

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETROLEO



“FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS”

**TITULACIÓN POR EXAMEN PROFESIONAL
PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO DE PETROLEO**

FREDDY MEDARDO CORDERO MANRIQUE

PROMOCION 1989 – I

LIMA – PERU

2001

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

OBJETIVOS

CAPÍTULO I PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO CRUDO.

1. Definición
2. Responsabilidades en el proceso de fiscalización de hidrocarburos líquidos.
 - a) Para la medición de petróleo crudo en tanques de almacenamiento.
 - b) Para la medición automática de petróleo crudo.
 - c) Otras responsabilidades.

CAPÍTULO II FISCALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO (AFORO).

1. Medición de la temperatura.
 - a) Equipo.
 - b) Procedimiento.
 - c) Precauciones.
2. Medición del Líquido Total
 - a) Equipo.
 - b) Procedimiento.
3. Medición del Corte de Agua
 - a) Procedimiento.
4. Muestreo
 - a) Equipo
 - b) Métodos de muestreo.
 - Muestra corrida.
 - Muestra fija.

5. Determinación de la gravedad API
 - a) Equipo.
 - b) Procedimiento.
6. Determinación del agua y sedimentos (BSW%)
 - a) Equipo.
 - b) Procedimiento.
7. Determinación del contenido de sal (PTB)
 - a) Reactiva.
 - b) Muestra.
 - c) Instrumento.
 - d) Objeto de la prueba
 - e) Procedimientos.

Para obtener solventes de alcoholes
Para determinar el contenido de sales en el petróleo crudo.

CAPÍTULO III MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE PETRÓLEO CRUDO.

1. Métodos de Medición.
2. Medidores de Desplazamiento Positivo.
 - a) Funcionamiento.
 - b) Partes componentes de los medidores.

La caja.
Elementos de medición interna.
Accesorios móviles.
 - c) Consideraciones del diseño.
 - d) Causas que afectan el factor de medición.

Variación del caudal.
Variación de la viscosidad.
Variación de la temperatura.
Variación de la presión.
Desgaste.

Deposición.

3. Medidores de Turbina.

a) Diseño y construcción.

La caja.
Ensamblaje interno.
Ensamblaje del receptor de pulsos

b) Condiciones de diseño

c) Causas que afectan el factor de medición.

Variación del régimen de flujo.
Variación de la viscosidad.
Variación de la temperatura.
Variación de la densidad.
Variación de la presión.

d) Métodos que controlan el factor de medición.

e) Procedimiento de fiscalización del petróleo crudo medido con medidores de Desplazamiento Positivo o Turbinas.

4. Medidores de masa.

a) Medida de la masa. Teoría de operación.

b) Medida de la densidad. Teoría de operación.

c) Partes componentes del medidor

Elemento primario
Equipos secundarios
Equipos de accesorios.

d) Procedimiento de medición de la producción fiscalizada (medidores Coriolis).

Objetivos.
Lineamientos básicos.
Procedimiento.

e) Procedimiento de prueba medidor Coriolis

Objetivo.
Lineamientos básicos.
Definiciones.
Procedimientos.

f) Procedimiento de calibración de los medidores Coriolis.

Puesta a cero de los medidores Coriolis.
Procedimiento para revisar el cero del medidor.

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

ANEXOS

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCIÓN

Con la privatización de PETROPERÚ S.A. en lo referente a la explotación y exploración de hidrocarburos, los diferentes lotes petroleros a nivel nacional fueron adquiridos por Contratistas bajo términos que establece el artículo 8, de la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 que son Contrato de Licencia, donde el contratista debe pagar una regalía al Estado y Contrato de Servicios, donde el contratista recibe una retribución en función de la producción fiscalizada de Hidrocarburos. Por esto es muy importante trabajar con la mayor exactitud posible en cuanto a mediciones, muestreo y análisis de petróleo crudo.

OBJETIVOS

El objetivo de la medición y fiscalización de hidrocarburos es conocer los volúmenes de petróleo y gas que serán comercializados, estos volúmenes están sujetos a regalías o retribuciones. El contratista hace la medición en el punto de fiscalización establecido, utilizando la instrumentación y equipo que disponga con el fin de conocer dichos volúmenes.

Para estar representado en todas las mediciones que se efectúan en el territorio nacional PERUPETRO S.A. tiene suscrito con una compañía especializada un Contrato de Supervisión de la Medición del Volumen de Hidrocarburos que producen los Contratistas Petroleros. Esta compañía cuenta con personal idóneo en cada uno de los puntos de fiscalización a nivel nacional y reporta diariamente a PERUPETRO S.A. las mediciones efectuadas.

CAPÍTULO I

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE PETRÓLEO CRUDO

1. DEFINICIÓN

Se entiende por “Producción Fiscalizada de Hidrocarburos” a los hidrocarburos provenientes de determinada área, producidos y medidos bajo términos establecidos de cada contrato. Esta medición resulta importante para tres fines principales:

1. Registro histórico de las cifras oficiales de la Producción fiscalizada por lote a nivel nacional.
2. Valoración de la Producción Fiscalizada para efectos de pago / cobro de la regalía / retribución (Artículos 45 y 46, Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221) por parte de las Contratistas Petroleras, lo que a su vez tiene efectos sobre la recaudación del Estado Peruano por concepto de la renta petrolera.
3. Facturación por la compra – venta de hidrocarburos entre productores y usuarios de petróleo.

2. RESPONSABILIDADES EN EL PROCESO DE FISCALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO.

a) Para la medición de petróleo crudo en tanque de almacenamiento.

Inspeccionar el tanque o los tanques a ser fiscalizados, de tal manera que la válvula principal y todas la válvulas auxiliares estén cerradas y selladas.

Medir el nivel inicial y final del líquido contenido. Para calcular el volumen entregado, se hará uso de la tabla de calibración del tanque tomando la diferencia de niveles.

- Tomar la temperatura, del fluido.
- Tomar el corte de agua.
- Tomar una muestra representativa para determinar la gravedad API, BS&W y contenido de sal.
- Calcular el volumen neto transferido.

Firmar el ticket de medición.

- Verificar el buen estado de los tanques y equipos de medición, la calibración de estos deberá efectuarse cada vez que sea necesario y a solicitud de cualquier de las partes.

b) Para la medición automática de petróleo crudo (LACT).

- Tomar una muestra representativa del muestreador automático.
- Tomar la temperatura en el tablero de control o en el termómetro instalado en la línea de transferencia.

Determinar la gravedad API, BS&W y contenido de sal.

Cambiar de medidor desde el tablero de control o manualmente en la instalación.

Sacar el ticket de medición, del tablero de control. La diferencia de volúmenes, es el volumen bruto transferido.

- Verificar que la repetibilidad y linealidad del equipo de medición se encuentre dentro de los rangos tolerables, cada vez que sea necesario y a solicitud de cualquiera de las partes.

Los equipos de medición deberán ser probados una vez por semana y/o en cualquier momento justificado a solicitud de las partes.

Calcular el volumen neto transferido descontado él BS&W.

Firmar el ticket de medición.

c) Otras Responsabilidades

Las mediciones de hidrocarburos líquidos deben ser hechas conforme a las especificaciones estándar API, ASTM, AGA.

Las Partes recogerán simultáneamente tres muestras testigos de los hidrocarburos líquidos fiscalizados con una frecuencia no menor de una vez por mes, en los puntos de fiscalización de la producción. Dichas muestras testigo serán selladas y almacenadas noventa días a partir del día de su recolección. En

caso de controversia, se conservarán las muestras pertinentes, hasta que la controversia sea solucionada.

Tomar como norma el título VII, Capítulo IV, Medición de los Hidrocarburos Fiscalizados del Reglamento de las Actividades de Explotación y Explotación de Hidrocarburos aprobado por DS. N° 055-93-EM.

CAPITULO II FISCALIZACIÓN DE PETRÓLEO CRUDO EN TANQUES DE ALMACENAMIENTO

La medición manual se efectúa en el Patio de Tanques, estos tanques están calibrados y las tablas de calibración de cada uno de ellos aprobados por la DGH. Estos tanques antes de ser fiscalizados deben tener un tiempo de reposo para que los resultados sean satisfactorios.

Esto implica 4 operaciones:

- Medición de la temperatura
- Medición del corte de agua
- Medición del líquido total
- Muestreo

1. MEDIDA DE LA TEMPERATURA (ASTM D-1086, API 2543)

Todo volumen de petróleo crudo medido, debe ser corregido al volumen que tendría si su temperatura fuera 60°F, porque el volumen de petróleo crudo varía con respecto a la temperatura. La temperatura de 60°F es usada como patrón Internacional.

Siempre la temperatura del petróleo crudo en el tanque debe tomarse al mismo tiempo que el tanque es medido.

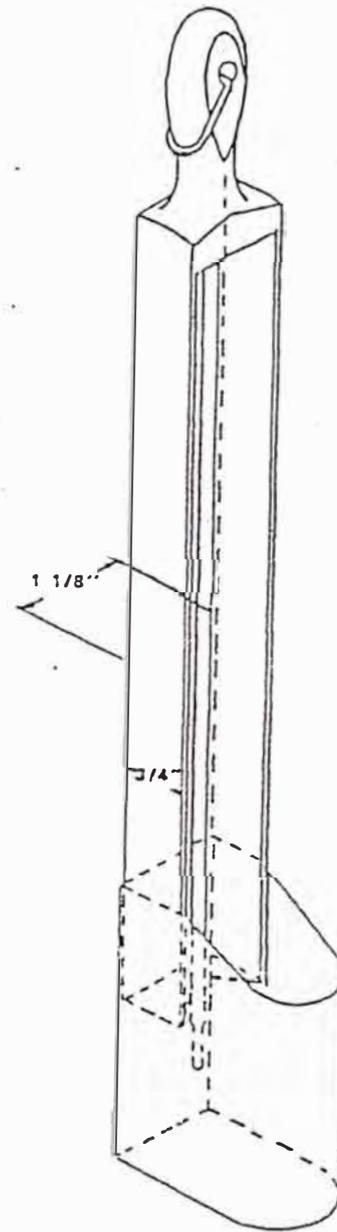
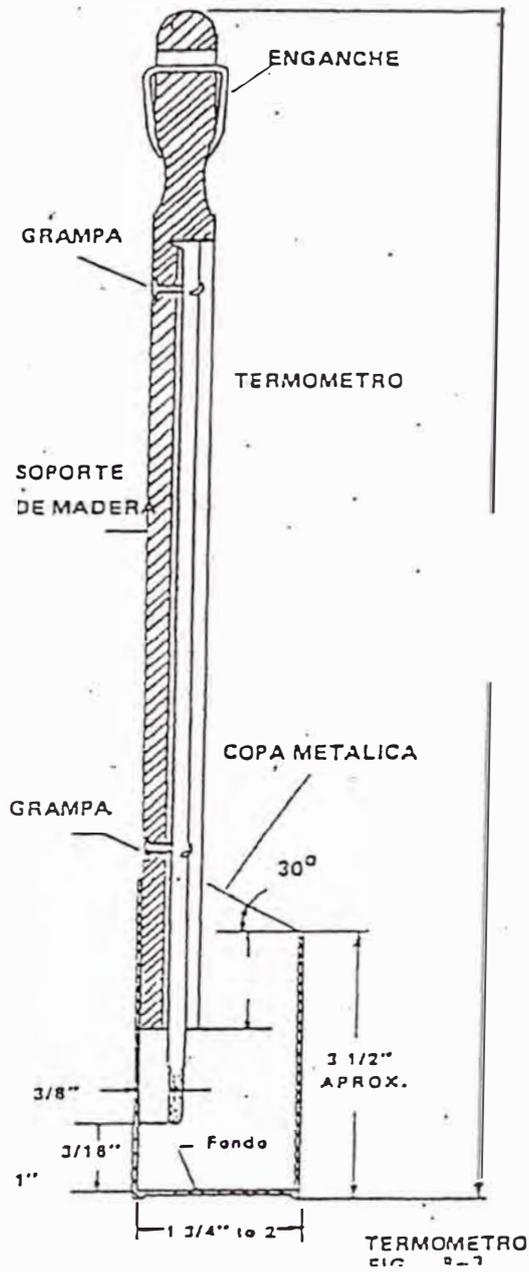
a) Equipo

- Termómetro ASTM rango 0-180°F
- Porta termómetro tipo taza.

b) Procedimiento

- Acoplar el termómetro al porta termómetro, que es de madera con un pequeño recipiente en la parte inferior, y con ayuda de un cordel introducir por la boca de la escotilla de medir del tanque.
- Estando el termómetro dentro del producto a medir y a la profundidad deseada, déjelo por un tiempo recomendado según el tipo de petróleo crudo que se va a medir.
- Retire el termómetro rápidamente hasta la boca de medición, asegúrese que la copa que rodea el bulbo del termómetro tenga

TERMÓMETRO DE INMERSIÓN CONVENCIONAL



producto y lea la temperatura rápidamente, hasta el más próximo 1°F.

c) Precauciones

Revisar el termómetro antes de usar, fijarse que el mercurio no se encuentre separado, no tenga roturas y su escala sea legible.

2. MEDICIÓN DEL LÍQUIDO TOTAL

La medición se realiza con una cinta metálica previo reposo suficiente del tanque, después del movimiento que haya tenido.

La medición que se usa es el método de medida directa.

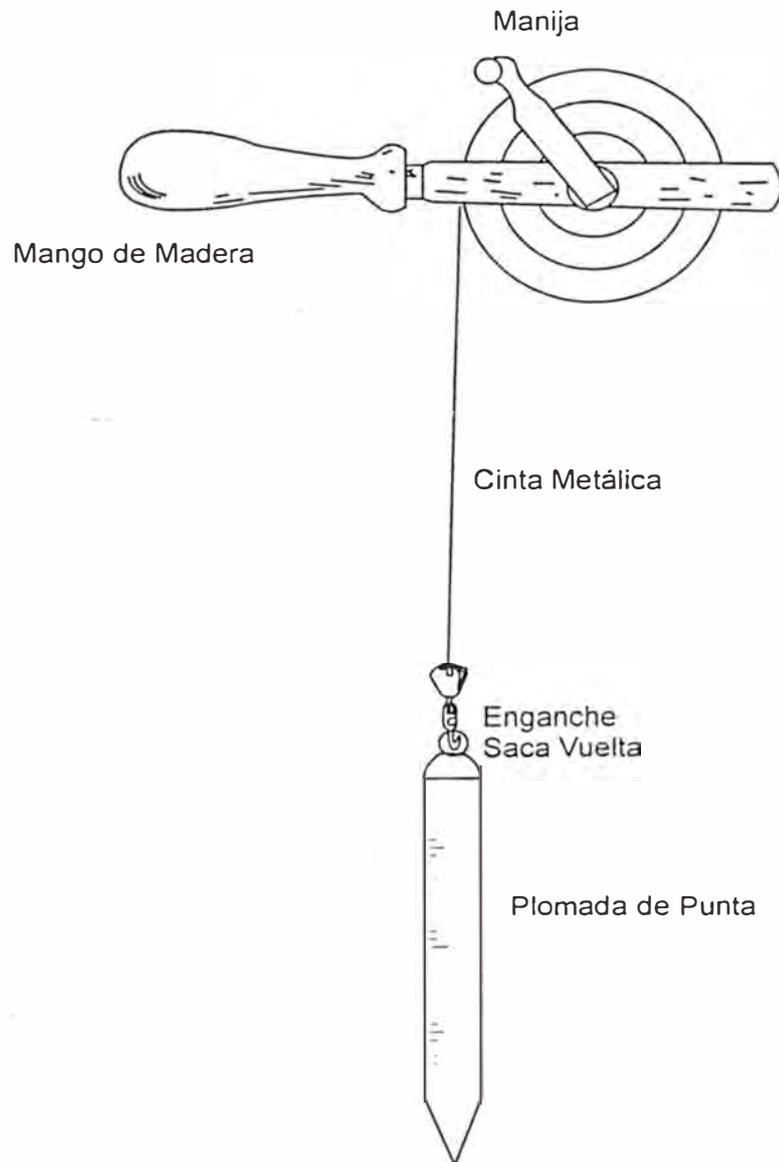
a) Equipos

- Wincha de acero, la escala es en pies, pulgadas y octavos de pulgada.
- Plomada de bronce, con escala en pulgadas y octavos de pulgada.
- Pasta de corte de agua
- Wipe o trapo industrial.

b) Procedimiento

- Bajar la wincha con la plomada por el punto de referencia en la boca de medición del tanque, hasta que la punta de plomada toque la platina de medición provista encima del fondo del tanque.
- Sostener la wincha verticalmente sin que se bambalee y verificar que la lectura de la wincha, coincida con la altura de referencia.
- Subir la wincha y leer el corte de aceite producido en la cinta y anotar la lectura, repetir la operación hasta obtener 2 lecturas constantes.
- Llevar dicha medida a la respectiva tabla de cubicación del tanque para calcular el volumen total.

MEDICIÓN DIRECTA



3. MEDICIÓN DEL CORTE DE AGUA

Procedimiento

- Untar con pasta de agua la plomada o regla de bronce.
- Introducir la wincha con la plomada o la regla de bronce por la escotilla de medición, siguiendo las pautas del procedimiento anterior.
- Dejar que la plomada descansa en el fondo del tanque sobre la platina de referencia por lo menos 2 minutos (según el tipo crudo).
- Levantar la plomada y limpiar con solvente y observe el cambio de coloración en la plomada, esta será uniforme y horizontal.
- Ir a la respectiva tabla de cubicación y calcular el volumen de agua.

* **Volumen de petróleo = volumen total – volumen de agua.**

Nota

El volumen de petróleo está a temperatura ambiente.

4. MUESTREO DE PETRÓLEO CRUDO

El muestreo es una de las labores más importantes que se realiza en la industria petrolera, la obtención de resultados confiables y precisos en los análisis de laboratorio, depende precisamente de realizar un buen muestreo y que sea representativo de la porción de petróleo que se requiere analizar.

a) Equipo

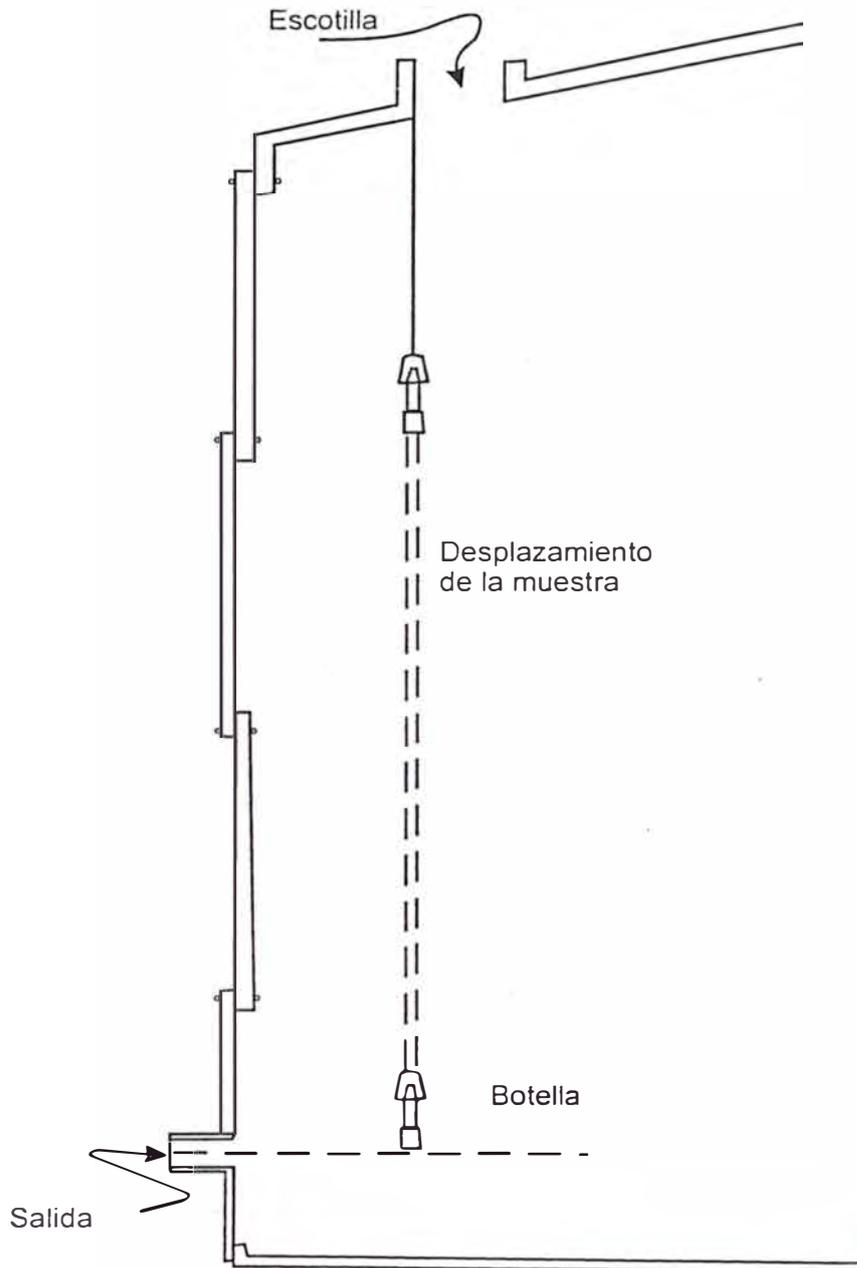
Muestreador. También llamado ladrón construido con un metal resistente cuya capacidad es de ¼ de galón. El fondo esta revestido de plomo para facilitar la inmersión, en la parte superior lleva un corcho como tapón y una agarradera metálica.

b) Métodos de Muestreo

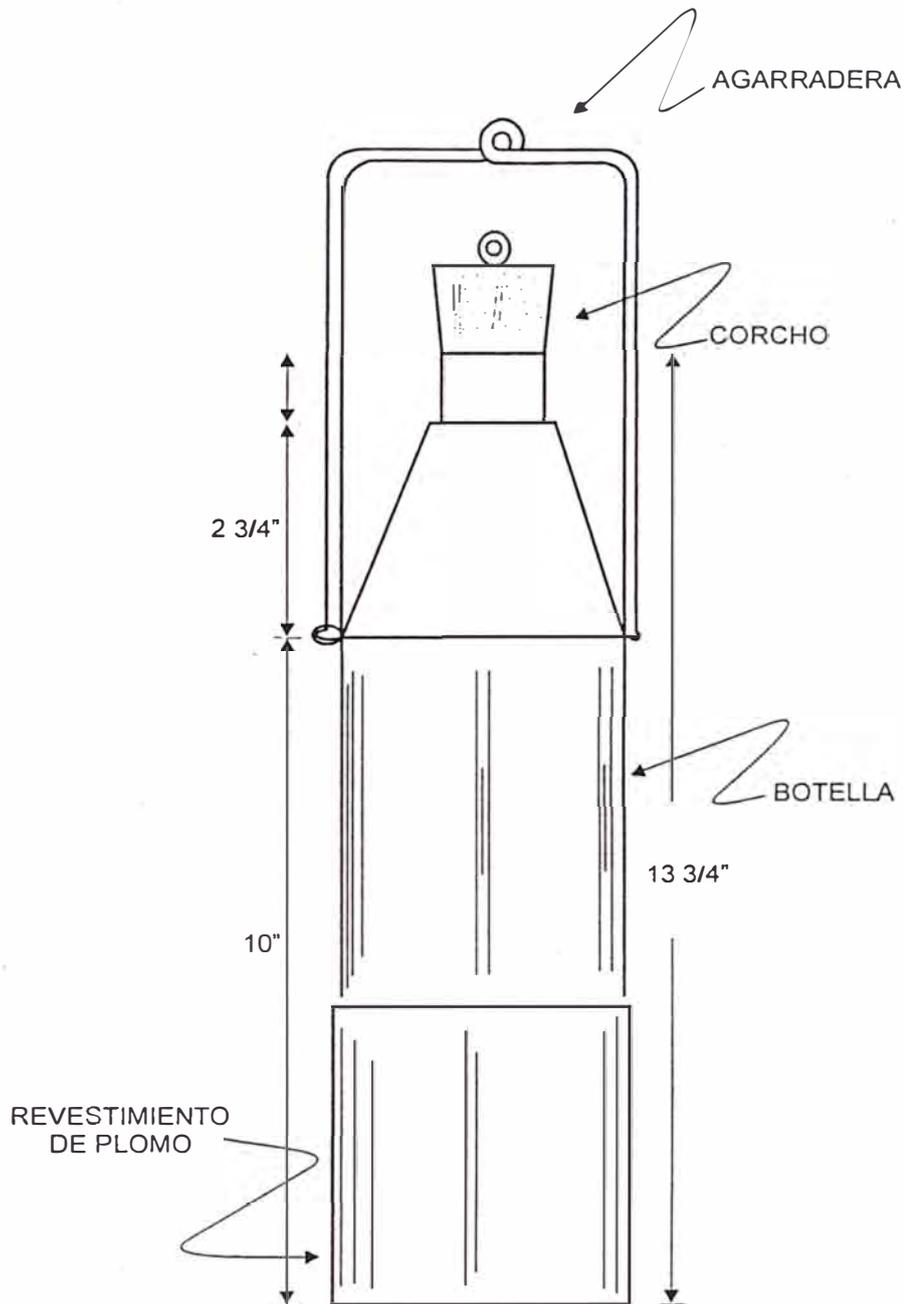
Sólo se mencionará dos métodos:

- Muestra corrida
- Muestra fija.

MUESTRA CORRIDA



BOTELLA MUESTREADORA



Muestra Corrida. Procedimiento

Introduzca el muestreador atado y tapado por encima del nivel del corte de agua; asegúrese que el muestreador este limpio.

Quite el tapón dando un impulso vertical al cordel, cuando el ladrón esté a la profundidad deseada.

Inmediatamente después de sacar el corcho, proceda a subir el muestreador hacia la superficie a una velocidad uniforme, con el fin de llenar el recipiente hasta el 75% de su capacidad o máximo 85%. si la botella sale llena repita el procedimiento.

Tape con el corcho el muestreador una vez tomada la muestra o vacíe el contenido en otras recipientes adecuados.

Muestra Fija: Procedimiento

Es la muestra representativa del fluido a una profundidad determinada.

Nota:

Toda muestra será rotulada inmediatamente de ser tomada usando etiquetas especiales con los siguientes datos:

- Fecha y hora
- Lugar
- Número o nombre del tanque
- Clase de producto
- Descripción (gravedad, BS&W, etc.)
- Nombre del operador
- Nombre del fiscalizador (representante de Perú Petro).

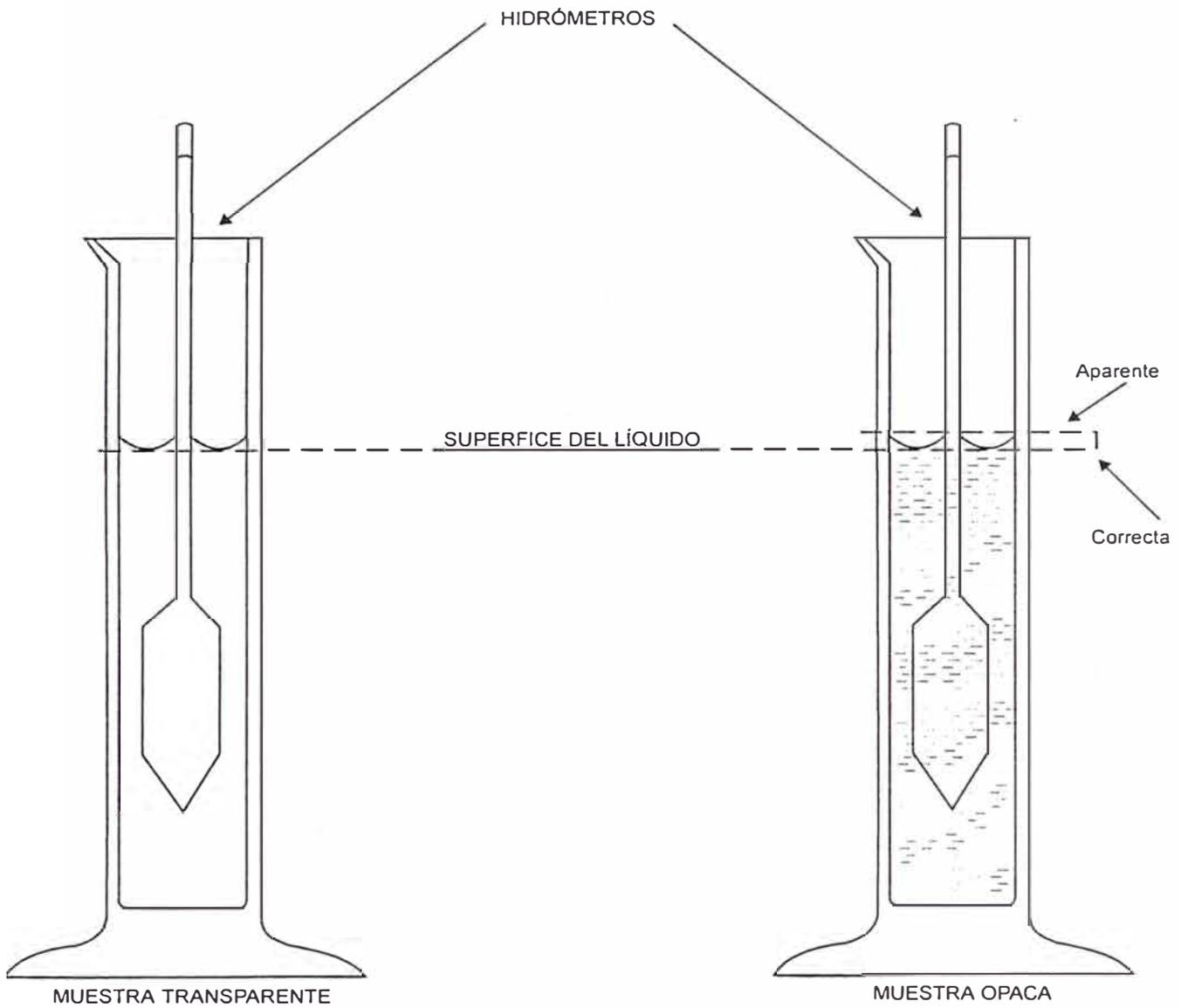
5. DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD API

La gravedad es una propiedad determinante de la calidad de crudo; gravedad específica o gravedad API, significa lo mismo.

a) Equipo

- Hidrómetro ASTM
- Termómetro
- Probeta de vidrio de 1000 cc.

COMO LEER LA GRAVEDAD API



b) Procedimiento

La muestra utilizada para determinar la gravedad API, debe ser una muestra representativa del contenido de petróleo presente en el tanque.

- Vierta la muestra en la probeta, lentamente, asegúrese que esté libre de corriente de aire, y evitar la formación de burbujas.
 - Sumerja el hidrómetro dejándole que flote libremente sin rozar las paredes del receptáculo, evitar que el vástago se moje encima del nivel de fluido.
 - Estando en reposo el hidrómetro, se procede a leer la gravedad API en la escala graduada, en el punto en que la superficie de la muestra corta aparentemente el vástago (la gravedad API tomada esta a la Temperatura de Laboratorio).
 - Tome la temperatura inmediatamente después de determinar la gravedad API. El bulbo del termómetro debe estar sumergido en la muestra por lo menos 3 minutos antes de proceder a leer la temperatura.
 - Anotar los resultados.
 - Con la gravedad API y Temperatura a las condiciones de laboratorio, vamos a calcular la gravedad API a 60°F usando la tabla 5-A del "API Manual of Petroleum Measurements Standards".
 - Con la temperatura de tanque y la gravedad API a 60°F vamos a la tabla 6-A del manual API y hallamos el factor de corrección por volumen.
- * **Volumen de petróleo a 60°F = Volumen de petróleo x factor de corrección.**

6. DETERMINACIÓN DE AGUA Y SEDIMENTO (BSW%)

a) Equipo

- **Suministros**

Tolueno saturado de agua
Demulsificador

- **Centrífuga**

Aparato diseñado para producir un movimiento giratorio de 2 ó más pares de tubos de prueba colocados convenientemente en alojamientos especiales ubicados en su interior.

- **Tubos de Prueba (Peras)**

Son tubos de vidrio graduados de forma cónica operas.

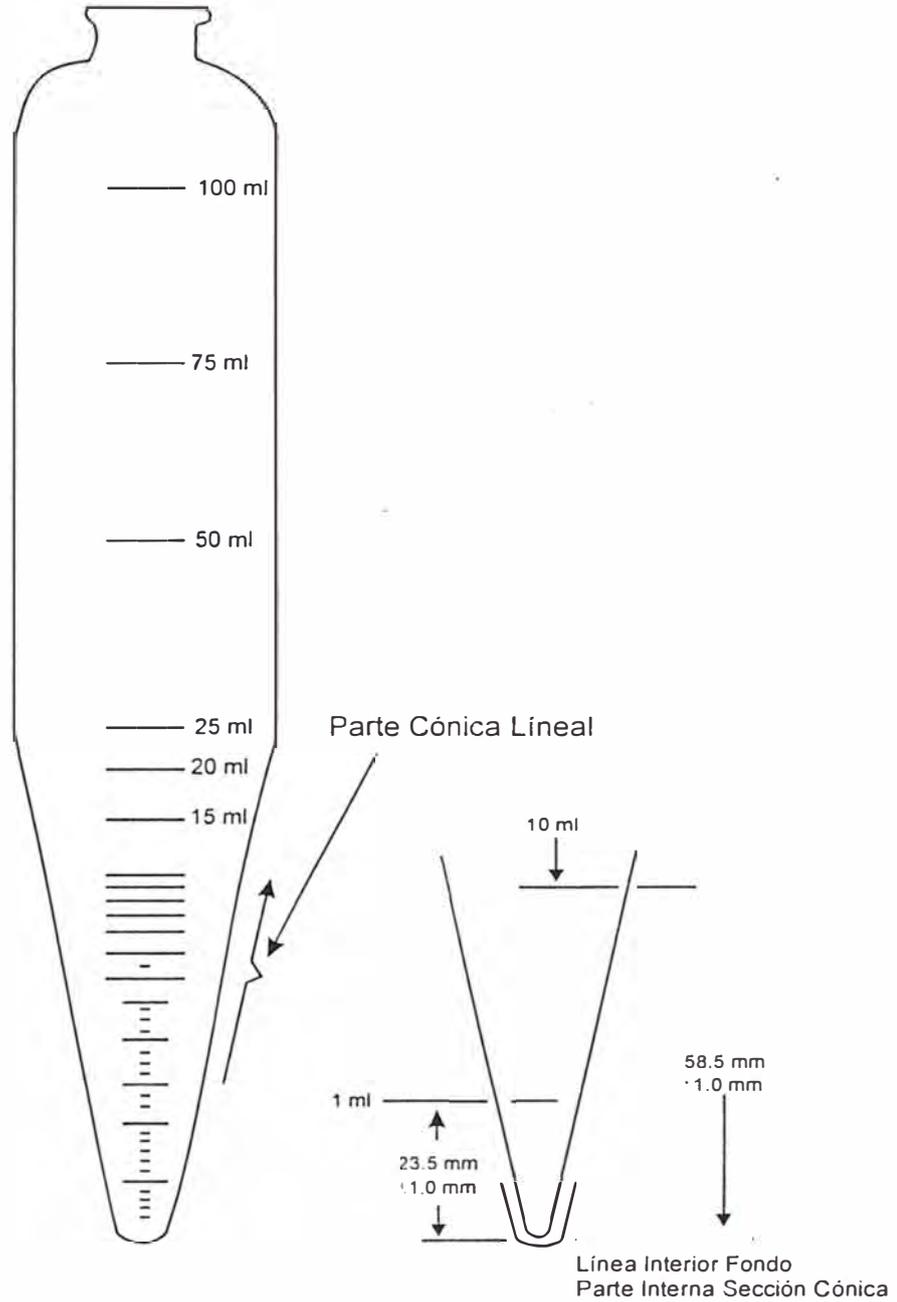
- **Equipo de baño maría**

Es un recipiente metálico rectangular provisto de un termostato para mantener el agua a una temperatura constante.

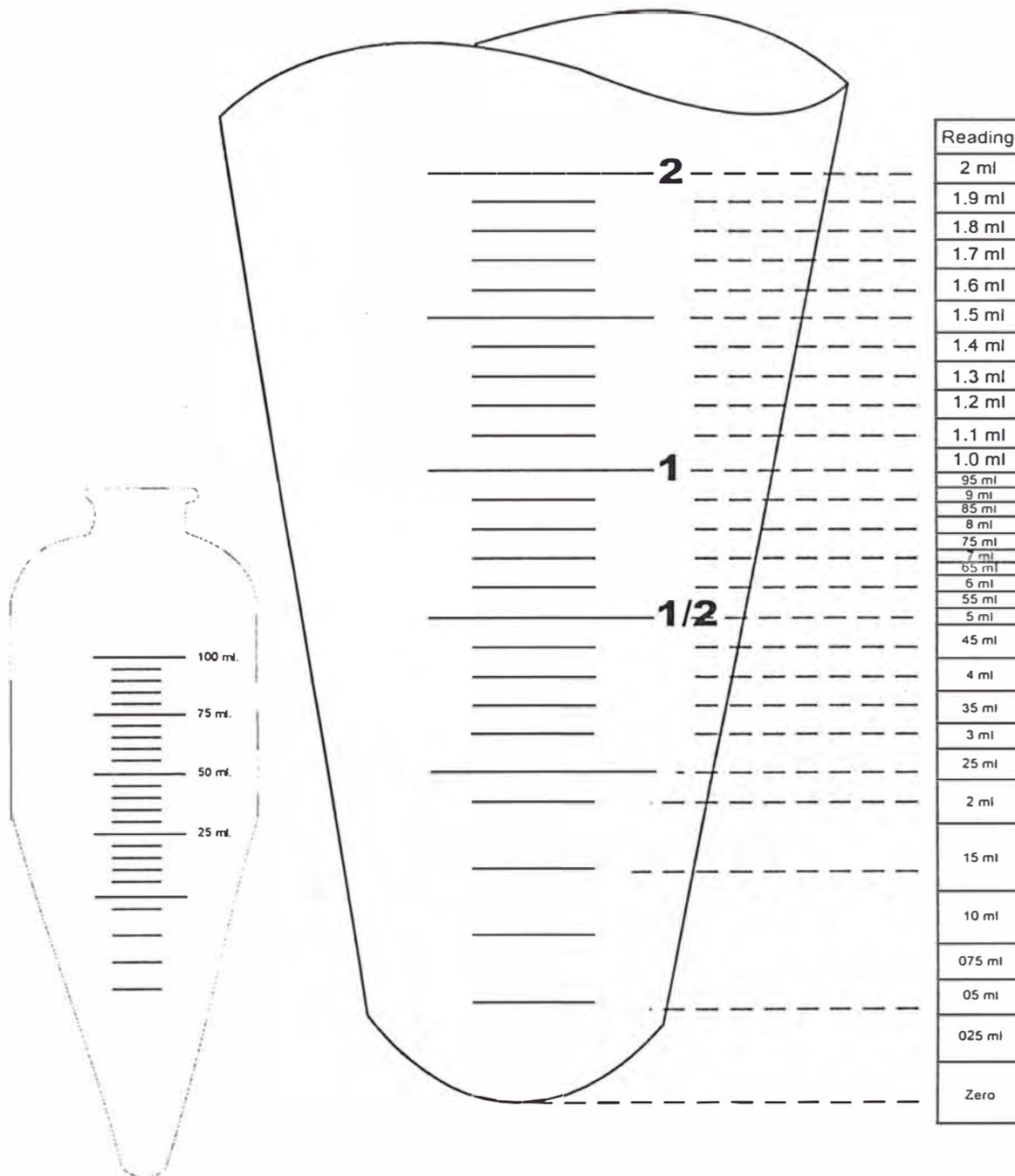
c) Procedimiento

- Vierta la muestra en cada uno de los 2 tubos de prueba hasta la marca 50, luego añada solvente de tolueno hasta completar 100% luego agregar 0.2 milímetros de demulsificante en cada uno de los tubos.
- Tape los tubos con un corcho y agite vigorosamente la mezcla, para diluir bien el solvente.
- Sumerja los tubos por lo menos hasta la marca superior de 100 en un baño de agua (140°F) por 15 minutos.
- Coloque enseguida los tubos de la centrífuga en posición opuesta entre ellos, para establecer un balance de fuerzas.
- Encienda la centrífuga por 10 minutos a los RPM apropiados.
- Anote los resultados obtenidos del agua y sedimento asentados en el fondo de cada tubo, expresándolo en una sola cifra, luego cambie de posición los tubos y repita la operación. Si las lecturas son iguales OK. Sino repita la

TUBO DE PRUEBA CÓNICO



PARTE EXTREMA INFERIOR TUBO DE PRUEBA CÓNICO



operación hasta obtener 2 lecturas iguales. Como resultado final se reportará la suma de los 2 tubos.

Volumen Neto Fiscalizado = volumen de petróleo x (1 - BSW%/100)..

7. DETERMINACIÓN DEL CONTENIDO DE SAL (PTB)

El método se basa en la conductividad de una solución de petróleo crudo en un solvente polar, cuando está sometido a una acción de una corriente eléctrica. La muestra se disuelve en el solvente y se coloca en un salinómetro, que consiste de un vaso de boca ancha, dos placas en paralelo de acero inoxidable. Una corriente eléctrica alterna fluye por las placas registrando miliamperios.

a) Reactivos

El más usado es el solvente de alcoholes, también se pueden usar naphta, solución de cloruro de calcio, etc.

b) Muestra

c) Instrumentos

Salinómetro electrométrico que registre la intensidad de la corriente eléctrica alterna en miliamperios, un voltímetro, un puente rectificador, un variador de voltaje, 2 electrodos (placas) en paralelo.

d) Objetivo de la prueba

Obtener la concentración de sales en libras por cada mil barriles de petróleo (PTB), valor que debe ser igual o menor al acordado por las Partes, como una de las condiciones para efectuar la compra / venta del petróleo.

e) Procedimientos

Desde que la muestra de petróleo es disuelta en un solvente preparado, se tendrán dos procedimientos, uno para los solventes y otro para la determinación del contenido de sal en el petróleo crudo.

Procedimiento para obtener el solvente de alcoholes.

Tener disponible en recipientes herméticos los siguientes líquidos:

1. 1-Butanol
2. Metanol absoluto
3. Agua destilada.

- En un recipiente de 1000 ml., se coloca 63 volúmenes de 1 – Butanol (630 ml).
- Se añaden 37 volúmenes de metanol absoluto (370 ml).
- Se agregan 0.3 volúmenes de agua destilada (3 ml).
- Se agita por 10 segundos, para uniformizar la solución.
- Siguiendo el procedimiento ASTM D 3230, se obtiene la conductividad de ésta solución “blanco”.

Nota: Este solvente es inflamable y acusa quemaduras en la piel, por lo que se debe contar con equipos de seguridad personal para proteger ojos, nariz, cara y manos, así como duchas para ojos y cuerpo.

Procedimiento para determinar el contenido de sales en el petróleo crudo.

- Tomar la muestra de petróleo crudo en un vaso Pirex limpio y seco. Aproximadamente 10 ml.
- En una probeta graduada de 100 ml con tapa esmerilada, colocar 15 ml de Xileno.
- Agregar a la probeta 10 ml de la muestra de petróleo crudo con una pipeta.
- Lavar la pipeta con Xileno hasta que quede libre de crudo, haciendo que caiga dentro de la probeta.
- Rellenar la probeta con Xileno hasta alcanzar un nivel de 50 ml en la probeta.
- Tapar la probeta y agitar vigorosamente durante un minuto.
- Llenar la probeta hasta el nivel de 100 ml con el solvente de alcoholes.
- Tapar la probeta y volver agitarla vigorosamente por 30 segundos.

- Dejar reposar la mezcla por cinco minutos y luego vaciarla en un vaso Pirex seco y limpio de 100 ml boca ancha.
- Seguidamente se colocan los electrodos en el vaso, asegurándose que el borde superior de los electrodos esté por debajo de la superficie de la mezcla.
- Se conectan los electrodos al instrumento.
- Se procede a calibrar el Salinómetro, ajustando la perilla del voltímetro a 125 voltios, con la palanca presionada en "calíbrate", valor seleccionado de una serie de valores.
- Se coloca la perilla de calibración en la posición "high" y con la palanca en posición "calíbrate", se regula con la otra perilla, hasta ubicar la aguja del miliamperímetro en la posición 0.1 miliamperios (línea de color rojo).
- Seguidamente se coloca la perilla de calibración en la posición "low" y con la palanca presionada en "calíbrate", se regula con su respectiva perilla, hasta que la aguja del miliamperímetro quede ubicada en la posición 1.0 miliamperio. Se suelta la palanca que estuvo presionada.
- Se presiona la palanca hacia la posición "Read", observándose que el voltaje permanezca en 125 voltios y se tome la lectura en mili-amperios lo más cerca de centésimos de mili-amperios.
- Se deja de presionar la palanca, quedando en una posición neutra.
- A la lectura registrada en mili-amperios, se le resta la lectura del "blanco" determinada con anterioridad (solvente de alcoholes) y la diferencia es la LECTURA NETA en mili-amperios.
- En la tabla de calibración se busca el contenido de sal correspondiente a la lectura neta en mili-amperio; según sea realizada en el rango alto (high) o rango bajo (low).
- La escala baja (low) es usada para muestras de bajo contenido de sal y es más sensible que la escala alta (high).

CAPITULO III

MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE PETRÓLEO CRUDO

“LACT”

Esta instalación está conectada en la línea de descarga, para medir hidrocarburos en movimiento, procedentes de un tanque preparado para ser fiscalizado automáticamente en calidad y cantidad del hidrocarburo transferido; dispone de una unidad de rechazo para asegurar que la calidad del producto está dentro de los rangos aceptables.

LACT es una importante herramienta en la evolución de la automatización de transferencia de hidrocarburos, la cual se va mejorando con el tiempo y es ampliamente aceptada en la Industria del Petróleo. Su instalación se justifica para reemplazar un trabajo repetitivo hecho por uno o más medidores, que redundan en un ahorro de tiempo y eliminación del error humano, aunque cabe notar que la medición automática tampoco es exacta mientras que esté afectada por el error mecánico, que a diferencia del error humano, aquel puede ser mejor controlado por una verificación periódica en el mantenimiento y calibración del instrumento.

1. MÉTODOS DE MEDICIÓN AUTOMÁTICA DE PETRÓLEO CRUDO

a) Método de Medición Directa

- Medidores de Desplazamiento Positivo DP
- Medidores de Masa.

b) Método de Medición Indirecta

- Medidores de Turbina.

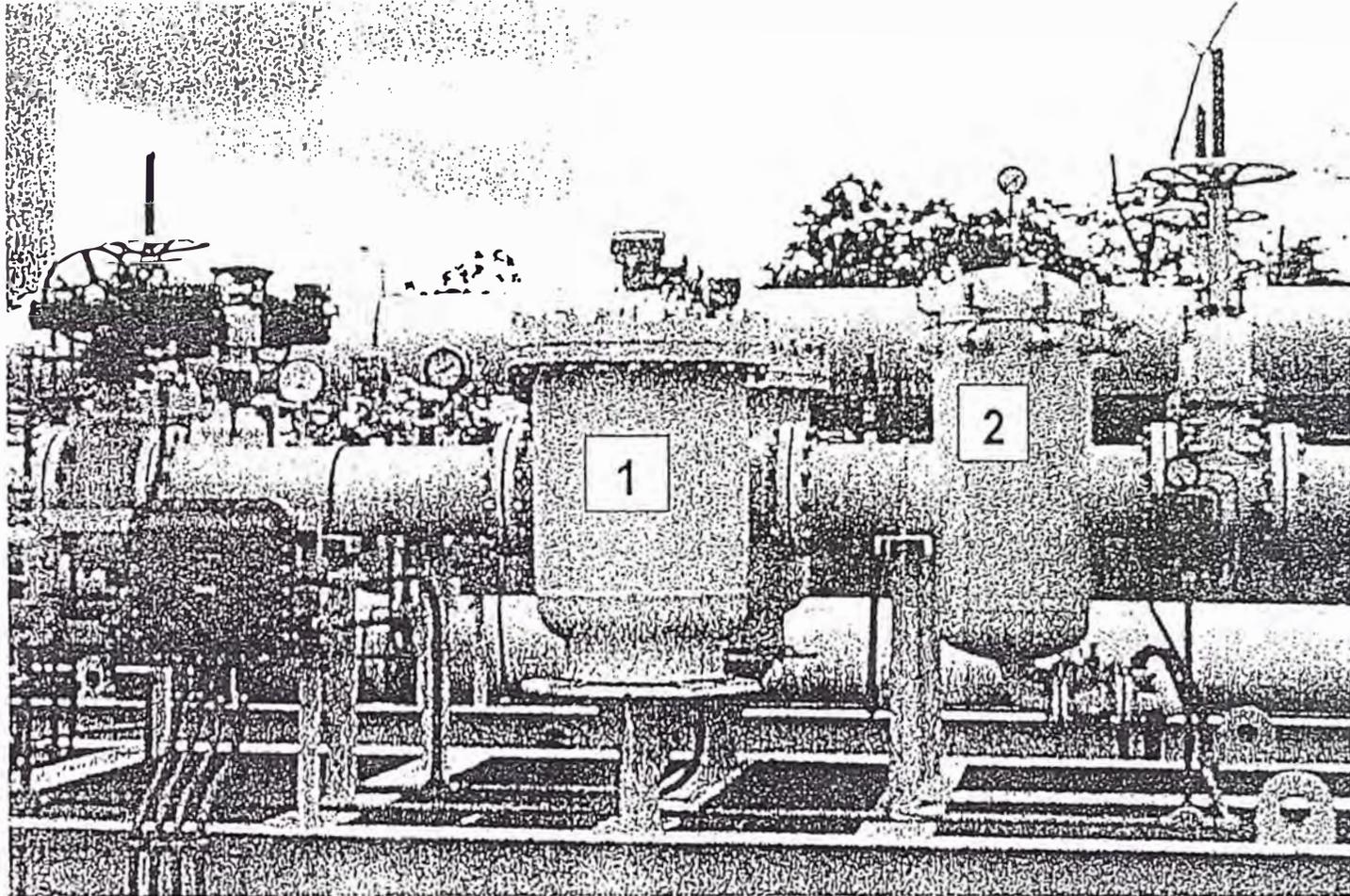
2. MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO DP

Nos da la medida visual que se obtiene haciendo uso de los dispositivos mecánicos y/o mecánicos eléctricos que cuentan con un número de ciclos de descarga unitaria expresado en barriles, galones, etc.

a. Ventajas

- Exactitud
- Miden líquidos viscosos
- No requieren de potencia exterior
- Son capaces de medir hasta volúmenes muy pequeños
- Operación y Diseño simple.

Medidor Desplazamiento Positivo



- 1 Medidor (caja)
- 2 Filtro

b. Desventajas:

- Pueden ser dañados por agitación del fluido
- Costoso para medición de caudales grandes
- Susceptibles a la corrosión y erosión
- Requieren de un filtro
- Si el medidor es golpeado podría alterar la medición
- Requiere de mayor mantenimiento.

a) Funcionamiento

En el diagrama se muestran los diversos pasos que sigue un medidor durante su operación, la medición se efectúa por separación del flujo en segmentos que luego se contabilizan.

- El líquido sin medir (Área negra) ingresa al medidor. El rotor y las aletas giran en el sentido de las agujas del reloj. Las aletas A y D han salido en forma completa, formando la cámara medidora, las aletas B y C están adentro.
- El rotor y las aletas han girado un octavo de revolución. La aleta A ha salido en forma completa. La aleta D se mueve hacia adentro; la aleta C ha avanzado completamente y la aleta B empieza a salir.
- Un cuarto de revolución ha tenido lugar. La aleta A está todavía extendida y la aleta B se ha movido ahora completamente hacia fuera. Un volumen exacto y conocido de nuevo líquido se encuentra ahora en la cámara medidora.
- Un octavo de revolución mas tarde, la cantidad de líquido medio fluye hacia fuera. Una segunda cámara medidora ha comenzado a formarse entre las aletas B y C. La aleta A se mueve hacia dentro. Así continua la operación hasta tener un giro completo de 360°.

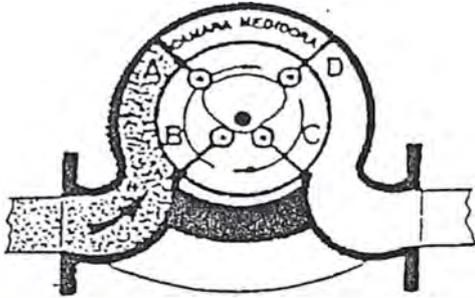
Las cuatro primeras figuras corresponden a una construcción de alojamiento sencillo. La quinta figura muestra una construcción de alojamiento doble.

b) Partes Componentes de los Medidores.

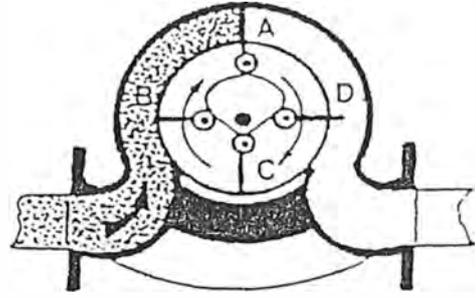
Los medidores están compuestos principalmente por 3 partes: caja, elementos internos de medición y accesorios móviles.

MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Elementos de Medición Interna

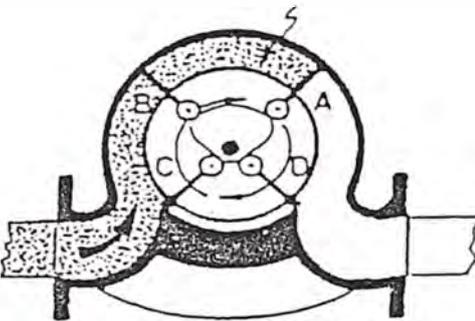


1

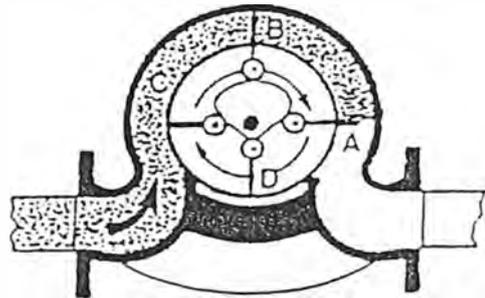


2

CÁMARA MEDIDORA

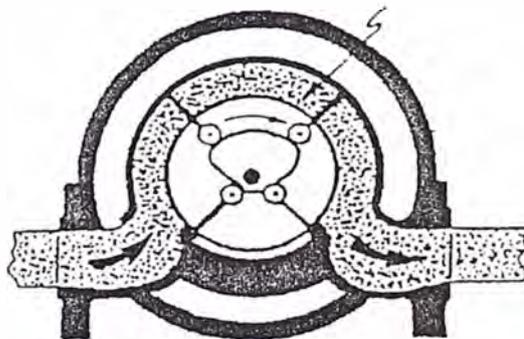


3



4

CÁMARA MEDIDORA



5

La Caja

La caja es básicamente un recipiente a presión con conexiones de entrada y salida que varían de ½" a 16", presiones hasta 1440 psi (600 lbs ANSI), régimen de flujo hasta 12,500 barriles por hora (BPH), los materiales de la caja pueden ser acero al carbón fierro fundido, bronce o acero inoxidable, depende de la presión que soporte.

Los medidores pueden ser de simple o doble condición.

Los de simple condición, el alojamiento sirve para ambos; como recipiente de presión y para contener los elementos de medición; mientras tanto los de doble condición, el recipiente de presión está separado de los elementos de medición. Los medidores pequeños normalmente son de simple condición construidos con los materiales indicados en el acápite anterior excepto al acero al carbón que son de doble condición. Las ventajas de la doble condición son:

- a) El esfuerzo debido a la presión no es transmitido a los elementos de medición.
- b) Los elementos de medición pueden ser fácilmente removidos para el servicio o limpieza de las líneas.
- c) La presión diferencial a través de las paredes de los elementos de medición es mínima, así se elimina la posibilidad de cambiar los elementos debido a variaciones de presión.

Elementos de Medición Interna.

Como anteriormente se mencionó, los medidores PD miden volúmenes por una continua separación del flujo en segmentos y la medición de éstos. Los elementos medidores internos sirven como un motor hidráulico que absorbe energía del flujo para producir el torque necesario, a fin de vencer la fricción interna y mover el contador y otros accesorios inherentes a éste.

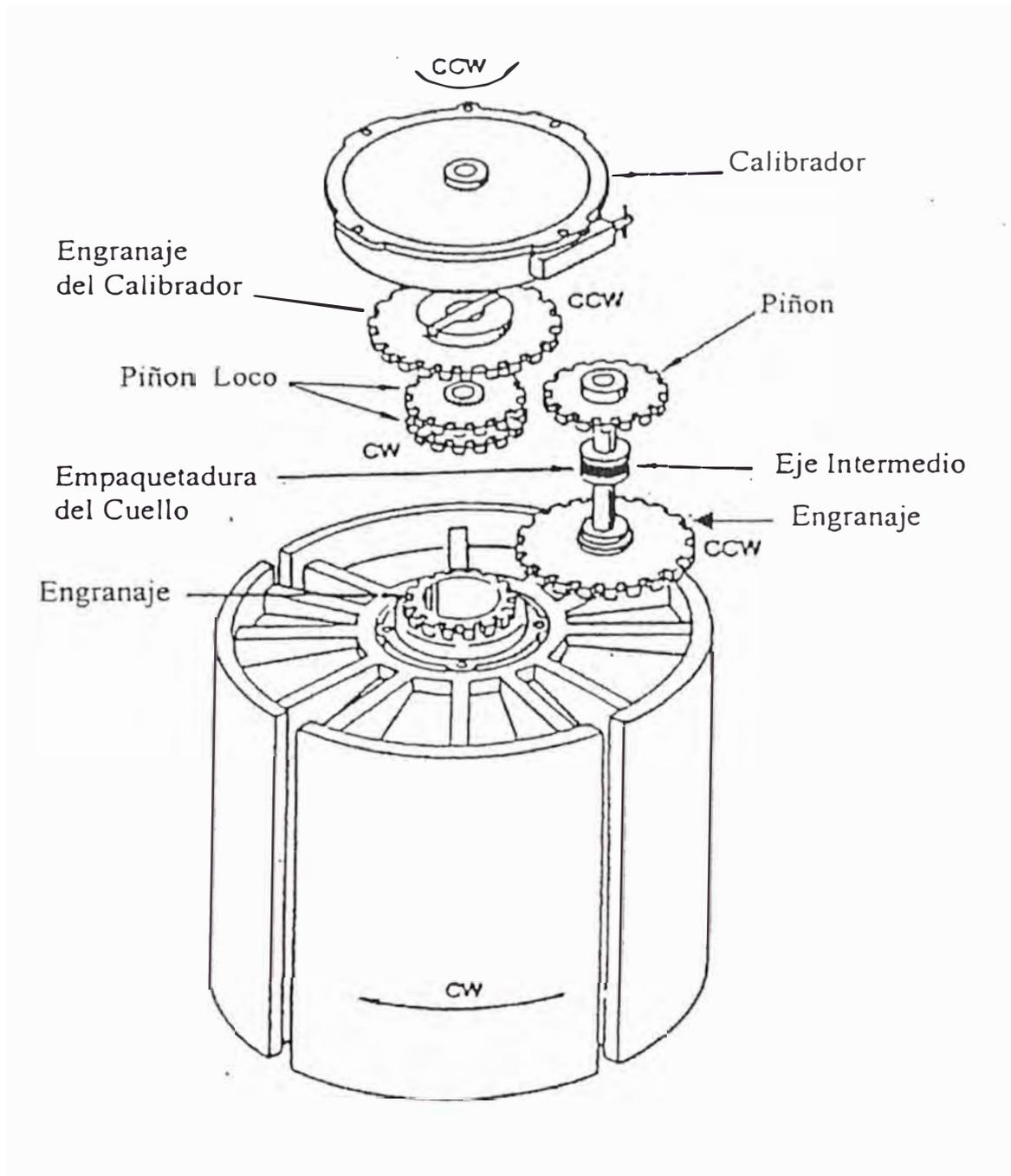
Accesorios Móviles

El tren de los accesorios móviles consiste de 3 elementos básicos; el tren de engranajes, las empaquetaduras del eje y el calibrador.

Tren de engranajes

Es como una caja de reducción que convierte el volumen fijo por revolución del elemento de medición al volumen por revolución del eje contador. Así por ejemplo un medidor Smith de 4" de desplazamiento positivo (PD) tiene un elemento de medición nominal de 2.0 galones / rev y la velocidad del eje contador de 5 galones / rev, entonces la relación de giro es de 5:2.

ACCESORIOS MÓVILES



Empaquetaduras del eje rotatorio

El eje rotatorio está diseñado para colocarse empaques (glands), que sean fácilmente instalados o removidos, con el fin evitar fugas debido a desgastes. Las empaquetaduras son lubricadas externamente para alargar la vida útil; se emplea como lubricante, glicerina o grasa de silicona, compuestos que deben ser químicamente compatibles e inmiscibles con los productos que se están midiendo.

Calibrador

Es un dispositivo que ajusta la medición a un volumen correcto que pasa a través del medidor. Un calibrador es necesario todas las veces que el contador mecánico debe registrar el volumen actual. Las características de un buen calibrador son:

- La facilidad de moverse con un alto torque.
- Buen ajuste.
- Rango adecuado de ajuste.
- Bajo costo de reparación o reemplazo.
- Una mínima variación de la velocidad del eje.
- Larga vida de duración.

c) Consideración del diseño.

La instalación (incluyendo el medidor) debe ser capaz de operar eficientemente entre los rangos mínimos y máximos del caudal, presión y temperatura de acuerdo a las especificaciones del medidor.

La instalación debe asegurar una máxima vida de operación, para lo cual dispondrá de un filtro que se instalará antes del medidor, para retener partículas sólidas extrañas tales como; arena, carbonatos, etc.

La instalación debe trabajar a una adecuada presión, para que el medidor mida una sola fase que es líquida.

Los sensores de presión y temperatura deben estar colocados inmediatamente antes o después del medidor.

Para asegurar la continuidad de la fiscalización se dispondrá de dos medidores iguales, calibrados, dispuestos en paralelo y conectados a un solo probador (prover).

d) Causas que afectan el factor de medición

El factor de medición, es el número que se obtiene por división, entre el volumen actual del líquido que pasa por el medidor del probador (proving) y el volumen registrado en el medidor. Para posteriores medidas el volumen

registrado por el medidor se multiplicará por el factor encontrado, para tener la medida corregida a 60°F y presión atmosférica.

Hay muchos factores que pueden cambiar el comportamiento de un medidor de desplazamiento positivo, tales como la entrada de partículas extrañas, que se soluciona solamente eliminando la causa del problema (filtros). Otros factores que dependen de las propiedades del líquido que se mide, deben ser considerados en el diseño y en el sistema de operación. Los factores más importantes son; el caudal, viscosidad, temperatura y deposiciones de sólidos en el líquido como parafina.

Variación del caudal

El factor de medición varía con el flujo o caudal, en el extremo inferior del rango del flujo, se hace menos confiable y consistente, que en la porción media o altos regímenes del bombeo. Si se plotea el factor de medición Vs. El flujo para diferentes condiciones de operación, es posible seleccionar el factor de la curva obtenida, sin embargo, si se dispone de un probador permanente en la instalación es mucho mejor considerar éste como valor, pero en todo caso evitar situarse en los rangos superior e inferior según diseño del medidor.

Variación de la viscosidad

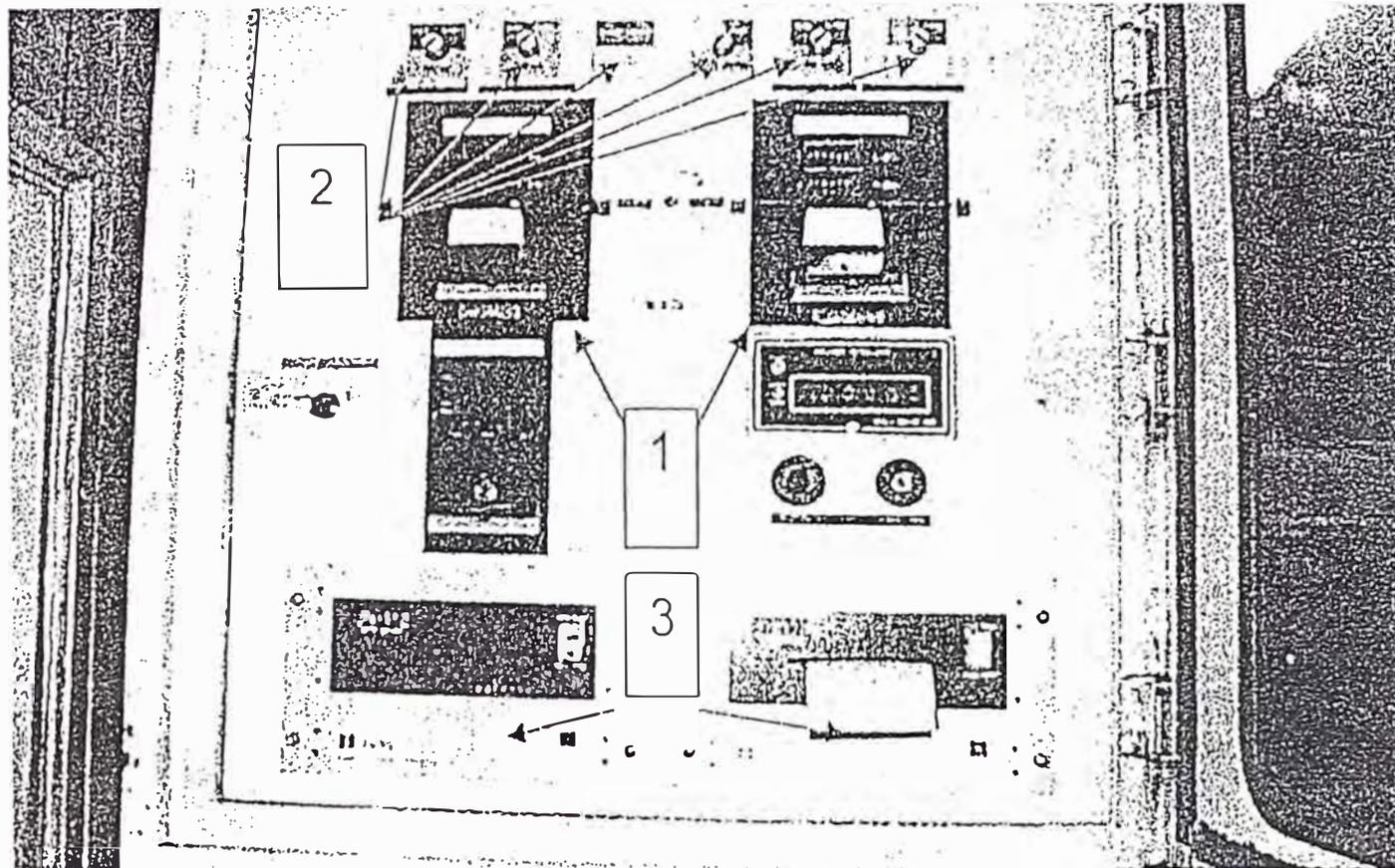
El factor de medición es afectado por la tendencia de adherirse el fluido, en las paredes de la cámara de medición, cuando la viscosidad se incrementa. El cambio de la viscosidad se debe a variaciones en las propiedades del líquido (gravedad API) o de la Temperatura, sin cambiar las condiciones del líquido. Un cambio sustancial de la viscosidad, puede afectar los rangos permisibles del flujo, según diseño del medidor.

Variación de la Temperatura

El incremento de temperatura origina una expansión en la cámara de medición debido al coeficiente de expansión de las partes metálicas, cuando metales diferentes son usados (por ejemplo, paletas de aluminio en un elemento medidor de fierro fundido), el juego o espacio entre las partes de dos metales diferentes cambia con la temperatura afectando el volumen desplazado, el cual es alrededor de 0.02% por cada 10°F de cambio de temperatura. Además un incremento sustancial en la temperatura, puede producir una parcial vaporización del fluido convirtiéndolo en un flujo de 2 fases, lo cual alteraría la precisión del medidor.

Panel de Control

Medidores Desplazamiento Positivo o Turbina



- 1 Calcula y Acumula Volumen Corregido y Cuenta Pulsos
- 2 Comandos que ejecutan transferencia del Flujo , Cambio de Medidor o Prueba de Medidor
- 3 Ticket Volumen Corregido a temperatura 60 ° F

Variación de la Presión

Un cambio sustancial en la presión de operación afectará el desplazamiento del volumen en un medidor de simple condición, más no en uno de doble condición. Sin embargo, como una guía, cuando se opera con presiones que cambien más de 20psi, el uso de un medidor de doble condición o un factor de ajuste por presión debe ser considerado.

Desgaste

El desgaste tiene un efecto incrementador en el desplazamiento, por ejemplo, el desgaste de los cojinetes de las paletas originan un mayor juego, que altera la medición del volumen entregado.

Deposición

La deposición, tales como la parafina reduce el volumen desplazado. Sin embargo, la deposición se elimina pasando agentes químicos de limpieza que diluyan la parafina.

3. MEDIDORES DE TURBINA

Nos da la medida resultante de utilizar ciertos dispositivos mecánicos y eléctricos, como paletas, turbinas que producen un movimiento de rotación (velocidad tangencial proporcional al régimen de flujo) , que inducen un campo electromagnético que generan pulsos que se contabilizan en un contómetro para dar volúmenes en barriles, galones, etc.

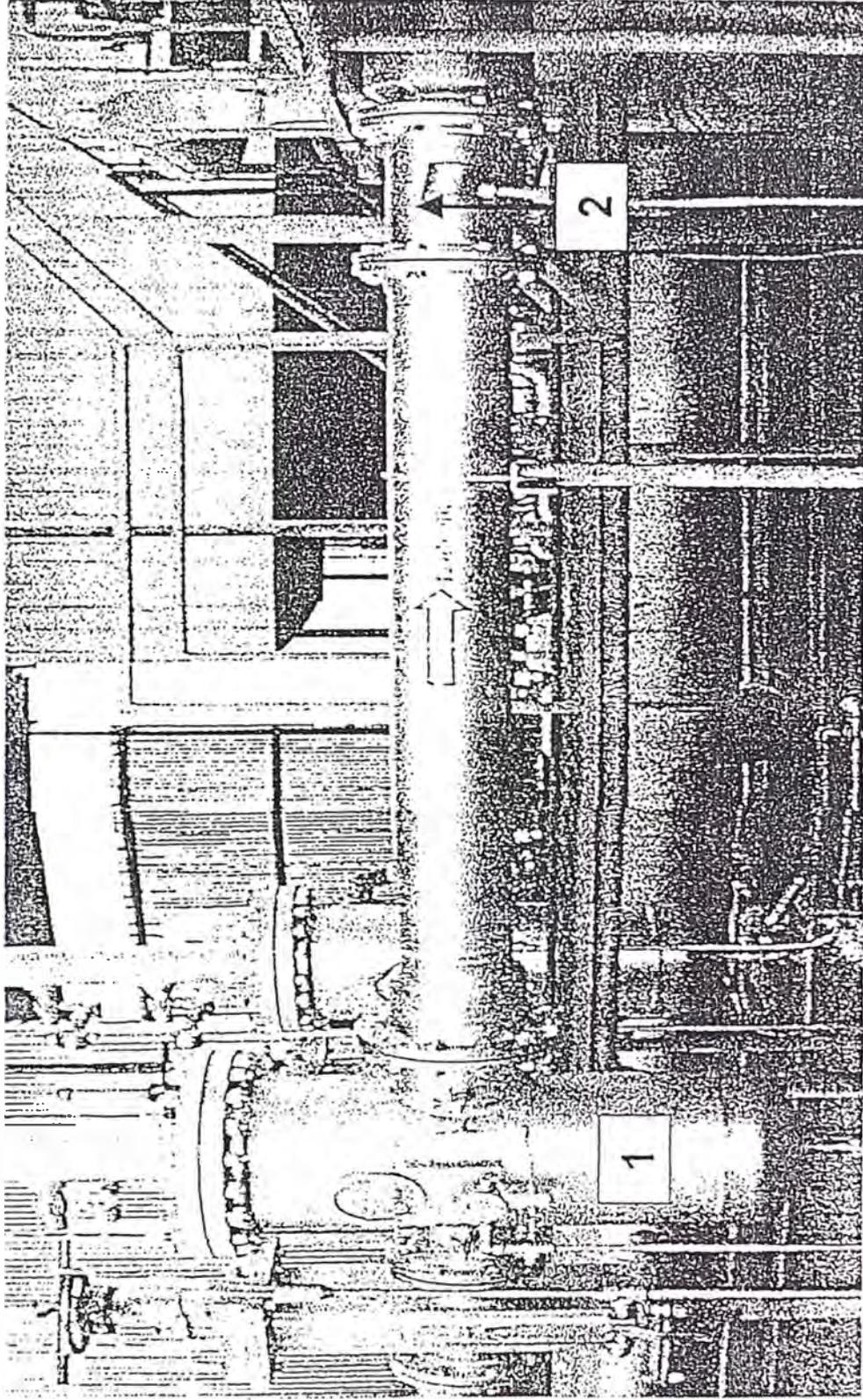
Ventajas

- Exactitud
- Amplio rango de medición
- Ocupa un espacio pequeño y pesa poco
- Duración de las partes internas
- Amplio rango de temperatura y presión.

Desventajas

- Necesita de ciertas condiciones de flujo.
- A veces requiere una válvula de contrapresión para prevenir cavitación.
- No recomendable para medir líquidos de alta viscosidad.
- Requieren de equipos electrónicos.
- Sensible a fallas.
- Necesidad de un filtro.

Medidor de Turbina



- 1 Filtro
- 2 Turbina

-Sensible a los cambios de viscosidad para crudos viscosos.

a) Diseño y Construcción

Las turbinas pueden ser divididas en tres partes principales: (1) la caja, (2) ensamblaje interior, (3) ensamblaje de receptor de pulsos.

La Caja

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 2,500 lbs (275 a 6,000 psi) para flujos hasta 60,000 barriles por hora. Los materiales se seleccionan de acuerdo al producto que se está manipulando y a las condiciones ambientales. El carrete está en contacto con el fluido, sin embargo las bridas no se mojan. Por ello, éstas podrían ser no compatibles con el fluido, bridas al acero carbón son normalmente usadas. Ahora si los líquidos son corrosivos acero inoxidable se usará para el carrete.

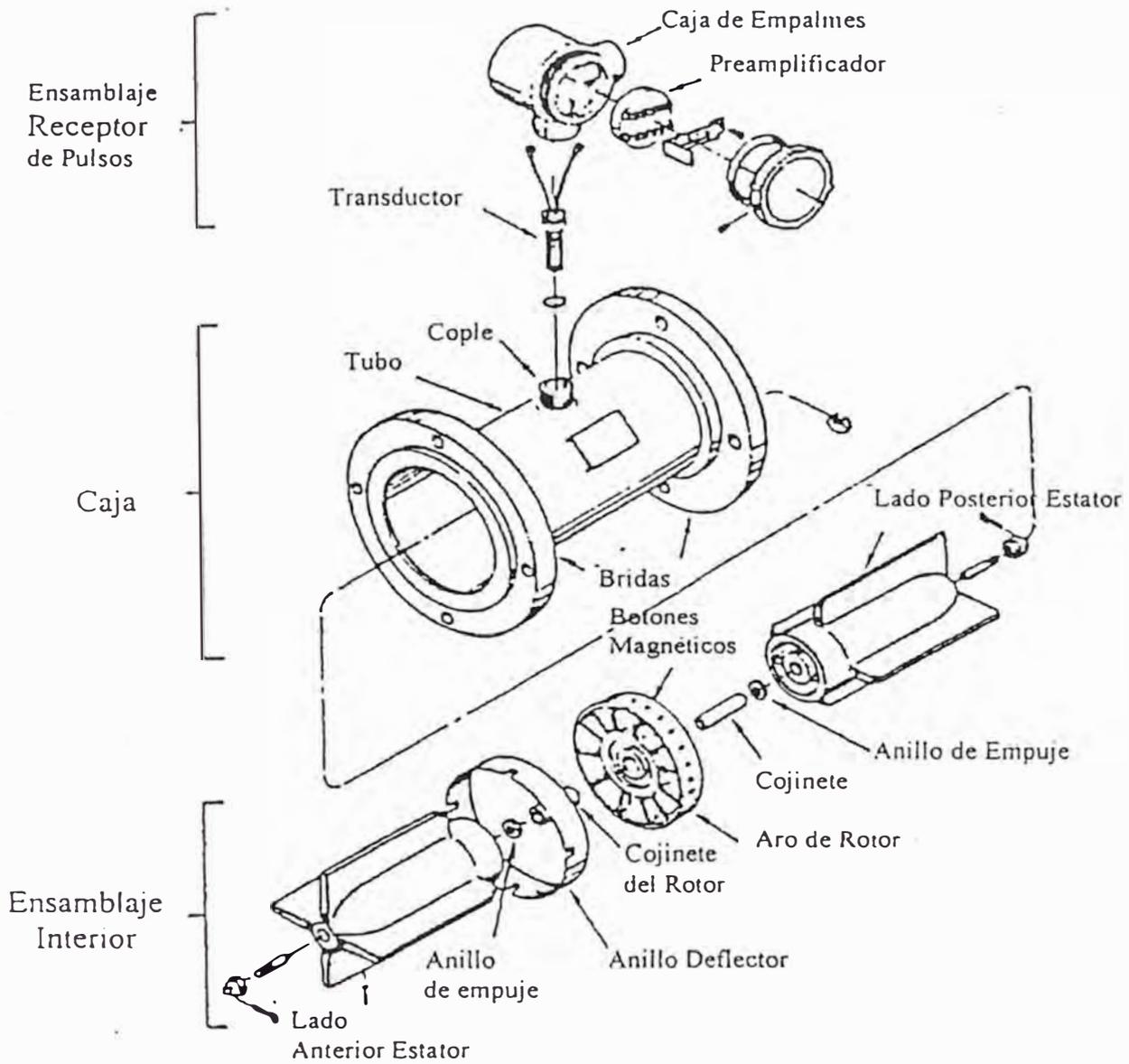
Ensamblaje Interno

Está compuesto de un rotor que es la única parte móvil y el ensamblaje de estator. Hay dos diseños de estatores, uno que el eje del rotor está sostenido en la parte anterior y posterior (con respecto al sentido del flujo), y el otro que solamente está apoyado 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 este choque directamente contra el rotor. El rotor agujereado es hecho de un material no magnético y en donde se encaja a intervalos iguales botones imantados que generan pulsos magnéticos. Los pulsos magnéticos se generan por el espaciamiento entre los imanes, debido a una interrupción "on-off".

Ensamblaje del receptor de pulsos

Consiste en un traductor, de 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, si el contador está en el sitio, podría contar el volumen desplazado, generalmente la transmisión de los pulsos es hacia el tablero de control, para lo cual se requiere de una caja de empalmes a prueba de explosión y un preamplificador que amplía 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.

PARTES DE UNA TURBINA



b) Condiciones del Diseño

La experiencia muestra que una porción de tubería recta debe hacer, antes y después del medidor, para evitar agitación y fricción interna del líquido con las paredes de la tubería, una longitud de 20 diámetros (diámetro interno del tubo) y 5 diámetros, antes y después del medidor respectivamente, es suficiente para obtener una buena precisión en las medidas. En el caso que por diseño no se cumpla con estas condiciones, un enderezador de flujo que no es más que una serie de tubos rectos de diámetro pequeño; dispositivo parecido a un intercambiador, que tiene un diámetro exterior igual al de la tubería, el cual elimina la acción de remolino, cuando válvulas, codos, y otras conexiones están muy próximas al medidor. La longitud del enderezador es de (2D-3D) diámetros nominales del medidor, la desventaja de este dispositivo es la caída de presión que se produce al pasar el flujo por los tubos pequeños. En conclusión si se dispone de un espacio suficiente, se debe evitar el uso de enderezadores de flujo.

El sistema de medición instalado, debe garantizar una larga vida de operación, para ello se dotará de dispositivos que retengan partículas abrasivas que ocasionan un prematuro desgaste. Es necesario que cada medidor tenga un filtro, como precaución, a pesar que en nuestro caso el petróleo que se fiscaliza es limpio, almacenado previamente en un tanque de reposo.

Termómetros, manómetros, sensores de presión y temperatura, cualquiera de estos instrumentos se instalarán antes o después del medidor próximo a éste, pero fuera de la longitud mínima mencionada anteriormente.

c) Causas que afectan el factor de medición

Muchas causas o factores cambian la performance de un medidor de turbina, la entrada de partículas extrañas al medidor, puede ser resuelta por la eliminación de esta causa. La deposición o encostramiento, tales como carbonatos o parafina deber ser considerado en el diseño y en la operación de recolección del crudo en el campo. Las variables que tienen mayor incidencia en el factor de medición son el caudal o flujo, viscosidad, temperatura y presión.

Variación en el régimen de flujo

El factor de medición varía con el régimen de flujo; en el extremo inferior del rango de flujo la repetibilidad y la linealidad se hacen menos confiables y consistentes que la porción media o alta. De

todas maneras ante una variación en el caudal, el factor debe ser corregido, con los resultados obtenidos por el probador.

Variación de la viscosidad

Los medidores de turbina son sensibles a la variación de la viscosidad. Desde que la viscosidad de un hidrocarburo líquido cambia con la temperatura, la respuesta del medidor depende de ambos, viscosidad y temperatura. La viscosidad de hidrocarburos ligeros, tales como la gasolina, permanece la misma para amplios rangos de cambio de temperatura. En crudos pesados el cambio del factor es significativo porque la viscosidad cambia con una pequeña variación en la temperatura, entonces en tales circunstancias es recomendable reajustar el factor de corrección.

Variación de la Temperatura

Además de los cambios que afectan a la viscosidad, una variación significativa en la temperatura del líquido, puede afectar la precisión del medidor, por cambios en las condiciones físicas que afectan al volumen medido por el medidor, como resultado de la expansión o contracción termal del acero.

Variación de la Densidad

Un cambio en la densidad del líquido produce un cambio significativo en el factor de medición, cuando se está operando con flujos muy bajos con respecto a las especificaciones del medidor.

Variación de la Presión

Los cambios en la presión del fluido, afectan al factor de medición, debido a la expansión o contracción del acero, por ello deben ser considerados en la corrección del factor cuando hay una variación tangible en la presión de bombeo.

Como el diseño de la variación miden una sola fase, en este caso líquido, hay que evitar el burbujeo de gas en las condiciones de operación, porque esto afectaría la precisión del medidor. En casos como el mencionado se requerirá incrementar la presión dentro de los rangos permisibles de diseño y operación.

d) Métodos que controlan el factor de medición.

Los valores obtenidos de los factores de medición, de un grupo selectivo para un periodo determinado, deben ser ploteados en un gráfico; para que el agrupamiento de estos valores estén dentro de

un rango de variación superior e inferior, los límites que son abcisas paralelas en el gráfico se determinen por la siguiente ecuación:

$$LSC = LC + 3 * SIGMA$$

$$LIC = LC - 3 * SIGMA$$

Donde:

LSC = Limite superior de control

LIC = Limite inferior de control

LC = El promedio aritmético de los valores obtenidos para un periodo determinado.

SIGMA = Desviación estándar del grupo de valores mencionados.

Un gráfico por medidor debe ser preparado, el cual garantiza su validez, siempre y cuando la viscosidad, temperatura, gravedad y presión del crudo se mantengan constantes y un régimen de bombeo dentro los límites tolerables. Este gráfico determina la linealidad del medidor, cuya precisión debe estar dentro de los límites ya indicados anteriormente.

Cuando el valor del factor de medición comprobado, esté fuera de los límites determinados nos esta indicando que alguna falla puede estar ocurriendo en el sistema de medición, para lo cual es necesario verificar paso a paso, aunque no necesariamente en el mismo orden que se indica a continuación:

- Propiedades físicas del líquido.
- Partes móviles de la turbina.
- Chequeo de las válvulas (abierta y cierre completo).
- Revisar los switches en el probador.
- La bola en el desplazamiento en el probador.
- Sensores de presión, temperatura y densidad.
- Contador de pulsos, preamplificador, sistema de transmisión de las señales traductores, dispositivos de lectura.
- Filtros, eliminadores de aire.
- Las condiciones de operación del sistema de medición y el probador, cuando éstas difieren de las condiciones de diseño.

e) Procedimiento de fiscalización del petróleo medido con Medidores de desplazamiento positivo o turbinas (norma API, Capítulo 5 secciones 2 y 3)

- Agitar la muestra contenida en el muestreador haciendo uso de dispositivos mecánicos por 5 minutos.
- Tomar del muestreador, una muestra de $\pm 2,200$ cc. El representante del Comprador retiene 1,000 cc. La diferencia se lleva al Laboratorio de la Contratista o del comprador, según acuerdo de las Partes. Para dar cumplimiento al DS 053-93, las partes involucradas (Contratista, Comprador y Perupetro) periódicamente y según se requiera, con una frecuencia no menor de un mes, recogerán simultáneamente 3 muestras testigos del petróleo crudo fiscalizado, las cuales serán selladas y almacenadas durante 90 días, a partir de su recolección. Verificar que una vez tomada la muestra, sea desocupado completamente el muestreador.
- En el Laboratorio se determina el agua y sedimento, por el método de centrifugación de acuerdo al procedimiento.
- En el Laboratorio se determina el API y temperatura de la muestra según procedimiento. Luego se procede a corregir el API haciendo uso de la tabla 5ª del API.
- En el laboratorio se determina la cantidad de sal de la muestra, según procedimiento.
- En el panel de control (caseta de control) estando parado el bombeo, un tiempo prudencial (acordado entre las partes), se procede a cambiar de medidor, verificar también en la instalación LACT el cierre y abertura de las válvulas de entrada al sistema; procedimiento manual o automático. Pulsar el botón para sacar el ticket de medición. Por diferencia del volumen anterior al actual se obtiene el volumen transferido corregido a 60°F.
- Descontar el porcentaje de BS&W ya determinado, así, se obtiene el volumen neto que es el fiscalizado, cantidad oficial de compra / venta.
- Llenar la boleta de fiscalización, cuyo formato será aprobado por las partes, debiendo ser firmado por cada uno de sus representantes, para certificar su autenticidad.

Observaciones

La computadora del panel de control corrige automáticamente el volumen de petróleo a 60°F, teniendo como dato el proporcionado por el transductor de temperatura, pero no tiene información sobre la gravedad API del fluido, para ello es necesario calcular el factor térmico, cuya formula es:

$$C = (1 - Ft) / (T - 60)$$

Donde:

- C: Factor térmico.
- Ft: Factor de corrección de volumen a la temperatura (t) según tabla 6A de la norma ASTM D 1250.
- T: Temperatura del fluido en °F.

Cada 3 meses o lo que acuerden las partes, se corrige el factor térmico. Con respecto a la temperatura se asume que es lineal en el rango de las temperaturas de operación.

La computadora con la señal del sensor de temperatura calcula Ft haciendo uso de la siguiente formula:

$$Ft = 1 - C x (T - 60)$$

De esta manera la máquina corrige, el volumen a la temperatura de 60 °F, permaneciendo C constante en el período determinado.

4 MEDIDORES DE MASA

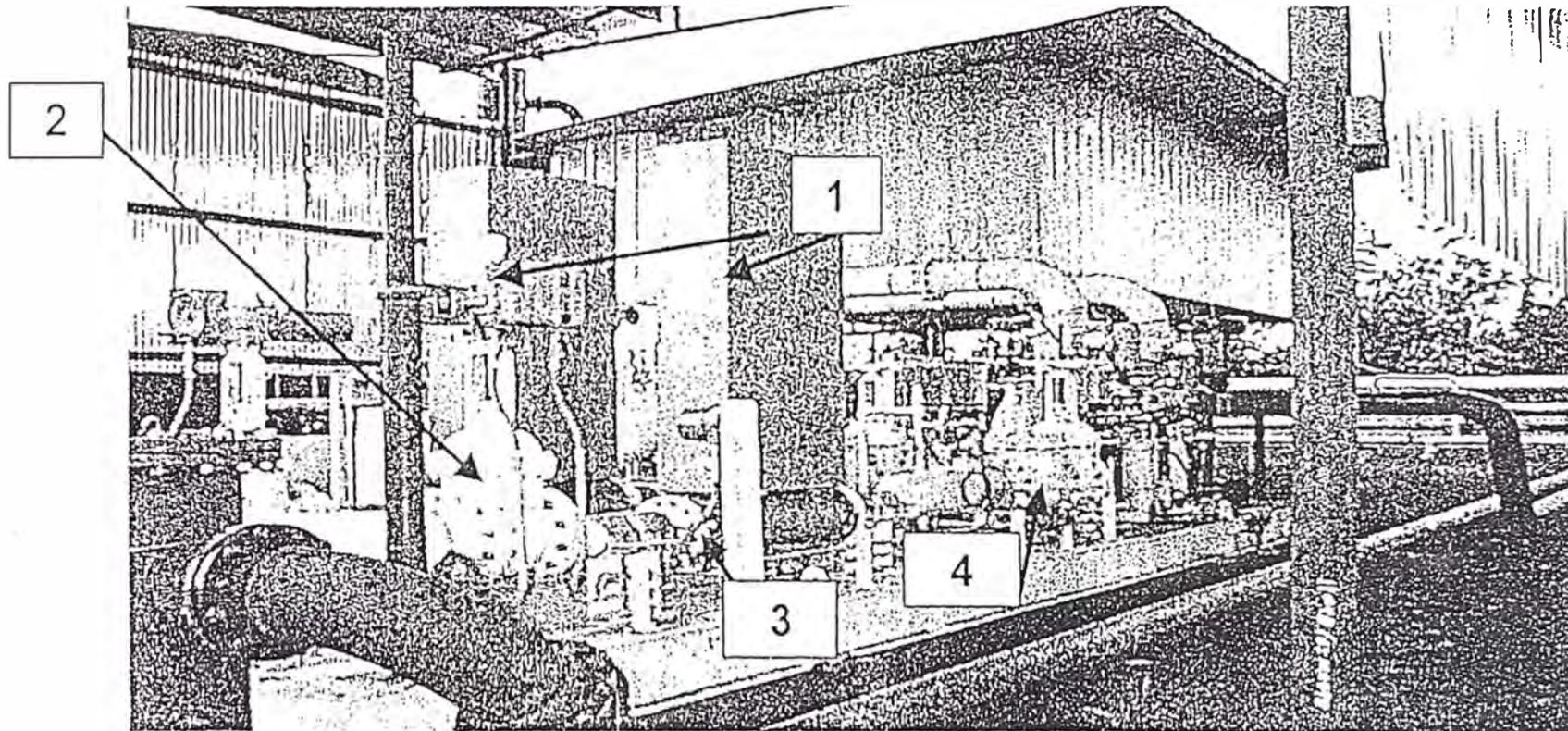
El medidor de masa, es un medidor que mide el flujo directamente, y que a diferencia de los medidores de desplazamiento positivo o turbinas, la precisión de la medida no está afectada a variables tales como: temperatura, presión, densidad, viscosidad.

La tecnología de estos medidores está basada en el principio Coriolis, por ello se les llama Medidores Coriolis y permiten medir crudos livianos o muy pesados, en flujo laminar o turbulento.

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.

Medidores Másicos

Tipo Coriolis



- 1 Medidor Coriolis Caja (interiormente esta el tubo vibrador y sensores)
- 2 Válvula de Compuerta acción automática
- 3 Bridas de Conexión
- 4 Válvula de Compuerta acción mecánica

Un medidor Másico tipo Coriolis de 6" de diámetro modelo D600 S166, su rango de flujo normal de 0 – 4,537 bph, se instaló en Andoas por la contratista Occidental Peruana Inc.

a) 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 ($F = m.a$).

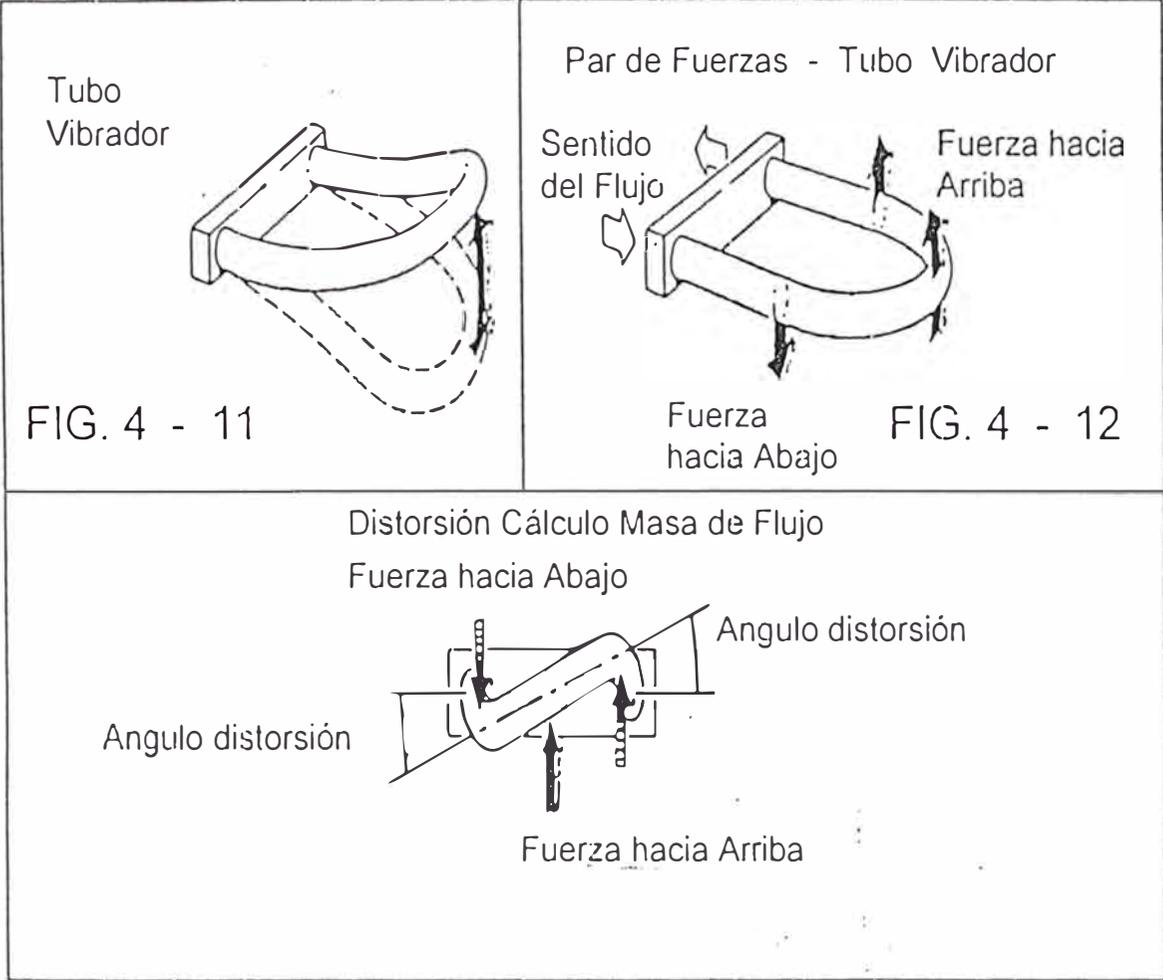
Dentro de la caja de sensores, el tubo de forma de U, en cuyo interior fluye el líquido, vibra a una frecuencia natural, el flujo es registrado por una bobina electromagnética localizado en el centro de la parte curva, la vibración es similar a un sonido de tenedores, con una amplitud menor a un décimo de pulgada y una frecuencia aproximada de 80 ciclos por segundo. El fluido que, fluye dentro del tubo sensor, es forzado a tomar un impulso vertical 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 que hay una distorsión del tubo durante la segunda mitad del ciclo vibratorio. 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.

b) 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 resorte y su masa, que vibra a una frecuencia resonante. El sensor "Micro Motion Coriolis" vibra a una frecuencia resonante, empleando una bobina conductora y un circuito de realimentación. La frecuencia resonante del ensamblaje del tubo

Tubo Vibrador



es función: de la forma, del 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 = 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 fluido se determina por la medición de la frecuencia resonante. Un sensor de temperatura calcula los cambios en el modulo 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.

c) **Partes componentes del medidor**

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

Elemento primario

El ensamblaje mecánico consiste de las siguientes partes:

Tubo o tubos oscilantes. Tubo de la cual se medirá el caudal del fluido.

Sistema de conducción de la vibración. Es un medio por inducción de la oscilación de la vibración de los tubos.

Sensores de medición. Sensores que monitorean la oscilación y detectan la distorsión del tubo debido al efecto Coriolis.

Soporte de la estructura y soportes del tubo vibrador.

Caja. Es la 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 usando 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 (presión, temperatura) proporcionando una significativa señal de transmisión. Los transmisores pueden ser parte del sensor o separados.

Equipo accesorios

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

d) Procedimiento de medición de la producción fiscalizada (medidores coriolis)

Lineamientos básicos

- La unidad LACT realiza a través de su Unidad de Control y Cálculo (Metering / Proving Panel) todos los ajustes por presión, temperatura y densidad necesarios para obtener el volumen a 60°F. La Producción fiscalizada (Barriles Netos) se obtiene usando el volumen y el porcentaje de agua y sedimentos determinado en el laboratorio.
- El documento oficial emitido diariamente por la unidad LACT es denominado “Boleta Diaria de Fiscalización” y su diseño es parte del presente Procedimiento.
- La unidad LACT cuenta con dos medidores denominados 100A y 100B.
- Dada la mayor sensibilidad de los medidores instalados (máscicos tipo Coriolis), ante cambios en las condiciones de operación y en salvaguarda de la integridad del equipo, cada medidor se usará alternadamente durante un mes de acuerdo al procedimiento descrito líneas abajo.
- Todas las operaciones descritas en el presente documento se llevaran a cabo en el modo “AUTO” de la Unidad de Control y Cálculo el cual es fijado con una llave en el switch 22.

Procedimiento

Para la continua Medición de la Producción Fiscalizada se distinguen dos situaciones claramente definidas:

Operación el primer día de cada mes calendario

El primer día de cada mes calendario se realizará el cambio de medidor (del 100A al 100B o viceversa) y se seguirá el siguiente procedimiento:

1. A las 5:45 a.m. suspender la operación de las bombas de transferencia del crudo a fiscalizar.
2. A las 6:00 a.m. cerrar la válvula motorizada del medidor fuera de servicio (MOV-100A ó MOV-100B). Esto se hará localmente (no desde el panel) presionando el botón de cierre (CLOSE).
3. Pasar el control de dicha válvula a Remoto haciendo uso del selector que indica Remote-Local.
4. Abrir la válvula manual del medidor fuera de servicio (HV-100A ó HV-100B).
5. A las 6:15 a.m. haciendo uso de la bomba instalada en la Unidad de Muestreo, mezclar la muestra allí almacenada.
6. Con la bomba de mezclado funcionando, retirar 3500 cc. Abriendo la pequeña válvula instalada para este fin. Esta muestra será usada en el laboratorio para obtener las características de la Producción Fiscalizada (Gravedad API, Contenido de Sal y Porcentaje de Agua y Sedimentos) de acuerdo a los procedimientos vigentes.
7. Después de obtener el volumen de muestra requerido, drenar todo el crudo remanente en el recipiente de la Unidad de Muestreo. Todos los días sábado el recipiente de muestra será cambiado por otro similar debidamente limpio y seco.
8. A las 6:45 a.m. cambiar de medidor presionando en el Panel de Control los siguientes botones (de acuerdo a Gráfico).

Si el medidor 100A está en servicio presionar el botón **I2/S2**
"Meter Run 100B in Service".

La luz de botón **I2/S2** prenderá intermitentemente hasta que finalmente se apague la luz del botón **I1/S1** y quede prendida permanentemente la **I2/S2**.

Esto indicará que la operación de cambio de medidor ha finalizado.

Si el medidor 100B está en servicio presionar el botón **I1/S1** "Meter Run 100^a in Service".

La luz de botón **I1/S1** prenderá intermitentemente hasta que finalmente se apague la luz del botón **I2/S2** y quede prendida permanentemente la **I1/S1**.

Esto indicará que la operación de cambio de medidor ha finalizado.

9. Inmediatamente después de haberse realizado el cambio de medidor, verificar que la impresora correspondiente a dicha unidad se encuentra operativo (encendida, con papel y la línea).
10. A las 7:00 a.m. el medidor que estaba en servicio emitirá automáticamente la boleta Diaria de Fiscalización y en ella deberán anotarse los resultados obtenidos en el Laboratorio. Después de esta impresión, se recomienda apagar esta impresora pues no estará en Operación en el siguiente mes.
11. Las operaciones de transferencia de crudo a fiscalizar podrán reiniciarse a partir de las 7:30 a.m.

Los siguientes pasos tienen como objetivo salvaguardar la integridad del medidor que permanecerá inactivo por un mes; ambas operaciones se llevan a cabo en el patín donde se encuentran montados los medidores (Unidad de Medición):

12. Cerrar la válvula manual del medidor que queda fuera de servicio (Válvula HV-100A o HV-100B).
13. Haciendo uso del control local de la válvula motorizada correspondiente al medidor fuera de servicio (MOV-100^a o MOV-100B), mover el selector al modo Local y presionar el botón de apertura (OPEN). Con esto se evitará que el medidor fuera de servicio se vea sometido a cambios de presión por cambios en la temperatura del crudo confinado.

Operación en otros días diferentes al primer día del mes calendario.

- 1 A las 6:00 a.m. suspender la operación de las bombas de transferencia del crudo a fiscalizar.
- 2 A las 6:15 a.m. haciendo uso de la bomba instalada en la Unidad de Muestreo, mezclar la muestra allí almacenada.
- 3 Con la bomba de mezclado funcionando, retirar 3500 cc. Abriendo la pequeña válvula instalada para este fin. Esta muestra será usada en el laboratorio para obtener las características de la Producción Fiscalizada (Gravedad API, Contenido de Sal y Porcentaje de Agua y Sedimentos) de acuerdo a los procedimientos vigentes.
- 4 Después de obtener el volumen de muestra requerido, drenar todo el crudo remanente en el recipiente de la Unidad de Muestreo. Todos los días sábado el recipiente de muestra será cambiado por otro similar debidamente limpio y seco.
- 5 A las 7:00 a.m. el medidor que está en servicio emitirá automáticamente la Boleta Diaria de fiscalización y en ella deberán anotarse los resultados obtenidos en el Laboratorio.
- 6 Las operaciones de transferencia de crudo a fiscalizar podrán reiniciarse a partir de las 7:30 a.m.

e) Procedimiento de prueba de los medidores Coriolis

Objetivo

Establecer las actividades necesarias para la prueba periódica de los medidores máxicos tipo Coriolis de la unidad LACT tomando como referencia procedimientos anteriores y las características específicas de la nueve Unidad.

Lineamientos básicos

- 1 Los medidores máxicos tipo Coriolis están definidos como de alta sensibilidad y precisión, por esta razón los procedimientos de prueba deben tomar en consideración que condiciones aparentemente estables en otros tipos de medidores no lo son para los Coriolis.
- 2 Los medidores Coriolis responden ante cambios en las condiciones de operación que no son perceptibles por los otros medidores, esto los hace más precisos.

- 3 Los aspectos técnicos específicos sobre la prueba de estos medidores se encuentran en un documento emitido por el fabricante denominado "Prueba de Medidores Coriolis" ("Proving Coriolis Meters") y en la Sección 2 del Manual de Operación de la Unidad.
- 4 La prueba es totalmente automática y está gobernada por la Unidad de Control y Calidad.
- 5 El documento oficial emitido en cada prueba por la Unidad LACT es denominado "Reporte de Prueba del Medidor".
- 6 Se incluye el Anexo A al cual deberá ser observado para una correcta aplicación de este procedimiento.
- 7 La frecuencia de las pruebas es semanal y esta normada por el Artículo 257 del Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos (D.S – 055-93). El caudal para la primera prueba de cada mes será de transferencia, y de 2800 bph para el resto de las pruebas del mes.
- 8 Se establecen una repetibilidad máxima de 0.05% para dar por válida una prueba y una linealidad de $\pm 0.15\%$ entre pruebas realizadas dentro de condiciones normales de operación.
- 9 Todas las operaciones descritas en el presente documento se llevarán a cabo en el modo "AUTO" de la Unidad de Control y Calidad el cual es fijado con una llave en el switch 22 (s22 en Gráfico).

Definiciones

- **Pases (Pases):** Un desplazamiento completo de la esfera del Probador. Implica un Lanzamiento hacia delante (Launch Forward) y un lanzamiento en Reversa (Launch Reverse).
- **Corrida (Run):** Uno o más Pases promediados.
- **Prueba (Prove):** Conjunto de 5 Corridas consecutivas a cuyos datos se les corrige por presión y temperatura para obtener el Factor del Medidor.
- **Linealidad:** Variación porcentual del factor del medidor dentro del rango de operación. Usualmente se expresa como la desviación porcentual respecto al promedio.

- **Repetibilidad:** Desviación de los pulsos generados en un grupo de Corridas.

Procedimiento

- Verificar la aplicación del Procedimiento de Calibración de los Medidores Coriolis (revisión de cero del medidor).
- Verificar que la unidad LACT esté operando con un caudal de 2700 BHP como mínimo. Su aplicación se hará tomando en consideración el punto 6 de los lineamientos Básicos.
- Verificar que la medición se esté realizando en el modo Automático.
- Verificar en el patín de medición que todas las válvulas necesarias para la prueba se encuentren en modo "Remote". Las válvulas necesarias para cada medidor son:

Medidor A: MOV-100A, HV-100A, MOV-101, MOV-102, MOV-103

Medidor B: MOV-100B, HV-100B, MOV-101, MOV-102, MOV-103

- Presionando las teclas [D] [E] [V] [Display], verificar que los parámetros de prueba del computador estén de acuerdo a lo especificado en el Anexo A. Cualquier modificación de estos Parámetros requiere el retiro temporal del precinto de seguridad instalado en la parte posterior de los computadores de flujo (OMNI 6000). Concluidas las modificaciones deberá instalarse un nuevo precinto.
- Presionar el botón etiquetado con "Prove Meter Run 100A" o "Prove Meter Run 100B" según corresponde a la operación deseada.
- Se ejecutará automáticamente la siguiente secuencia de apertura/cierre de válvulas para la prueba:

Apertura de válvula de ingreso de fluido al prover (MOV-101).

Apertura de válvula de salida de fluido del prover (MOV-103).

Cierre de la válvula de flujo directo para entrega (MOV-102)

- Al finalizar la operación de la última válvula, la válvula de 4 vías (MOV-201), lanzará la esfera hacia delante (Launch Forward).
- Esperar 10 segundos después de que la esfera haya sido lanzada hacia adelante y presionar UNA vez el botón "Prove off" lo que suspenderá la prueba y permitirá pre-calentar el Probador; las válvulas se mantendrán en posición de prueba. Si por alguna razón el botón "Prove off" es presionado más de una vez, el computador interpretará la secuencia de cierre de todas las válvulas necesarias para la prueba. Esto significa reiniciar el Procedimiento desde el paso 6.
- Esperar por lo menos 20 minutos hasta que el probador adquiera la temperatura de trabajo y se establezcan las condiciones de flujo.
- Presionar el botón para iniciar la prueba; si se está probando el Medidor A, presionar "Prove Meter Run 100A", si se está probando el Medidor B, presionar "Prove Meter Run 100B".
- La prueba se iniciará hacia adelante ("Launch Forward") la esfera y continuará hasta obtener 5 corridas consecutivas con una desviación máxima de 0.05%.
- La prueba terminará si ocurre cualquiera de las siguientes condiciones:

El computador obtuvo cinco Corridas consecutivas con una desviación máxima de 0.05% entre los pulsos registrados por estas Corridas. En este caso el computador automáticamente imprimirá el Reporte de Prueba del Medidor (Meter Proving Report).

El computador detectó alguna condición inestable y/o anómala durante la prueba y la canceló automáticamente.

El computador después de 15 corridas no pudo obtener cinco dentro del límite de repetibilidad requerido (0.05%).

Se presionó el botón "Prove off".

- Si se da la condición "a", la prueba podrá darse por concluida satisfactoriamente firmando las Partes en la sección inferior del Reporte de Prueba de Medidor (Meter Proving Report) en señal de verificación y aceptación de dicha prueba.

GRAFICO PANEL DE CONTROL

AUTOMATIC MODE CONTROLS

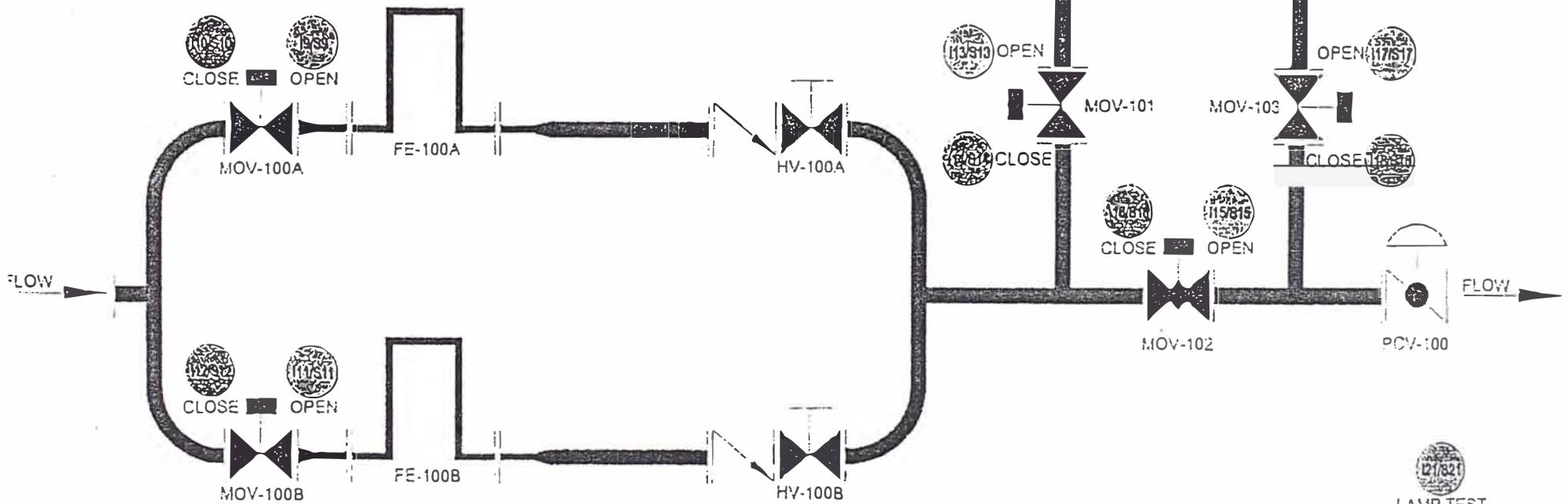
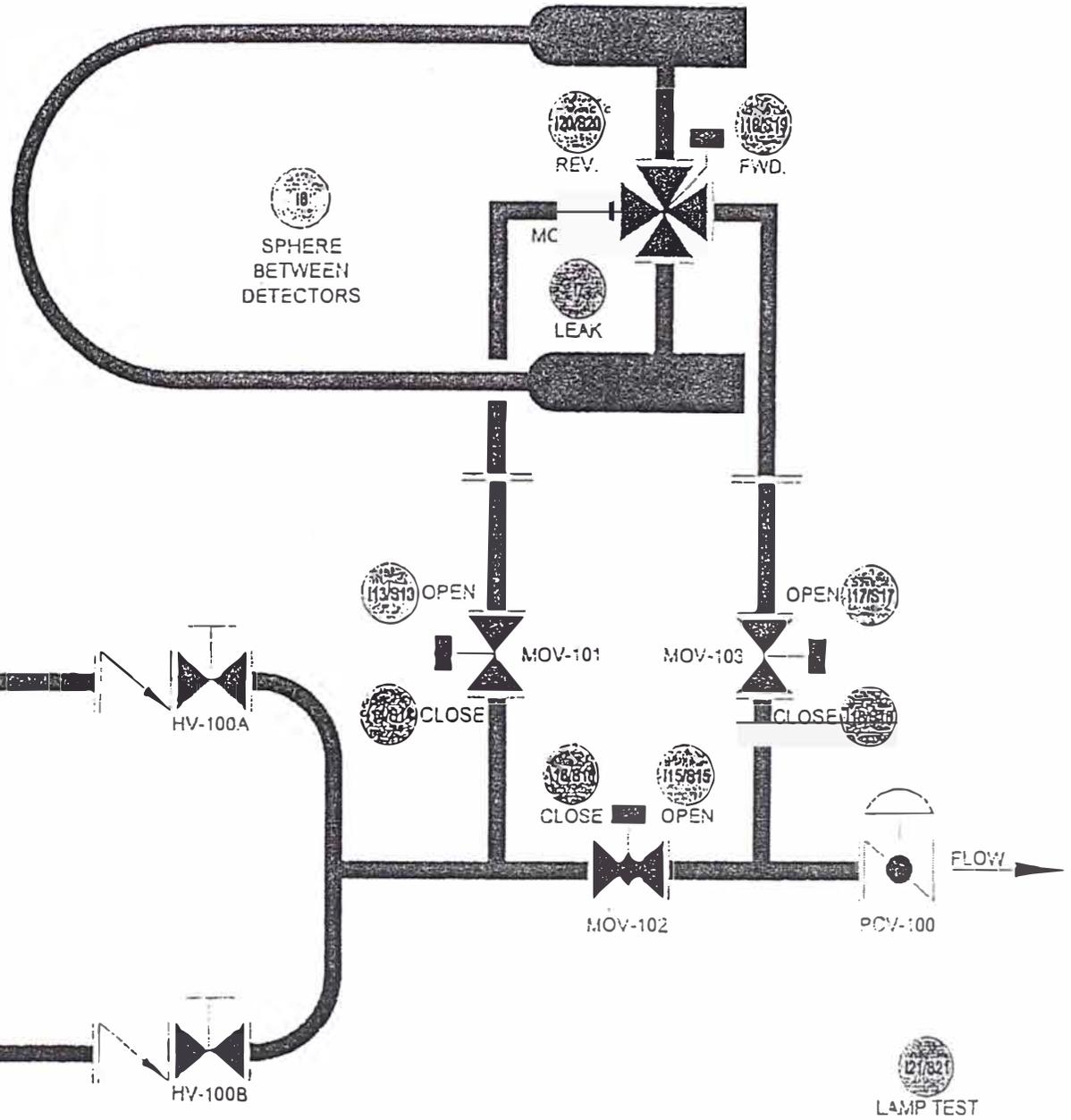
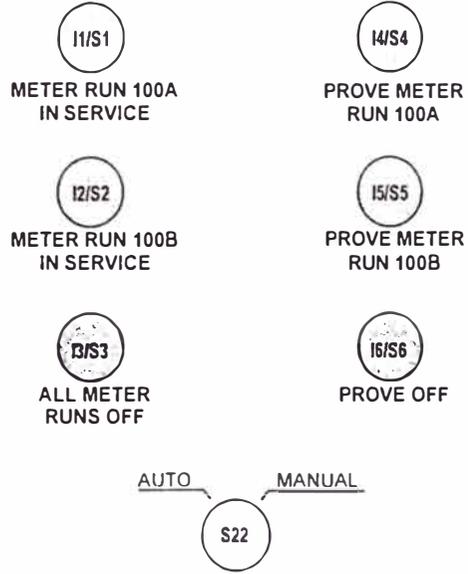
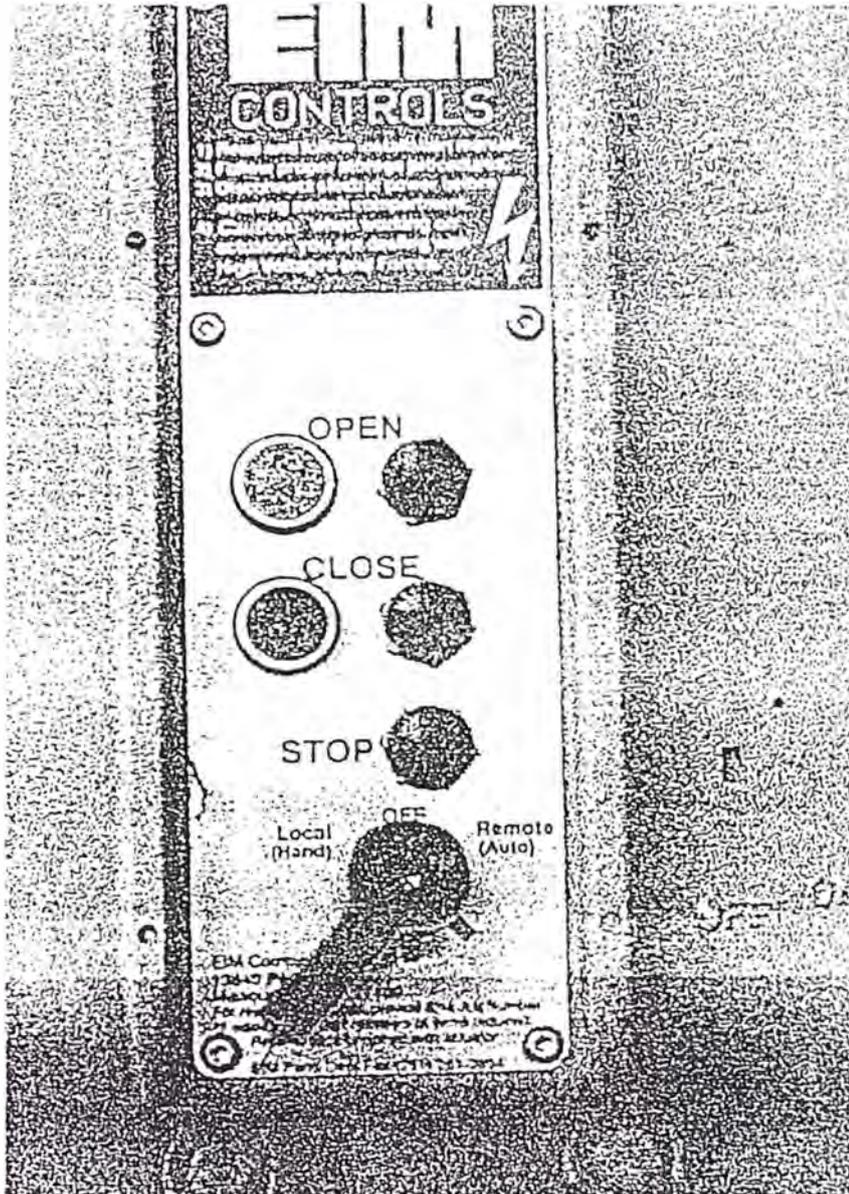


GRAFICO 2
VALVULAS MOTORIZADAS
CONTROLES LOCALES



Selector de Modo de Operación

GRAFICO 2

- Estando el computador programado para implementar o introducir automáticamente el factor obtenido en cada prueba, es importante verificar el comentario que aparece en la parte inferior del Reporte de Prueba de Medidor, este puede ser:
 - a. **MF is automatically implemented:** Significa que el factor obtenido ha sido aplicado por estar dentro de lo especificado. Por lo tanto a partir de ese momento, empieza a corregir la medición con dicho factor.
 - b. **MF is not implemented:** Significa que el factor obtenido NO ha sido aplicado por estar fuera de lo especificado superando el límite de Linealidad establecido de $\pm 0.15\%$. En este caso deberá repetirse la prueba e investigar las causas de tal desviación.
- Si se dan las condiciones "b", "c" ó "d", el computador imprimirá un Reporte de Prueba Cancelada (Prove Abort Report) y los Representantes Autorizados podrán decidir intentar una nueva prueba o postergar la misma para otra oportunidad. La decisión deberá estar basada en la posibilidad de que las condiciones momentáneas de bombeo y/o del equipo no sean estables (caudal, temperatura, presión, gravedad API, etc.).
- Una vez concluidas las pruebas presionar el botón "Prove off" para iniciar la secuencia de cierre/apertura de válvulas y continuar con la operación de medición ordinaria.

**f) Procedimiento de calibración de los medidores Coriolis.
Puesta A Cero de los Medidores Coriolis.**

La Puesta a Cero de un Medidor Coriolis es un procedimiento de calibración del elemento primario del medidor con el cual se establece la señal que corresponde a un flujo nulo. El valor Cero a Señal Cero calculada, es usada por el transmisor para calcular el flujo que pasa por los tubos del medidor.

Las siguientes son algunas guías generales para realizar este procedimiento:

- Cuando un medidor es inicialmente instalado, es absolutamente necesario realizar el procedimiento de Puesta a Cero.

- Durante su operación normal, no debe Poner a Cero un medidor a menos que sea necesario (las pautas se dan en líneas de abajo).
- No es recomendable iniciar la Puesta a Cero si la válvula no sellan perfectamente o si hay excesiva cantidad de vapor en el medidor, pues el valor obtenido será incorrecto y afectará negativamente la precisión del medidor.
- Un error en la Puesta a Cero de un medidor, es mucho más significativo cuando se trabaja con caudales que cuando se usa con altos (el error se obtiene dividiendo la desviación del cero entre el caudal).
- Si la desviación del Cero conduce a un error mayor del aceptable, se deberá realizar tantas Puestas a Cero como sean necesarias hasta lograr la mayor precisión.

Procedimiento para revisar el cero del medidor

- Abrir la válvula de alivio ubicada antes de la unidad LACT.
- Iniciar la operación de la bomba de entrega de producción.
- Mantener el medidor a calibrar por lo menos 1 hora en operación antes de iniciar este procedimiento.
- Cerrar la válvula manual que se encuentra aguas abajo del medidor a revisar (HV-100A ó HV100B). El flujo se desviará por la válvula de alivio, y la bomba mantendrá la presión en niveles de operación normal (50 PSI y 120°F).
- Conectar el comunicador HART y esperar por lo menos 1 minuto.
- Monitorear el "Cero Vivo" (Live Zero) que se encuentra bajo el menú de "diagnóstico" del comunicador HART.
- Registrar los valores de "Cero Vivo" durante un periodo de 30 a 60 segundos.
- Calcular el promedio aritmético de los valores registrados.
- Si el promedio calculado excede el rango de ± 150 Lb/hr, se deberá ejecutar el procedimiento de Puesta a Cero del Medidor.

- Si el promedio calculado está dentro del rango de ± 150 Lb/hr, esto indicará que el medidor está correctamente calibrado y no hay necesidad de realizar ajuste alguno.
- Registrar los datos obtenidos en la Bitácora de Operación de la unidad LACT.

Procedimiento de puesta a cero de los medidores Coriolis.

- Abrir la válvula de alivio ubicada antes de la unidad LACT.
- Iniciar la operación de la bomba de entrega de producción.
- Mantener el medidor a calibrar por lo menos 1 hora en operación antes de iniciar este procedimiento.
- Cerrar la válvula manual que se encuentra aguas abajo del medidor a revisar (HV-100A {o YHV-100B}). El flujo se desviará por la válvula de alivio (descrita en Paso 1), y la bomba mantendrá la presión en niveles de operación normal (50 PSI y 120°F).
- Conectar el comunicador HART e iniciar el proceso de "Zeroing" . Este proceso tomará alrededor de 3 minutos.
- Registrar los datos en la Bitácora de Operación de la unidad LACT.
- Ejecutar el "Procedimiento para Revisar el Cero del Medidor para verificar que se Puso a Cero adecuadamente".

Recomendaciones para una adecuada puesta a cero.

- El medidor debe estar adecuadamente en la línea.
- El cable del medidor debe estar conectado al transmisor antes de aplicar energía al transmisor.

CONCLUSIONES

- La importancia de la calibración de un medidor Automático en las condiciones de operación puede eliminar la mayoría de los errores involucrados en la medición y resolver las dudas a cerca de la exactitud de los medidores.
- Con la Instalación de una Unidad de Medición Automática en las Operaciones, se remplaza el trabajo repetitivo que tienen que hacer los Operadores, hay un ahorro de tiempo y se elimina el error humano; el error mecánico que pueden producir estos Medidores pudo ser controlado con una verificación periódica en el mantenimiento y calibración del instrumento.
- La viscosidad influye mucho en la elección de un medidor, así para viscosidades altas se prefiere un medidor de Desplazamiento Positivo y para viscosidades bajas se prefiere un medidor de Turbina, esto porque hay mejor desplazamiento en el medidor.
- Los medidores de Masa tienen una gran ventaja con respecto a los medidores de Desplazamiento Positivo y medidores de Turbina porque elimina las correcciones por Presión y Temperatura que se hacen al volumen y son de alta sensibilidad y alta precisión.

RECOMENDACIONES:

1. El personal que representa a las compañías en el proceso de fiscalización deben ser preparados y capacitados convenientemente, porque muchos de ellos hacen el trabajo en forma rutinaria y desconocen las especificaciones estándar API, ASTM para la fiscalización de hidrocarburos líquidos.
2. La limpieza de los tanques de almacenamiento donde se realiza la fiscalización por aforo, debe realizarse en forma periódica para evitar la acumulación de sedimentos en el fondo del tanque, debido a que estos sedimentos con el tiempo llegan a tapar la platina colocada en el fondo del tanque, y por consecuencia provocaría una disminución en la altura referencial del tanque, que conlleva a una mala fiscalización.
3. La instrumentación y equipos usados en la fiscalización por aforo deben ser de acuerdo a las especificaciones estándar API, y ASTM. Algunos contratistas mantienen todavía equipos antiguos.
4. En los sistemas de medición automática, el contratista usa dos medidores de los cuales uno es el operativo y el otro esta reemplazo si el primero falla. Estos medidores deben ser usados en forma alternada para salvaguardar la integridad del equipo. Cuando uno trabaja, al otro se le podría hacer el mantenimiento apropiado.
5. Los contratistas que actualmente hacen la fiscalización en tanques de almacenamiento por aforo, deben pensar en adquirir equipos de medición automática para facilitar el trabajo y obtener una mayor precisión en la medición del petróleo crudo fiscalizado.
6. La comunicación de la compañía fiscalizadora con sus puntos de fiscalización en la zona de selva no es buena. El uso de la radio se ve afectada por las interferencias que ocurren frecuentemente, ya sea por el clima o emisoras locales que entran a la frecuencia. Para esto es mejor usar lo ultimo en telecomunicaciones, los teléfonos satelitales son una buena opción, ya que la información de la producción fiscalizada es de todos los días y debe estar en PERUPETRO S.A. lo mas temprano posible.

ANEXOS

- Modelo de Boleta de fiscalización.
- Tipos de medición de petróleo crudo a nivel nacional
- Anexo A: Parámetros en computador de flujo OMNI 6000

BIBLIOGRAFÍA

- Manual of Petroleum Measurement Standards API
- Petroleum Engineering Handbook
- Saltin Crude Oil (Electrometric Method) ASTM D 3230-83
- Manual de Análisis, Fiscalización y Muestreo de Petróleo (Ing. Miguel Hizama).
- Medición y Fiscalización de Hidrocarburos (Ing. Nicanor Hurtado de Mendoza Beltrán).

Modelo de Boleta de Fiscalización

Nombre Contratista

Boleta de Fiscalización Diaria – Lote

Fecha:.....

Estación de Fiscalización :

Medidor Nro.

Período de Fiscalización :

1. PRUEBA DE LABORATORIO

Temperatura : _____ °F

Gravedad a °F : _____ Grados API

Contenido de Sal : _____ Libras por 1000bbls (PTB)

(A) Sedimentos y Agua (BSW) : _____ %

2. VOLUMEN REGISTRADO POR UNIDAD LACT.

B. Contador Final

C. Contador Inicial

D. Volumen Medido (B-C) Bbls.

3. CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN FISCALIZADA (DX (1-a/100))

-----Barriles netos a 60°F

Firmas:

Contratista

Perupetro S.A.

Comprador

TIPOS DE MEDICIÓN DE PETRÓLEO CRUDO A NIVEL NACIONAL

COMPAÑÍA	LOTE	TIPO DE MEDIC.	TIPO DE MEDIDOR DE UNIDAD LACT.
GMP	I	AFORO	-.-
MONTERRICO	II	U. LACT.	DESP. POSITIVO
MERCANTILE	III	AFORO	-.-
RÍO BRAVO	IV	AFORO	-.-
GMP	V	AFORO	-.-
SAPET	VI	U. LACT.	TURBINA
SAPET	VII	AFORO	-.-
UNIPETRO	IX	AFORO	-.-
PÉREZ COMPANC	X	U. LACT.	DESP. POSITIVO
PETRO-TECH	Z-2B	U. LACT.	DESP. POSITIVO
MAPLE	31-B	AFORO	-.-
MAPLE	31-D	AFORO	-.-
PLUS PETROL	1-AB	U. LACT.	MÁSICO
PLUS PETROL	8	AFORO	-.-

ANEXO A: Parámetros en Computador de Flujo OMNI 6000

Los siguientes son algunos de los parámetros más importantes que deben ser verificados antes de iniciar una Prueba de los Medidores Coriolis. Una lista completa de los parámetros ingresados a cada computador, puede ser obtenida en el Manual de Operación suministrado por el fabricante.

Repetibilidad	:	0.05% (Basada en Pulso generados)
Linealidad	:	$\pm 0.15\%$
Número Máximo de Corridas	:	15
Corridas Consecutivas Requeridas	:	5
Número de Pases por Corrida	:	Según Tabla

CAUDAL BPH	PASES por Corrida	Tiempo Requerido (min.)
2800	1	10
3200	3	30
3500	5	40
3800	6	60
4000	7	80

Los Pases por Corrida son referencias y fueron obtenidos en pruebas sucesivas realizadas por el fabricante durante los meses de Marzo y Abril de 1999. Estos parámetros **son mínimos** y pueden variar dependiendo de las condiciones observadas por el usuario.

El procedimiento de agrupación de Pases por Corrida se encuentra especificado en el Manual de Estándares de Medición de Petróleo del American Petroleum Institute, bajo el título de Método 3, en el Anexo B del Capítulo 4.3 "Sistema de Prueba – Probadores de Volumen Pequeño".