1,000E-03	1,000E-06
21	0,9818	2,000E-04	4,000E-08
22	0,9828	-8,000E-04	6,400E-07
23	0,9827	-7,000E-04	4,900E-07
24	0,9826	-6,000E-04	3,600E-07
25	0,9825	-5,000E-04	2,500E-07

$$X = 0,9820$$

$$X + 3d = 0,9873$$

$$X - 3d = 0,9767$$

FIGURA 4-8



CAPÍTULO V

5. REGULACIONES EXISTENTES.

Para el proceso de fiscalización tanto manual (aforo de tanques) o automática, mediante el uso de unidades L.A.C.T., están regida por normas: del Instituto Americano del Petróleo (A.P.I), de La Sociedad Americana de Pruebas de Materiales (A.S.T.M.) y también por la Dirección General de Hidrocarburos – M.E.M.

A continuación mencionaremos los procedimientos mas importantes con sus respectivas normas descritas anteriormente:

- Medida de la temperatura en los tanques con el uso de termómetros de copa , Norma A.P.I , Capítulo 7, Sec 1.
- Medida de la temperatura de los tanques con el uso de termómetros digitales; Norma API, Capitulo 7, sec 3.
- Medida del Liquido; se realiza conforme al A.P.I. Capítulo 3, Sec 1. ,también A.P.I Standard 2545 y ratificado por el A.S.T.M. 1085 – 65.
- Muestreo manual en tanques, Norma A.P.I , Capítulo 8, Sección 1.
- Determinación de la gravedad, Norma A.P.I Capítulo 9 sec. 1 ,Método ASTM D–1298–85 REAPROBADO 1990

- Determinación de agua y sedimentos por medio del método centrífugo (centrífuga temperada), Norma A.P.I. Capítulo 10, Sección 3, método A.S.T.M 4007-81 (REAPROBADO 1995). El Tolueno para esta prueba debe de cumplir con las regulaciones del A.S.T.M. D362.
- Determinación de agua y sedimentos método centrífugo (método en frío), Método A.S.T.M. 1796.
- Determinación del contenido de sal; método A.S.T.M. D – 3230.
- Procedimiento para fiscalización de petróleo medido, con medidores de desplazamiento positivo o turbina, norma API, Capítulo 5, Sección 2 y 3.
- Calibración de probadores, método Waterdraw , A.P.I. Capítulo 4, sección 2,3,4, Capítulo 11.2.3, capítulo 12.2.
- También el fiscalizador debe tener presente las siguientes normas dadas por el Ministerio de Energía y Minas - Dirección General De Hidrocarburos.
- Ley Orgánica de Hidrocarburos 26221
- Ley sobre Organización y funciones de PERUPETRO 26225.
- Reglamento que norma las Actividades de Explotación de Hidrocarburos D.S – 055 – 93 – E.M.
- Reglamento de seguridad para almacenamiento de Hidrocarburos. DS–52- 93- EM.
- Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos, DS-046-93-EM.

CAPÍTULO VI

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA

En esta evaluación tomaremos en cuenta solamente las unidades L.A.C.T, adquiridas en la ultima década que son la del lote II, Lote VI y el lote Z-2B.

La evaluación económica de usar el método automático LACT vs. el uso del método manual de medición o aforo de tanques, está orientada en el cálculo de recuperación de la inversión del equipo LACT.

Con datos de volúmenes fiscalizados por unidades LACT y por tanques durante su periodo de prueba obtenemos las desviaciones volumétricas, con lo cual podemos estimar si es rentable o no la utilización de las unidades en los lotes del noroeste, además con los valores de la canasta actual de crudo calcularemos los tiempos de recuperación de la inversión, teniendo en cuenta los cálculos de pérdidas o ganancias de volúmenes, mas no del ahorro en cuanto a horas- hombre del personal fiscalizador.

EVALUACIÓN ECONÓMICA LOTE II PETROLERA MONTERRICO

TABLA 6-1

FECHA	VOL.UNIDAD	VOLUMEN EN TK. (BBLs A 60°F)	D (DIFERENCIA) (BBLs A 60°F)	D % DESV. ACTUAL
	LACT (BBLs A 60°F)			
Abr-93	7523	7481	42	0.558
May-93	12939	12922	17	0.131
Jun-93	13987	13955	32	0.229
Jul-93	17604	17587	17	0.097
Ago-93	16838	16824	14	0.083
Sep-93	15904	15922	-18	-0.113
Oct-93	17991	17986	5	0.028
Nov-93	17512	17519	-7	-0.040
Dic-93	18216	18399	-183	-1.005
	138514	138595	-81	-0.004

Ene-94	17869	17796	73	0.409
Feb-94	15422	15408	14	0.091
Mar-94	17483	17466	17	0.097
Abr-94	15727	15767	-40	-0.254
May-94	14481	14468	13	0.090
Jun-94	17308	17317	-9	-0.052
Jul-94	16803	16831	-28	-0.167
Ago-94	17404	17539	-135	-0.776
Sep-94	17985	17974	11	0.061
Oct-94	17783	17717	66	0.371
Nov-94	17113	17100	13	0.076
Dic-94	18641	18665	-24	-0.129
	204019	204048	-29	-0.015

Ene-95	18671	18669	2	0.011
Feb-95	15921	15954	-33	-0.207
Mar-95	19542	19514	28	0.143
Abr-95	19061	19017	44	0.231
May-95	19970	19763	207	1.037
Jun-95	19079	19144	-65	-0.341
Jul-95	20009	19938	71	0.355
Ago-95	18738	18690	48	0.256
Sep-95	19377	19317	60	0.310
Oct-95	20012	19953	59	0.295
Nov-95	20907	20886	21	0.100
Dic-95	20087	20022	65	0.324
	231374	230867	507	0.209

Ene-96	18319	18289	30	0.164
Feb-96	17623	17584	39	0.221
Mar-96	20477	20432	45	0.220
Abr-96	22438	22399	39	0.174
May-96	23277	23197	80	0.344
Jun-96	24206	24139	67	0.277
Jul-96	28120	28042	78	0.277
Ago-96	29754	29723	31	0.104
Sep-96	27645	27605	40	0.145
Oct-96	28838	28789	49	0.170
Nov-96	27456	27446	10	0.036
	268153	267645	508	0.194

PROMEDIO DE DESVIACION	0.10
------------------------	------

COMPONENTES

MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO

POSITIVO

Meter 1 N° de serie MF – 44268

Meter 2 N° de serie MF – 44291

Manufactura A.O. Smith

Tamaño 3"

Modelo 40 E3 – 51

Pulsos /Bbl 8400

Capacidad Muestreador 10 gln.

PROBADOR BIDIRECCIONAL

Volumen base 2,55804

Diámetro externo 7,981

Espesor de pared 0,322

COSTO REFERENCIAL DE LA UNIDAD

100 000 Dólares Americanos.

Incluye costo del equipo con su
instalación

El Valor de la canasta de petróleo noroeste en la actualidad es de 24.5 Dólares Americanos por barril y de acuerdo a la proyección a futuro, no sufrirá cambios significativos.

De acuerdo a la tabla 6-1 la desviación del volumen de petróleo fiscalizados por tanque, respecto a los fiscalizados por unidad LACT es 0.1% .

La producción mensual promedio de este lote es de 22 000 Barriles al mes el cual nos da un acumulado anual promedio de 264 000 Barriles.

La desviación es de 264 barriles anuales, los cuales representan 6 468 dólares anuales de ahorro a la compañía.

El tiempo de recuperación de la inversión para este equipo, será de 15 años
5.5 meses.

EVALUACIÓN ECONÓMICA LOTE VI CIA. SAPET

TABLA 6-2

CUADRO COMPARATIVO DE VOLÚMENES NETOS DE UNIDAD L.A.C.T. Vs
VOLÚMENES NETOS FISCALIZADOS EN PATIO DE TANQUES TABLAZO
JUNIO 1998.

ITEM	FECHA	UNIDAD L.A.C.T.		CRUDO FISCALIZADO	
		DIARIO	ACUMULADO	DIARIO	ACUMULADO
1	01/06/98				
2	02/06/98	4232	4232	4228	4228
3	03/06/98		4232		4228
4	04/06/98	3737	7969		4228
5	05/06/98	4954	12923		4228
6	06/06/98	5897	18820	14669	18897
7	07/06/98	3962	22782		18897
8	08/06/98	5252	28034		18897
9	09/06/98	4250	32284		18897
10	10/06/98	4264	36548	8000	26897
11	11/06/98	3133	39681		26897
12	12/06/98	5360	45041		26897
13	13/06/98	5404	50445	23607	50504
14	14/06/98		50445		50504
15	15/06/98		50445		50504

16	16/06/98	4303	54748		50504
17	17/06/98	5875	60623		50504
18	18/06/98	5458	66081		50504
19	19/06/98	2993	69074	18637	69141
20	20/06/98	3426	72500		69141
21	21/06/98	5548	78048		69141
22	22/06/98	5017	83065		69141
23	23/06/98	2306	85371	16518	85659
24	24/06/98	232	85603		85659
25	25/06/98	2465	88068		85659
26	26/06/98	2555	90623		85659
27	27/06/98	3508	94131		85659
28	28/06/98	2309	96440		85659
29	29/06/98	6610	103050		85659
30	30/06/98	2838	105888	20319	105978
		105888	105888	105978	105978

UNIDAD L.A.C.T.	105888
% PROM. MENSUAL BS&W EN MUESTREADOR	0.02
VOLUMEN NETO POR UNIDAD L.A.C.T.	105867
FISCALIZACION EN PATIO DE TANQUES	105978
DIFERENCIA	111
% DESVIACIÓN	0.1

DATOS DE LA UNIDAD LACT

Adquirida a la Cia. norteamericana EN-FAB. Inc.

Capacidad de medición de 13728 BPD.

COMPONENTES

_Meter de turbina marca Daniel con 01 sensor MRT Daniel,

Pulsos por barril 2 686,95

_Meter de turbina marca Daniel con 01 sensor MRT Daniel,

Pulsos por barril 2 689,05

_Probador bi direccional

Diámetro interno de 6,065"

Volumen de prueba 7,5336 Bbls.

Espesor de pared 0,280"

_02 sensores de temperatura marca Rosemount.

_02 sensores de presión marca Rosemount.

_Computadora de flujo OMNI, con Impresora EPSON FX – 870

Unidad de rechazo ubicado en EST 172 consta de:

Válvula de divergencia Norriseal,

Detector de BS&W Invalco

Muestreador de crudo de un galón de capacidad.

Sistema de Suministro auxiliar de Energía para la computadora y un inversor AC-DC para la impresora que provee aprox. 72 horas continuas de operación a falta de fluido eléctrico.

COSTO REFERENCIAL DE LA UNIDAD

El costo es de 280 000 Dólares Americanos.

Incluye costo del equipo con su instalación

El Valor de la canasta de petróleo noroeste en la actualidad es de 24.5 Dólares Americanos por barril y de acuerdo a la proyección a futuro no sufrirá cambios significativos.

De acuerdo a la tabla 6-2, la desviación del volumen de petróleo fiscalizados por tanque respecto a los fiscalizados por unidad LACT es 0.1%

La producción mensual promedio de este lote es de 76 000 Barriles al mes el cual nos da un acumulado anual promedio de 912 000 Barriles.

La desviación es de 912 barriles anuales los cuales representan 22 344 dólares anuales de ahorro a la compañía receptora (Refinería Talara).

EVALUACIÓN ECONÓMICA LOTE Z-2B CIA. PETROTECH

TABLA 6-3

COMPARACION DE VOLUMEN DE CRUDO HCT UNIDAD LACT/TKS PETROTECH (TKS ENTREGA)

FECHA	Nº TKS PETROTECH	VOL.UNIDAD LACT (BBLS A 60°F)	VOLUMEN EN TK. (BBLS A 60°F)	D (DIFERENCIA) (BBLS A 60°F)	D % DESV. ACTUAL
-------	---------------------	-------------------------------------	------------------------------------	------------------------------------	------------------------

METER 2

1/04/1996	4	15821	16085	-264	-1.669
2/04/1996	4	16115	15981	134	0.832
3/04/1996	4	16039	16020	19	0.118
4/04/1996	6	16064	16042	22	0.137
5/04/1996	6	16081	16041	40	0.249
6/04/1996	6	16180	16041	139	0.859
7/04/1996	6	16206	16214	-8	-0.049
8/04/1996	6	16619	16502	117	0.704
	TOTALES	129125	128926	199	0.154

METER 1

9/04/1996	6 Y 5	16488	16502	-14	-0.085
10/04/1996	5	17818	17816	2	0.011
11/04/1996	5	4496	4440	56	1.246
12/04/1996	5	16571	16548	23	0.139
13/04/1996					
14/04/1996	5	16319	16433	-114	-0.699
15/04/1996	5	6062	5997	65	1.072
	TOTALES	77754	77736	18	0.023

METER 2

16/04/1996	5 Y 4	18383	18412	-29	-0.158
17/04/1996	4	23075	23011	64	0.277
18/04/1996	4	22287	22235	52	0.233
19/04/1996	4	22364	22308	56	0.250
20/04/1996	4	22550	22466	84	0.373
21/04/1996	6	8386	8547	-161	-1.920
22/04/1996	6	22657	22606	51	0.225
23/04/1996	6	18484	18617	-133	-0.720
24/04/1996	6	21872	21739	133	0.608
25/04/1996	6	6936	6832	104	1.499
TOTALES		186994	186773	221	0.118

GRAN				
TOTAL	393873	393435	438	0.111

DATOS DE LA UNIDAD LACT

Esta unidad es de manufactura OGASCO.

Capacidad de medición de 30 000 BPD.

COMPONENTES

_ Dos medidores de Desplazamiento Positivo con una potencia de salida de 8 000 pulsos por barril.

_ Probador bidireccional

Diámetro interno de 10,02"

Volumen de prueba 2,60996 Bbls.

Espesor de pared 0,3650"

- _02 sensores de temperatura marca Rosemount.
- _02 sensores de presión marca Rosemount.
- _Computadora de flujo OMNI, con Impresora EPSON FX - 870
- _Un muestreador de 5 galones.
- _Unidad de rechazo ubicado en PTS Negritos.
- _Sistema de Suministro auxiliar de Energía para la computadora y un inversor AC-DC para la impresora que provee aprox. 72 hrs continuas de operación a falta de fluido eléctrico.

COSTO REFERENCIAL DE LA UNIDAD

310 000 Dólares Americanos.

Incluye costo del equipo con su instalación

El valor de la canasta de Petróleo Noroeste en la actualidad es de 24.5 Dólares Americanos por barril y de acuerdo a la proyección a futuro no sufrirá cambios significativos.

De acuerdo a la tabla 6-3 la desviación del volumen de petróleo fiscalizados por tanque, respecto a los fiscalizados por unidad LACT es 0.111 %.

La producción mensual promedio de este lote es de 380 000 barriles al mes, de los cuales sólo el crudo HCT se fiscaliza mediante unidad LACT, que representa 350 000 Barriles al mes y un acumulado anual promedio de 4'200 000 Barriles.

La desviación es de 4 662 barriles anuales los cuales representan 114 219 dólares anuales de ahorro a la compañía.

El tiempo de la recuperación de la inversión para este equipo, será de 2 años 8.6 meses.

TABLA 6-4

**TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (T.I.R) DE LAS
COMPAÑIAS QUE USAN UNIDAD LACT EN EL NOR OESTE**

COMPAÑIA	LOTE	PRODUCCIÓN MENSUAL	TIEMPO RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN
PETROLERA MONTERRICO	LOTE II	22,000	15 AÑOS 5.5 MESES
SAPET	LOTE VI	76,000	-----
PETROTECH	LOTE Z-2B	380,000	2 AÑOS 8.6 MESES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CONCLUSIONES.

1. De acuerdo a los resultados de la evaluación económica tabla 6-4, se puede concluir que cuanto más sea la producción que tengan las compañías, el grado de desviación de la medida manual con respecto a la unidad LACT es mayor, por lo consiguiente el tiempo de recuperación de la inversión será mas corto.
2. Cuando se usan tanques de mayor barrilaje, los octavos de la “wincha” de medición son significativos (pueden representar decenas de barriles como se muestran en la tabla N° 1 en anexos), por lo que las fiscalizaciones en dichos tanques son más sensibles a error.
3. El uso de la unidad LACT es más confiable ya que posee un Medidor y un Probador que es volumétrico los cuales son comparados uno con el otro periódicamente (una vez por semana como mínimo o a solicitud de las partes involucradas). Pero en la medición manual o aforo de tanques, no existe esa comparación, solo cuando hay mermas considerables se

realiza una nueva cubicación o cuando hay cambios en la estructura de ésta.

4. La prueba de Meter nos da una idea de la operatibilidad del Medidor, los valores obtenidos deben estar dentro de los rangos de la carta de control, hecha para cada medidor (ver figura 4-8) al inicio de su operación y actualizadas constantemente
5. La repetibilidad es muy importante en una prueba de meter ya que ésta nos da la variación del rendimiento del Medidor entre varios ensayos consecutivos de calibración (por lo general 5) bajo las mismas condiciones de operación es decir tasas de flujo, viscosidad, temperatura ,etc. y ésta debe ser siempre menor o igual a 0.05 % de desviación entre pulsos. La linealidad es la variación del rendimiento del Medidor sobre un rango de flujo, estando constante las demás condiciones de operación (temperatura, viscosidad, presión, etc.) y esta debe ser menor o igual a 0.25% como se muestran en las tablas 4-1 y 4-2.
6. Los probadores son equipos que miden la exactitud de los medidores, ya que estos tienen un volumen establecido por pruebas de Water Draw, hechos por la National Institute of Standards and Technology, después de su manufactura y luego emiten un certificado de calibración. Todos los probadores de las unidades LACT del Noroeste, poseen estos

certificados, la cual es una garantía de su exactitud (Se muestra un certificado de calibración en la sección de anexos).

7. El efecto de la temperatura es importante en una medición de petróleo, ya que su expansión termal está en el orden de 0.04 – 0.07% por °F. En las unidades LACT modernas poseen sensores de temperatura con lo cual constantemente se va recalculando los valores de volumen de petróleo, corregidos a condiciones standard (60 °F) esto es mucho mas preciso que cuando se toma las temperaturas en una fiscalización manual, por lo general se toman a lo mas tres temperaturas estacionarias en puntos específicos del tanque y luego se promedian.
8. La compresibilidad de los productos de petróleo es insignificante. En el orden de 0.0004 a 0.0006 % por psi , por lo cual tanto en las mediciones por unidades LACT, como en la forma manual la presión no es crítica.
9. La viscosidad juega un papel importante para la selección del tipo de Medidor como se muestra en la figura 3-9, para crudos viscosos es recomendable el uso de medidores de desplazamiento positivo y medidores máxicos, pero los medidores de turbina son recomendables para crudos livianos, L.G.N , gasolinas, etc.

RECOMENDACIONES

1. La carta de control de las unidades LACT, son un instrumento útil en la detección de posibles fallas de la unidad, por lo cual se recomienda la actualización constante de esta carta, también es posible ver las tendencias a desviarse del promedio por lo cual se podría programar un mantenimiento preventivo de ésta.
2. Se recomienda una contrapresión (presión a la salida del medidor), de por lo menos 1,25 veces la presión de vapor mas dos veces la caída de presión a través del medidor para los líquidos de alta presión de vapor en medidores de turbina . Esto es importante, mas aún si la unidad LACT esta ubicado cerca del tanque de recepción . Para los medidores de desplazamiento positivo la contrapresión, tiene que ser mayor que la presión de vapor solamente por una pequeña cantidad.
3. Cuando el crudo a fiscalizar tiene un alto contenido de parafina, es recomendable usar medidores de desplazamiento positivo, ya que en medidores de turbina , la parafina puede depositarse en el medidor cambiando su área transversal de flujo.
4. Para realizar una prueba del Medidor es necesario un calentamiento previo del Probador, haciendo pasar el fluido a través de éste por lo menos de 20 a 30 minutos o según recomendación del fabricante, esto

7. En una unidad LACT másica es necesario realizar también una prueba del “zero” a la unidad, y ésta debe ser menor a un valor dado en la tabla N° de la sección anexos, ya que cualquier vibración (debido a las bombas de transferencia, tratadores , etc.) en la zona de fiscalización puede alterar la exactitud del medidor.
8. Es importante también hacer una revisión periódica de los sensores de presión y temperatura (que es más crítico) una vez semestral o a solicitud de cualquiera de las partes, de la unidad LACT ya que estos pueden alterar la exactitud de la medición.
9. Es importante revisar periódicamente los filtros de la unidad LACT ya que estas se pueden taponarse y luego romperse permitiendo la entrada de “basura” (por lo general partículas sólidas de tamaño considerable), que pueden dañar a al Medidor y otros equipos sensibles de la unidad. Por eso cuando la diferencia de presiones antes y después del filtro sea mayor a 10 psi., se debe hacer una limpieza o cambiarlo por otro que se encuentre en stand by.

7. En una unidad LACT másica es necesario realizar también una prueba del “zero” a la unidad, y ésta debe ser menor a un valor dado en la tabla Nº 2 de la sección anexos, ya que cualquier vibración (debido a las bombas de transferencia, tratadores , etc.) en la zona de fiscalización puede alterar la exactitud del medidor.

8. Es importante también hacer una revisión periódica de los sensores de presión y temperatura (que es más crítico) una vez semestral o a solicitud de cualquiera de las partes, de la unidad LACT ya que estos pueden alterar la exactitud de la medición.

9. Es importante revisar periódicamente los filtros de la unidad LACT ya que estas se pueden taponarse y luego romperse permitiendo la entrada de “basura” (por lo general partículas sólidas de tamaño considerable), que pueden dañar a al Medidor y otros equipos sensibles de la unidad. Por eso cuando la diferencia de presiones antes y después del filtro sea mayor a 10 psi., se debe hacer una limpieza o cambiarlo por otro que se encuentre en stand by.

BIBLIOGRAFÍA

1. "Oilfield Processing Vol II Crude oil " capítulo 11 " Measurement of crude oil" por Francis S. Manning PD. And Richard E. Thomson PD.
2. "Medidores de turbina para mediciones de líquido", boletín técnico TP 02001 –103A , por Philip D. Baker y Raymond J Kalivoda, de Smith Meter Inc,.
3. " Selección de medidores para oleoductos " boletín técnico TOPA 002 –108 por Philip D. Baker de FMC Energy Systems.
4. " Medidores de líquido de desplazamiento positivo" Boletín técnico TP01005S – 101D por Christopher B. Laird, Smith Meter Inc.
5. " Diseño de probadores de desplazamiento" Boletín técnico TP0V002S –105 por Richard L. Redilla. Smith Meter Inc.

6. "Precisión de los medidores versus la medida por afuera de tanques"

Boletín Técnico TP0A004 – 107 por Philip E. Swanson, FMC Energy Systems.

7. "Manual of Petroleum measurement Standards" of American Petroleum Institute

Medida de la temperatura en los tanques con el uso de termómetros de copa , Norma A.P.I , Capítulo 7, Sec 1.

Medida de la temperatura de los tanques con el uso de termómetros digitales; Norma A.P.I, Capítulo 7, sec 3.

Medida del Liquido, Se realiza conforme al A.P.I. Capítulo 3, Sec 1. ,también A.P.I Standard 2545 y ratificado por el A.S.T.M. 1085 – 65.

Muestreo manual en tanques, Norma A.P.I , Capítulo 8, Sección 1.

Determinación de la gravedad, Norma A.P.I Capítulo 9 sec. 1 ,Método ASTM D–1298–85 REAPROBADO 1990

Determinación de agua y sedimentos por medio del método centrífugo (centrífuga temperada), Norma A.P.I Capítulo 10, Sección 3, método ASTM 4007-81 (REAPROBADO 1995). El Tolueno para esta prueba debe de cumplir con las regulaciones del A.S.T.M. D362.

Determinación de agua y sedimentos método centrífugo (método en frío), Método A.S.T.M. 1796.

Determinación del contenido de Sal; método A.S.T.M. D – 3230.

Procedimiento para fiscalización de petróleo medido con

Medidores de desplazamiento positivo o turbina, norma A.P.I.

Capítulo 5, sección

2 y 3.

Calibración de Probadores, método Waterdraw , A.P.I. Capítulo

4, sección 2,3,4, Capítulo 11.2.3, Capítulo 12.2.

8. “ Manual de supervisión para medición y fiscalización de hidrocarburos” por el Ing. Nicanor Hurtado de Mendoza , PERUPETRO.
9. Ley Orgánica de Hidrocarburos 26221
10. Ley sobre Organización y funciones de PERUPETRO 26225.
11. Reglamento que norma las Actividades de Explotación de Hidrocarburos D.S – 055 – 93 – E.M.
12. Reglamento de seguridad para almacenamiento de Hidrocarburos. DS–52- 93- EM.
13. Reglamento de Protección Ambiental de las Actividades de Hidrocarburos, DS-046-93-EM.