

**IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MEDICION Y
FISCALIZACION DE CUSTODIA DE CRUDO EN LA ESTACION
DE TRANSFERENCIA DE CAMPO MORICHE**

**DIEGO FERNANDO BUENO PATARROYO
WALTER JOAN NIETO NIETO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2010**

**IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MEDICION Y
FISCALIZACION DE CUSTODIA DE CRUDO EN LA ESTACION
DE TRANSFERENCIA DE CAMPO MORICHE**

**DIEGO FERNANDO BUENO PATARROYO
WALTER JOAN NIETO NIETO**

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar el titulo de
Ingeniero de petróleos**

**Director:
Ing. JULIO CESAR PÉREZ ANGULO**

**Co-Director
Ing. MANUEL ROMERO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS
INGENIERÍA DE PETROLEOS
BUCARAMANGA
2010**

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	13
1. NORMAS PARA SISTEMAS DE MEDICIÓN	14
1.1 CONDICIONES GENERALES	14
1.1.1 Desarrollo	14
1.2 NORMAS COMPLEMENTARIAS	14
1.2.1 Medición estática (MPMS)	15
1.2.1.1 Objeto	15
1.2.1.2 Alcance	15
1.2.1.3 Condiciones generales.	15
1.2.1.4 Desarrollo	16
1.2.1.5 Medición de nivel del producto	18
1.2.1.6 Medición a vacío con cinta de medición a vacío (Outage Gaging)	19
1.2.1.7 Medición del Nivel de Agua Libre	21
1.2.1.8 Medición a Fondo con cinta de medición a fondo	22
1.2.1.9 Liquidación de Tanques	23
1.2.1.10 Verificaciones Mensuales de la Telemetría	24
1.2.1.11 Observaciones de Seguridad	25
1.2.1.12 Registros	25
1.2.2 Muestreo de Crudos.	26
1.2.3 Determinación de agua y sedimentos	29
1.2.4 Medición de Carrotanques	30
1.2.5 Determinación de temperatura.	31
1.3 NORMAS APLICADAS A CAMPO	32
2. SISTEMAS DE MEDICION TRANSFERENCIA DE CRUDOS	34
2.1 CLASES DE MEDICIONES	34
2.1.1 Medición Estática	34
2.1.1.1 Aspectos Importante Medición Estática.	34
2.1.2 Medición Dinámica	35
2.1.2.1 Desplazamiento Positivo	36
2.1.2.2 Medidores de Inferencia	39
2.2 SELECCIÓN DE MEDIDORES	47

2.2.1 Medidores tipo desplazamiento positivo (DP)	50
2.2.1.1 Características medidor de desplazamiento positivo.	51
2.2.2 Medidores tipo Turbina	52
2.2.2.1 Características Básicas Del Medidor Tipo Turbina.	53
2.2.3 Medidores Tipo Coriolis	54
2.2.3.1 Características Básicas de este Medidor.	55
2.2.3.2 Instalación Medidores tipo Coriolis	56
2.3 SELECCIÓN DE PROBADORES	56
2.3.1 Probadores de Desplazamiento	57
2.3.2 Probadores de Volumen Pequeño	58
2.3.3 Probadores Volumétricos Tipo Tanque	58
2.3.4 Medidores Maestros	58
3. ESTACIÓN DE TRANSFERENCIA CAMPO MORICHE	59
3.1 GENERALIDADES CAMPO MORICHE	59
3.1.1 Ubicación de pozos	59
3.1.2 Caracterización de Fluidos	60
3.2 FACILIDADES DE SUPERFICIE CAMPO MORICHE	61
3.2.1 Batería de Producción	61
3.2.2 Línea de producción	62
3.2.3 Múltiple Manifold y Colectores	63
3.2.4 Tratadores Electrostáticos	63
3.2.5 Tea o Antorcha	64
3.3 AUDITORIA CAMPO MORICHE	65
3.4 MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACTUAL	72
3.4.1 Selección del Medidor	75
3.4.2 Selección del Probador	76
3.4.3 Diseño típico propuesto	80
4. ANALISIS ECONOMICO	81
4.1 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PARA MEDIDOR TIPO CORIOLIS	82
4.2 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PARA MEDIDOR TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO	83
4.3 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PARA MEDIDOR TIPO TURBINA.	84
CONCLUSIONES	85
RECOMENDACIONES	87
BIBLIOGRAFÍA	88

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Comparación de diferentes tipos de medición	49
Tabla 2. Datos Básicos de Yacimiento (Formación Chuspas)	61
Tabla 3. Reporte de producto fuera de especificación 1	65
Tabla 4. Reporte de producto fuera de especificación 2	66
Tabla 5. Reporte de producto fuera de especificación 3	67
Tabla 6. Reporte de producto fuera de especificación 4	68
Tabla 7. Reporte de producto fuera de especificación 5	69
Tabla 8. Reporte de producto fuera de especificación 6	70
Tabla 9. Reporte de producto fuera de especificación 7	71
Tabla 10. Comparación de tecnologías	73
Tabla 11. Calculo de la incertidumbre del sistema de medición existente	76
Tabla 12. Calculo de la incertidumbre del sistema de medición propuesto	76
Tabla 13. Datos de campo para análisis	81
Tabla 14. Incertidumbres Calculadas	81
Tabla 15. Inversión del Medidor	81
Tabla 16. Flujo de caja	82
Tabla 17. Flujo de caja	83
Tabla 18. Flujo de caja	84

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Cinta y plomada para método al vacío.	18
Figura 2. Medición de Producto al Vacío	19
Figura 3. Cinta y plomada para Método a Fondo	21
Figura 4. Medición de Agua Libre a Fondo	22
Figura 5. Procedimiento para Liquidación de Tanques	24
Figura 6. Medidor de paletas deslizantes	37
Figura 7. Medidor de rueda oval	38
Figura 8. Medidor de Pistón	38
Figura 9. Medidor de Orificio	40
Figura 10. Medidor tipo Área Variable	41
Figura 11. Medidor Tipo Turbina	41
Figura 12. Medidor tipo Ultrasónico	43
Figura 13. Medidor Tipo ultrasónico Doppler	44
Figura 14. Medidor Tipo Magnético	45
Figura 15. Medidor Tipo Coriolis	46
Figura 16. Guía Selección Desplazamiento Positivo y Turbina.	48
Figura 17. Curva típica de exactitud	49
Figura 18. Localización de Campo Moriche	60
Figura 19. Tanques de Almacenamiento	61
Figura 20. Líneas de Producción	62
Figura 21. Múltiple Manifold y Colectores	63
Figura 22. Tea o Antorcha	64
Figura 23. Diseño Propuesto	80

RESUMEN

TITULO:

IMPLEMENTACION DE UN SISTEMA DE MEDICION Y FISCALIZACION DE CUSTODIA DE CRUDO EN LA ESTACION DE TRANSFERENCIA DE CAMPO MORICHE*.

AUTOR:

BUENO PATARROYO, Diego Fernando
NIETO NIETO, Walter Joan

PALABRAS CLAVES:

Crudo, Estación de regulación y Medición, Medidor, Coriolis.

DESCRIPCION:

Este Proyecto, de acuerdo a su objetivo específico, pretende analizar la teoría y la formulación necesarias para la implementación de la unidad de medición dinámica de crudo en el Campo Moriche., ubicado en Puerto Boyacá en Colombia. Así su objetivo, parte de la medición con precisión de volúmenes de crudo producido en dicho campo mediante la futura puesta en marcha de este proyecto, el cual tiene como fin integrar una medición dinámica, a partir de la cual se transferirá el crudo. Así mismo se estudiarán las diferencias entre la medición estática y dinámica de hidrocarburos líquidos; la medición y calibración instrumental; normas y procedimientos de funcionamiento y por supuesto el estudio económico para la implementación de la unidad de medición.

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso.

Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

* Proyecto de grado

** Facultad de Fisicoquímicas. Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Julio Cesar Pérez Angulo.

SUMMARY

TITLE:

IMPLEMENTATION OF A SYSTEM OF MEASUREMENT AND FISCALIZATION OF CRUDE OIL CUSTODY IN THE TRANSFER STATION IN THE MORICHE FIELD

AUTHORS:

BUENO PATARROYO, Diego Fernando
NIETO NIETO, Walter Joan

KEY WORDS:

Oil, Regulation and Measurement Station, Meter, Coriolis

DESCRIPTION:

This project, according to its specific objective, intends to analyze the theory and necessary formulation for the implementation of dynamic measurement unit of crude oil in the Field Moriche. Located in Puerto Boyacá in Colombia. So its goal comes from accurately measuring the volume of oil produced in that area through the future implementation of this project, which aims to integrate a dynamic measurement, from which oil is transferred. The differences between static and dynamic measurement of liquid hydrocarbons and the measurement are also going to be studied; instrumental measurement and calibration, rules and operating procedures and of course the economic study for the implementation of the unit of measurement.

Normally, the measurement of liquid hydrocarbons is made with positive displacement meters (DP) or high performance turbine which are the traditional methods of flow measurement that determine the volumetric flow of fluid, based on seemingly constant operating conditions, but both pressure and temperature often vary, sometimes committing errors in measurement, unless necessary correction factors based on actual process conditions are introduced.

Another method is to measure directly the mass flow of the fluid. Although to date several methods for measuring mass flow have been developed the most widespread and that is approved for custody transfer by API is using the Coriolis effect.

* Degree work

** Physical Chemistry Faculty. Petroleum Engineering. The director: Ing. Julio Cesar Perez Angulo.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de medición pueden variar dependiendo del plan que se implemente y las características de los equipos utilizados, por esta razón es necesario evaluar todos los parámetros para cumplir los requerimientos de las normas nacionales e internacionales de medición, custodia y fiscalización de crudo.

La Estandarización de los equipos en la estación de transferencia de campo moriche permitirá evitar sanciones legales a la empresa operadora por infringir las normas nacionales e internacionales por esta razón es necesario evaluar y analizar los problemas presentes en los equipos, para poder crear un sistema de medición óptimo que cumpla todos los requerimientos legales nacionales o internacionales. Las negociaciones nacionales e internacionales en la industria del petróleo en cuanto a compra-venta de crudo se basan esencialmente en los reportes sobre medida de volúmenes de crudos almacenados en tanques.

De ahí la responsabilidad se exige a todo el personal involucrado en las operaciones de almacenamiento y transporte de hidrocarburos líquidos. Dentro de las Facilidades de Producción en campos petroleros y en las áreas de recibo de crudos en las refinerías, un aspecto de gran importancia es el almacenamiento y fiscalización de crudo, previo análisis de la calidad de crudo entregado o recibido. Es necesario conocer los principios y procedimientos operativos de los equipos y facilidades de almacenamiento y fiscalización de los crudos tratados para lograr que los procesos sean más eficientes.

En cada etapa de transferencia, cada litro de petróleo o metro cúbico de gas tiene que ser contabilizado, entre los organismos subsidiarios –Exploración y Producción, Refinación, las transnacionales, las estaciones de servicio y el consumidor. Cuando un sistema de medición es diseñado, el objetivo es obtener una exactitud óptima de la medición para transferir en custodia, independiente de la cantidad de producto. La exactitud de la medición de un sistema depende de los medidores, probadores, válvulas y otros equipos seleccionados para el sistema de medición.

1. NORMAS PARA SISTEMAS DE MEDICIÓN

El diseño y la terminología del proyecto como su instalación y puesta en marcha deberán estar en concordancia con la última revisión de los siguientes códigos y estándares:

1.1 CONDICIONES GENERALES

La Directriz Corporativa para la Gestión de los Sistemas de Medición de Hidrocarburos para Fiscalización y Transferencia de Custodia **ECP- VSM-D-001** establece una serie de lineamientos que orientan y regulan la medición de cantidad y calidad de hidrocarburos; es por ello que el Manual Único de Medición da elementos básicos, que permitan garantizar la gestión eficaz de los sistemas de medición que integran la cadena de suministros.

1.1.1 Desarrollo. En el desarrollo del Manual Único de Medición, se dan una serie de lineamientos, procedimientos y sugerencias que contribuyen a lograr un mejor funcionamiento de los sistemas de medición de cantidad y calidad en campos de producción, refinerías, estaciones, poliductos, oleoductos, y terminales terrestres, marítimos y fluviales, que manejen hidrocarburos líquidos (crudo, refinados y GLP).

El manual debe ser revisado cada dos años, por la Gerencia de Planeación y Suministro, con el fin de involucrar las modificaciones que con base en los resultados de su aplicación se encuentren necesarias realizar. Las áreas de negocio deben integrar este manual a su sistema de Gestión de Calidad, el cual debe ser referencia para los procedimientos a seguir en la medición de hidrocarburos. El Manual Único de Medición consta de 24 capítulos, los cuales llevan una coherencia con los 21 capítulos del Manual Petroleum Measurement Standard del API.

1.2 NORMAS COMPLEMENTARIAS

A continuación se dan una serie de normas que permiten complementar y servir de referencia para la ejecución de los procedimientos y actividades que contempla el Manual Único de Medición:

1.2.1 Medición estática (MPMS)

1.2.1.1 Objeto. Establecer los parámetros para la medición manual de volumen de producto líquido y de agua libre contenido en tanques de almacenamiento, barcazas y botes, con el fin de garantizar la confiabilidad de la información volumétrica.

1.2.1.2 Alcance. Aplica a todas las áreas operativas y técnicas que manejen medición estática para transferencia de custodia, control de inventario y fiscalización de petróleo y sus derivados. Cubre la determinación de la altura del producto, de la altura de agua libre, el cálculo del volumen bruto observado, volumen neto a condiciones estándar en el tanque y la verificación de las cintas de medición en condiciones de uso.

1.2.1.3 Condiciones generales.

- El estado y color de la pintura de los tanques es importante para mantener al mínimo las pérdidas por evaporación. Se sugiere que los tanques que contengan productos volátiles estén pintados de colores claros, para no absorber calor en exceso.
- El nivel de producto en tanques de almacenamiento, puede realizarse empleando el método de medición a vacío o el método de medición a fondo. Empleando las cintas adecuadas para cada caso; se permite medir a vacío empleando cinta a fondo siguiendo el procedimiento de medición a vacío contemplado en el API MPMS capítulo 3 secciones 1ª numeral 3.1 A.9.4.2 esto es: se humedezca solamente la plomada y ésta esté graduada en milímetros en toda su extensión.

Altura de liquido = Altura de referencia – Lectura de cinta – Punto de corte

- El nivel de agua libre almacenada en los tanques debe medirse empleando el método de medición a fondo con cinta de medición a fondo y utilizando pasta indicadora de agua.
- La altura de referencia de un tanque debe verificarse:
 - Mensualmente durante el primer año para tanques nuevos o recién reparados

- Trimestralmente para tanques de más de un año de servicio
- En cada área operativa se debe tener mínimo una cinta patrón con certificado de calibración vigente.
- Todas las cintas de medición que sean usadas deben ser de acero con plomada en bronce, conexión de tierra y deben verificarse antes de colocarlas en servicio contra la cinta patrón.

Se deben realizar verificaciones mensuales del estado físico – mecánico de las cintas y dejar los soportes correspondientes; registrando la cantidad de quiebres o torceduras que presente al momento de la verificación con su respectiva valoración total de acuerdo al procedimiento establecido en la norma API MPMS, Capítulo 3 sección 3.1 A. Todas las cintas y plomadas debe estar graduadas en milímetros.

- En donde existan sistemas de medición automática de nivel, se debe realizar verificaciones periódicas de los niveles reportados por estos y los reportados por la medición manual con cinta. Cada vez que se realice la medición manual del tanque se debe registrar en una planilla los datos de la medida con cinta, la señal de telemetría y fecha efectuada, con el fin determinar las diferencias en todos los niveles. Esta planilla de registro será una herramienta muy importante para que el personal técnico realice los correspondientes ajustes y calibraciones a los sistemas de medición automática. Cada negocio debe definir los periodos de verificación.
- Para todo tanque en servicio se deben dejar los registros de las mediciones manuales efectuadas.

1.2.1.4 Desarrollo. Todo equipo utilizado para medición manual debe estar calibrado y en buenas condiciones. Para realizar la medición manual del volumen de líquido y agua libre almacenados en tanques se debe tener en cuenta:

- Antes de tomar medidas de un tanque, todas las válvulas de recibo y entrega deben estar cerradas para prevenir pases o desplazamientos de productos desde o hacia otros tanques o sistemas. En tanques de techo cónico debe evitarse la medición con

más de dos (2) personas sobre el techo para evitar que la altura de referencia cambie con el peso de las personas. Si ello fuere inevitable, las mismas personas deben llevar a cabo ambas mediciones (inicial y final).

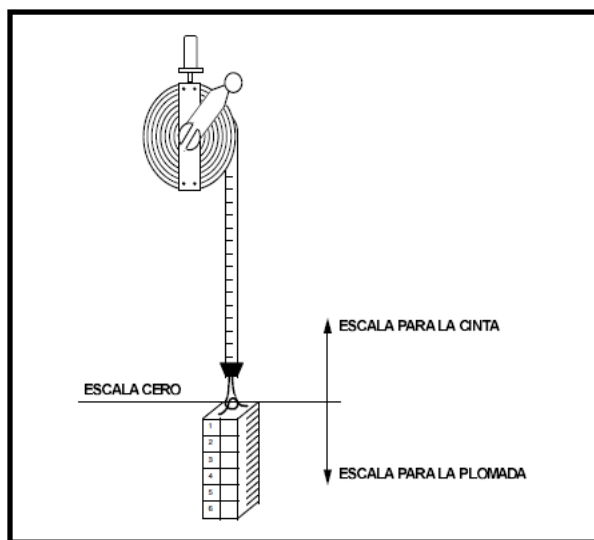
- Antes de medir un tanque de techo flotante debe drenarse totalmente el agua que este en el techo para que no afecte la exactitud de la medición al cambiar el peso total del techo.
- En tanques de techo flotante se debe evitar realizar la medición en la zona crítica del tanque por tener incertidumbre alta.
- Se debe usar la misma cinta y plomada para la medición inicial y final.
- No deben usarse cintas con la escala numérica deteriorada como resultado del desgaste y la corrosión.
- Se debe cambiar la plomada y las cintas de medición, cuando al verificar con el calibrador de cintas, el desgaste y la distorsión, de la punta y el ojo combinados sea mayor de 1.0 mm.
- Para la medición manual con cinta se debe tener en cuenta que el tiempo de reposo mínimo requerido por un tanque que almacena productos refinados es de 30 minutos, mientras que el tiempo mínimo requerido por un tanque que almacena crudo es de 60 minutos.
- Los productos refinados de color claro deben medirse con una cinta cubierta con una capa delgada de pasta detectora, para poder establecer con claridad el corte en la plomada y determinar con exactitud la cantidad de producto en el tanque.
- La persona que toma medidas en los tanques, está en la obligación de informar a su supervisor sobre la pérdida de cualquier objeto en el interior del tanque.
- Es recomendable e importante mantener drenados los tanques, de tal forma, que la cantidad de agua libre siempre sea mínima. En el lapso de tiempo que va entre la

toma de la medida inicial y la medida final se debe evitar la operación de drenado del tanque. Para drenar un tanque, se debe abrir la válvula de drenaje lentamente con el fin de evitar la creación de un vórtice o remolino dentro del tanque que cause que el producto almacenado se mezcle con el agua.

- Para el drenaje de un tanque se debe utilizar el tubo que ha sido especialmente instalado para desagüe, el cual en la parte inferior del tanque tiene un codo y niple conectados que llegan a un pozo recolector de aguas en el fondo, que permite el drenaje casi total del agua. Si el tanque no tiene este diseño, se recomienda que en sus reparaciones programadas se construya esta facilidad tal como indican las normas API.

1.2.1.5 Medición de nivel del producto. De los diferentes métodos de medición de tanques estacionarios se ha seleccionado el método de medición al vacío como el más indicado para determinar el nivel de producto utilizando una Cinta para Medición al Vacío. Las cintas de medición a vacío tienen el “cero” de la escala en el gancho de unión entre la cinta y la plomada. La escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia y para la plomada en forma descendente desde el mismo punto. La plomada debe tener forma rectangular (Ver Figura 1).

Figura 1. Cinta y plomada para método al vacío.

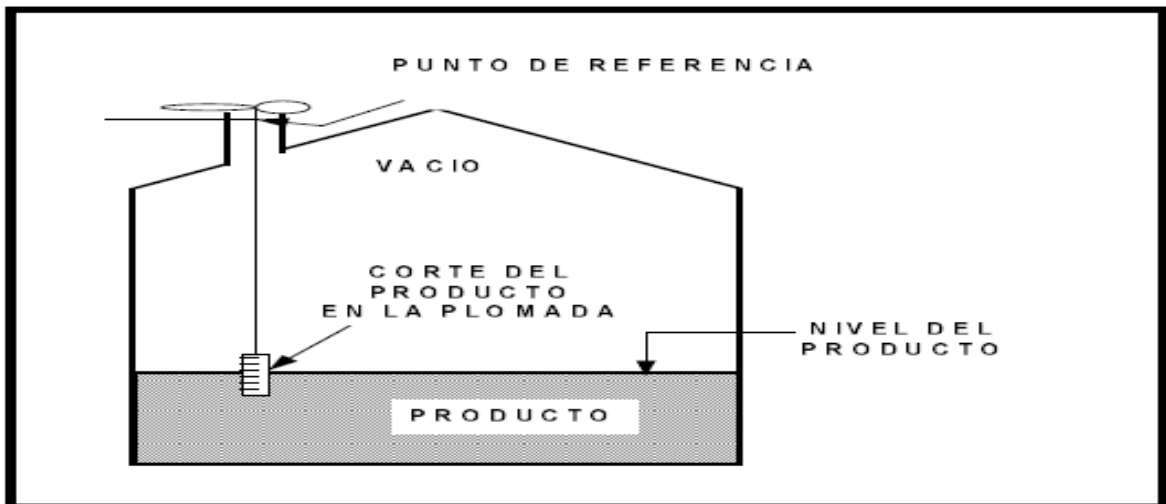


Fuente. Manual Único de Medición MPMS. Capítulo 3. ECOPETROL

1.2.1.6 Medición a vacío con cinta de medición a vacío (Outage Gaging). Consiste en medir la distancia existente desde la superficie del líquido hasta la marca de referencia. La deducción de esta medida de la altura de referencia, dará la altura del líquido en el tanque (Ver Figura 2).

Es fundamental que el punto de referencia este fijo y plenamente determinado, así como claramente escrito sobre el techo del tanque. Las medidas a vacío solo son confiables si existe un programa de verificación frecuente de la altura de referencia; por ser esta última, un dato fundamental en la operación matemática.

Figura 2. Medición de Producto al Vacío



Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPETROL

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición al vacío es el siguiente:

- Localizar el tanque a ser medido, se sugiere leer y tomar el nivel del producto registrado por la telemetría, en los tanques que utilizan dicho sistema, para usar esta información como dato guía. (Registrar dicha información en la libreta).
- Antes de iniciar el ascenso al tanque el operador debe desenergizarse tocando la baranda del tanque con sus manos (sin guantes).

- Leer y registrar la altura de referencia, tomándola, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Conectar el polo a tierra de su cinta de medición, descargando las eventuales corrientes estáticas a la baranda del tanque o a la escotilla de medición.
- Abrir la escotilla de medición, esperando unos segundos para que los gases contenidos dentro del tanque se dispersen.
- Determinar matemáticamente la longitud de cinta a introducir en el tanque restándole de la altura de referencia el dato guía y se le resta a este valor la mitad de la longitud de la plomada cuadrada (aproximadamente 7 cm).
- Bajar la plomada para medición al vacío haciendo contacto permanente con la boquilla del tanque hasta alcanzar la longitud anteriormente calculada.
- Esperar unos segundos hasta que se estabilice la plomada.
- Extraer la cinta del tanque y leer el corte del líquido sobre la plomada.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm. Registrar las medidas en la libreta bitácora de campo del operador :
 - Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, registrando la medida al milímetro más cercano.
 - Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra no sobrepasa los 3 milímetros, la medida a tomar es el promedio de las tres, reportándola al milímetro más cercano.
 - En caso que las 3 lecturas arrojen diferencias superiores a 3 milímetros, se sugiere revisar que las válvulas del tanque estén cerradas y que efectivamente el fluido haya

estado en reposo entre 30 y 60 minutos dependiendo del fluido y realizar nuevamente la medición.

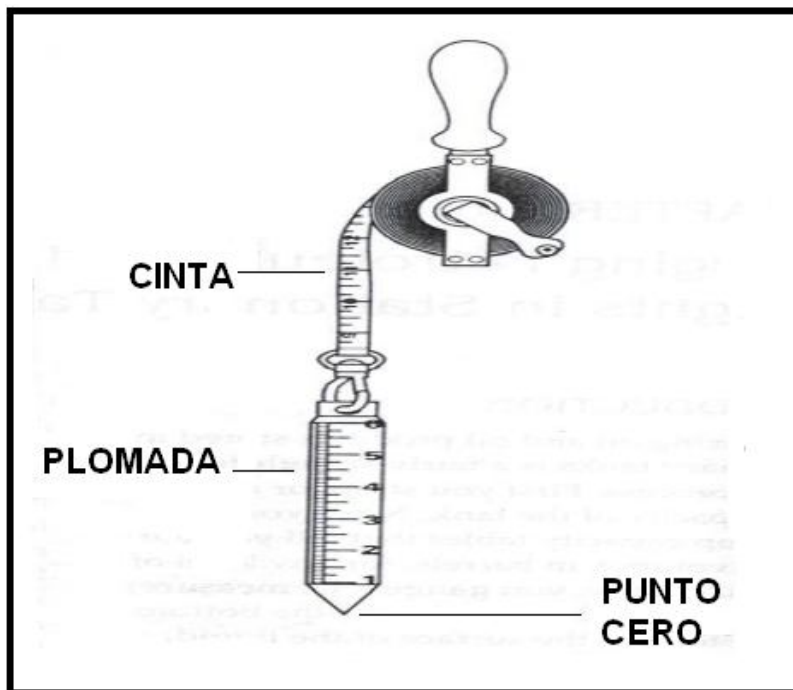
- Por último se procede a calcular la altura del producto en la siguiente forma:

$$\text{Altura de liquido} = \text{Altura de referencia} - \text{Lectura de cinta} - \text{Punto de corte}$$

“indicando en la plomada (altura de plomada seca)”

1.2.1.7 Medición del Nivel de Agua Libre. De los diferentes métodos de medición de tanques estacionarios se ha seleccionado el método de medición a fondo como el más indicado para determinar el nivel de agua libre utilizando una **Cinta para Medición a Fondo**.

Figura 3. Cinta y plomada para Método a Fondo

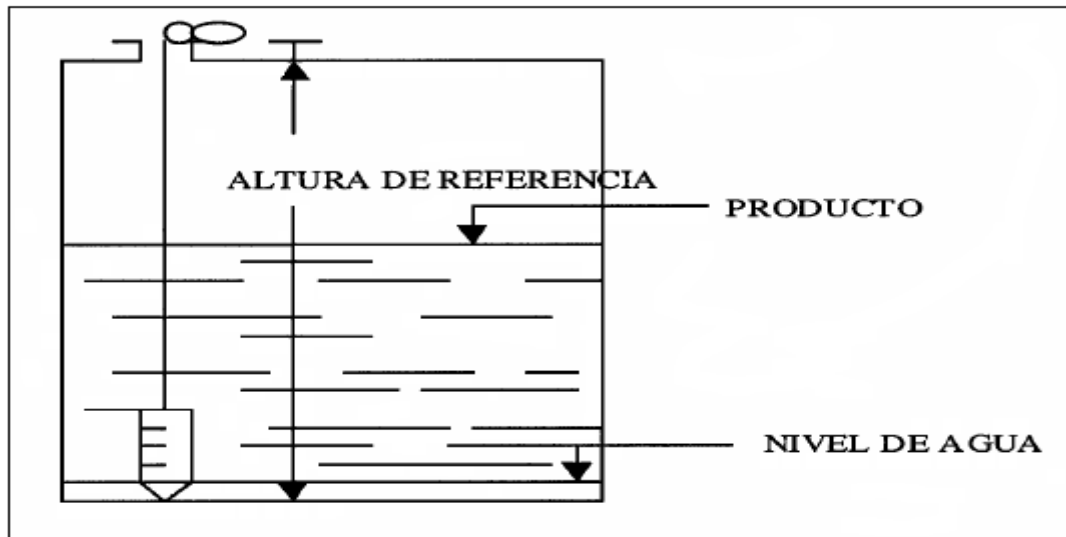


Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPELROL

Esta cinta tiene el “cero” de la escala en la punta de la plomada. La cual hace parte de la cinta, es decir, que la escala para la cinta se inicia en forma ascendente desde el cero de referencia de plomada que tiene forma cilíndrica (Ver Figura 3).

1.2.1.8 Medición a Fondo con cinta de medición a fondo. Consiste en medir la distancia existente desde el plato de medición en el fondo del tanque hasta que corte la superficie del líquido en la cinta (Ver Figura 4).

Figura 4. Medición de Agua Libre a Fondo



Fuente: Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPEPETROL

El procedimiento que se debe seguir para realizar la medición a fondo es el siguiente:

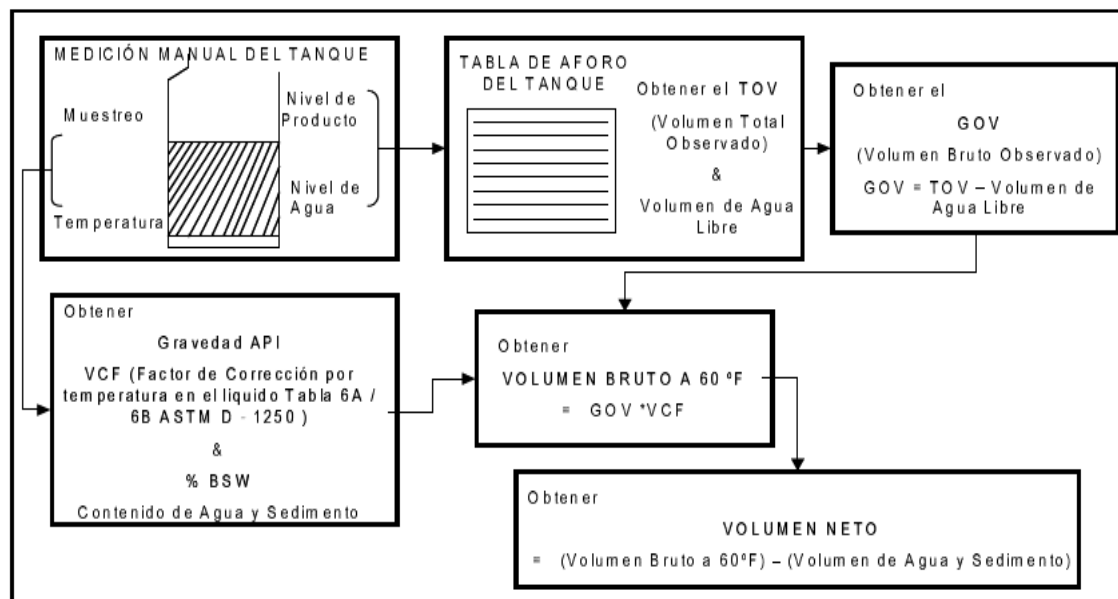
- Leer y registrar la altura de referencia, ya sea directamente de la tabla de aforo o de la tablilla informativa localizada en la escotilla de medición del tanque respectivo.
- Aplicar pasta para detección de agua sobre la plomada en capas iguales hasta cubrir toda su superficie sin cubrir la graduación de los números de la escala.
- Abrir la escotilla de medición y bajar la cinta lentamente en el producto hasta que la plomada toque el fondo del tanque o plato de medición.
- La plomada debe permanecer en el lugar por lo menos durante 10 segundos. (Para aceites pesados, grasas o de alta viscosidad se requiere una duración de 1 – 5 minutos).

- Se debe leer la altura de referencia observada en la cinta; si la altura observada es igual o tiene una diferencia de +/- 3mm, respecto al valor de registro, se debe levantar la cinta lentamente y registrar el corte del líquido en la cinta.
- Recoger la cinta hasta la marca de corte y registrar la lectura, verificando que el corte sea continuo y claro indicando el nivel oficial de agua medido.
- Repetir este procedimiento hasta obtener tres medidas consecutivas, donde la diferencia entre la mayor y la menor no debe sobrepasar los 3 mm. Registrar las medidas en la libreta bitácora de campo del operador :
 - Si dos de las tres medidas son iguales esta se puede reportar como válida, registrando la medida al milímetro más cercano.
 - Si las tres medidas consecutivas son diferentes y su diferencia una con respecto a la otra no sobrepasa los 3 milímetros, la medida a tomar es el promedio de las tres, reportándola al milímetro más cercano.

En tanques de crudo con capacidad menor a 1000 Bls, se acepta el margen de discrepancia entre las tres lecturas de 5 mm; en este caso se reporta la medida aproximándola a los 5 milímetros más cercanos.

1.2.1.9 Liquidación de Tanques. Se utiliza para determinar los volúmenes reales que tiene un tanque, tomando las mediciones manuales de nivel de producto, nivel de agua libre, temperatura y muestra del producto la cual permite determinar la Gravedad API, el factor de corrección por temperatura en el líquido y el porcentaje de Agua y sedimento (% BSW), procediendo con esta información a obtener el Volumen Neto. (Ver Figura 5; para mayor información sobre liquidación de volúmenes puede remitirse al ECP-VSM-M-001-012 Calculo de cantidades del petróleo).

Figura 5. Procedimiento para Liquidación de Tanques



Fuente. Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 3, ECOPEPETROL

1.2.1.10 Verificaciones Mensuales de la Telemetría. Durante los procesos operativos, se debe comparar y registrar las mediciones por telemetría y las hechas con cinta en el tanque destinado para control de inventarios en cada uno de los niveles alto, medio y bajo de la siguiente forma:

- En cada nivel, se deben tomar la medida del tanque según se menciona anteriormente y registrar esta medida con la medida del Sistema de Telemetría.
- La diferencia en cada nivel se obtiene al restar los promedios de la telemetría de la medición con cinta.
- Mensualmente, con la población de datos registrada se debe efectuar ajustes a la telemetría siempre que el promedio ajustable de las diferencias supere los 4 milímetros.
- El promedio total ajustable se obtiene del promedio de la diferencia de los niveles alto, medio y bajo del tanque al cabo de un año de seguimiento (12 verificaciones evaluadas estadísticamente).

- Si se observa que no hay variaciones significativas se sugiere extender estas verificaciones a cada tres meses.

1.2.1.11 Observaciones de Seguridad. En los tanques de techo flotante se debe tener precaución de abrir el desagüe del techo en caso de lluvia, para evitar que el peso del agua hunda el techo.

- Para eliminar los riesgos por acumulación de electricidad estática, el operador debe mantenerse siempre en contacto directo con los pasamanos o barandas perimetrales de tanques al subir antes de abrir la escotilla de medición, para crear así un polo a tierra.
- Todos los implementos de medición que el operador lleve al tanque (linternas, cintas de medición, PET, crema reveladora) deben ser transportados en una caja plástica de herramientas.
- NUNCA debe medirse un tanque durante una tormenta eléctrica.
- Debe evitarse la INHALACIÓN DE GASES que salen del tanque mientras la boquilla de medición esté abierta.
- La plomada de las cintas de medición deben ser de un material que no produzca chispas (Bronce) y sea resistente a la corrosión.
- No se debe dejar las cintas de medición en los techos de los tanques. Estas deben llevarse a su lugar de origen, lavarse en ACPM o Queroseno y luego guardarse en una caja portacintas.
- Los trapos, botellas y otros objetos usados durante el procedimiento de medición deben bajarse de los techos y depositarse en lugar seguro.

1.2.1.12 Registros. En los puntos de transferencia de custodia y fiscalización se debe dejar registro de:

- Verificación del estado de las cintas fondo / vacío.
- Verificación de comparación de medida manual vs medida automática de nivel en tanques.
- Verificación de alturas de referencia de tanques.
- Medidas tomadas del nivel de producto y agua libre.
- Determinación de volumen neto estándar.

1.2.2 Muestreo de Crudos.

- Implementar un sistema de muestreo de productos almacenados en tanques cilíndricos verticales por niveles utilizando un muestreador tipo ladrón metálico; dicho instrumento debe ser de un material que no implique riesgo de producir chispa al friccionar con la escotilla de medición del tanque de almacenamiento. Para que una muestra de producto tomada de un tanque de almacenamiento sea representativa, la misma debe estar compuesta por las muestras tomadas en los niveles superior, mitad y fondo.
- De acuerdo con la cantidad de muestra requerida por el laboratorio, seleccionar la capacidad del muestreador tipo ladrón; en aquellas muestras especiales de algunos productos que requieren una muestra corrida, emplear como muestreador el mismo recipiente con el que la muestra será enviada al laboratorio.
- El equipo debe estar limpio antes de la operación de muestreo y, en lo posible, debe ser de uso exclusivo libre de humedad y de sustancias que puedan contaminar el producto a muestrear. Una práctica recomendable es lavar previamente el equipo con el producto a ser muestreado.
- El volumen muestreado en el recipiente que se envíe al laboratorio no debe exceder el 80% de la capacidad total de este, con el fin de permitir una expansión térmica adecuada del producto.

- Una vez tomadas las muestras éstas deben almacenarse debidamente tapadas (Tapa y Contratapa) e identificadas, utilizando la etiqueta diseñada para tal fin, antes de ser transportadas al laboratorio, se sugiere utilizar cassetas especiales para protegerlas del agua, la humedad, la luz ó cualquier otro factor contaminante.
- Se debe evitar las transferencias de producto entre los recipientes y si se necesita de ser mínimo.
- Las muestras corridas (Excepto para los productos aromáticos), por no ser necesariamente representativas del producto total no deben utilizarse para dar sobre ellas un Visto Bueno para despacho.
- Para los productos Aromáticos se debe muestrear el producto en tanque con una muestra corrida para evitar la contaminación con estos productos.
- Para muestras de productos volátiles, se deben tomar muestras corridas y no debe transferirse el contenido de una botella a otra (reenvase), ya que pueden perderse propiedades del producto.
- Para muestreo en línea los tipos de pruebas físico-químicas que se le harán a la muestra, serán la pauta para seleccionar el procedimiento de muestreo, la cantidad de muestra requerida y los requerimientos en el manejo de la muestra.
- Para muestreo en línea la velocidad de flujo en la tubería debe ser suficientemente alta de tal forma que la turbulencia produzca una adecuada mezcla. Cuando no es posible alcanzar suficiente velocidad de flujo en la tubería, es necesario implementar métodos para obtener adecuadas mezclas como reducción del tamaño de la tubería, baffles, orificio o platos perforados o una combinación de ellos.
- Cuando se muestreen productos, los cuales son semilíquidos o sólidos (Excepto el polietileno), a temperatura ambiente, necesariamente debe calentarse el producto, la línea de muestreo, válvulas y el recipiente receptor si existe, a una temperatura suficiente con el fin de mantener el material en estado líquido y mezclado completamente.

- Para el muestreo del polietileno se debe tener un muestreador automático que posea un dosificador programado (ej. Dosifique cada 10 minutos durante 5 segundos) para hacer homogénea la muestra que se va a analizar.
- Para el realizar los análisis de Visto bueno de las muestras de Polietileno de debe recircular por los menos por cuatro horas las tolvas de almacenamiento para homogenizar las muestras.
- Para productos aromáticos por ser un compuesto puro se puede tomar una muestra corrida para realizar el Visto Bueno.
- Para el muestreo de asfaltos, por ser un compuesto pesado, se puede tomar una muestra homogénea de la bomba de recirculación del tanque.
- Es importante tener en cuenta el tipo de recipiente a usar por cada análisis, por ejemplo, para los hidrocarburos claros es necesario realizar el muestreo en botellas de vidrio nuevas y de color ámbar para evitar la exposición de la muestra a los rayos solares y evitar degradación de calidad.
- Para el muestreo de gases que tiene presión por encima de 50 psig se debe realizar en balas o botellas metálicas de 500 ml, se deben purgar en planta con la muestra del sistema por un tiempo de 1 a 2 minutos.
- Para muestras de gases con presiones por debajo de 50 psig el muestreo se debe realizar en bolsas de Tedlar el cual es material exclusivo para estos gases.
- Para el caso del GLP es necesario después del muestreo abrir la válvula de la bala o botella metálica por dos segundos para que se transporte con un 80% de su capacidad y evitar accidentes con la expansión del volumen.
- Para las muestras de aguas que se van a analizar se debe tener en cuenta el tipo de recipiente (Vidrio o plástico ámbar o transparente) y la preservación de la muestra según los análisis requeridos. Por ejemplo para determinar metales se debe agregar 1

ml de Acido Nítrico al 50%, para determinar fenoles hay que agregar 1mL de ácido sulfúrico al 50%.

1.2.3 Determinación de agua y sedimentos. El muestreo se debe realizar como se especifica en el Capítulo 8 “Muestreo” Manual Único de Medición ECP- VSM- M- 001-08. Los laboratorios donde se determina el porcentaje de agua y sedimento deben cumplir los siguientes requisitos:

- Condiciones físicas adecuadas de iluminación y ambiente controlado.
- Se debe tener un extractor que sea capaz de eliminar del aire cualquier contaminación.
- Los reactivos y patrones primarios y secundarios deben estar preservados en neveras o cabinas especiales a temperatura controlada.
- Se debe trabajar con los equipos de protección personal adecuados para esta práctica, como los guantes de nitrilo de laboratorio, gafas de seguridad y máscara de seguridad para evitar inhalar los vapores, bata manga larga o camisa de dotación, zapatos o botas de seguridad, pantalón de dotación.
- Cuando se usen pipetas o jeringas para tomar muestras, se debe evitar la formación de burbujas de aire porque implican errores en la determinación del porcentaje de BSW (Si son para medir volúmenes exactos deben estar calibrados y esa calibración debe ser periódica).
- Se debe evitar arrojar los residuos químicos y de muestras al alcantarillado o al suelo, ya que presenta un factor de riesgo para accidentes y contaminaciones.
- Se debe homogenizar las muestras tomadas para garantizar la determinación de valores correctos. Es preferible antes de comenzar los análisis se debe mezclar la muestra con un homogeneizador de alta velocidad (ultraturrax) para homogenizar las partículas de agua.

1.2.4 Medición de Carrotanques. El siguiente es el orden de priorización de la medición oficial en puntos donde se tengan cargaderos y descargaderos de Carrotanques:

- Medición dinámica respaldada con medición en tanques.
- Medición en tanques respaldado con medición de Carrotanques.

- En cada caso se entiende que la medición adoptada como oficial se encuentra asegurada según el Manual Único de Medición de ECOPETROL S.A.

- El presente documento forma parte, de manera total ó parcial, de las especificaciones técnicas de los contratos de transporte y acuerdos de servicios entre las estaciones de despacho y recibo entre áreas de negocio de Ecopetrol S.A. y/o Terceros.

- Todos los Carrotanques deben tener identificada en sus escotillas el punto de referencia y las pestañas de medición adecuadas para la medición con cinta métrica calibrada.

- Todos los Carrotanques para transporte de hidrocarburos con presión de vapor superior a la presión atmosférica deben contar con gage 30lté y/o rotogauge, medidores de temperatura (Localizado en la fase líquida, menor al 5% de la capacidad del tanque) y presión (En la fase vapor superior al 95% de la capacidad del tanque).

- Todas las facilidades para cargue y descargue de Carrotanques, al igual que los Carrotanques, deben contar con la conexión de polo a tierra y los sistemas de extinción de incendios adecuados para el área de exposición.

- Todos los Carrotanques deben cumplir con lo establecido en el Decreto 1609 del 31 de julio de 2002 y la Resolución No. 003666 de mayo del 2001 emitido por el Ministerio de Transporte de Colombia.

- Todas las estaciones de despacho y recibo de Carrotanques deben contar con plataforma de estacionamiento de Carrotanques perfectamente nivelada para medición. Adicionalmente, deben contar con una facilidad para el acceso a las

escotillas de medición localizadas en la parte superior, que garantice la integridad del operador y/o inspector que realizará la medición.

- Todas las estaciones de despacho y recibo de hidrocarburos en Carrotanques, deben contar con tanques de almacenamiento con certificado de calibración vigentes (Cada cinco (5) años), cintas de medición y termómetro, en buen estado y con certificados de calibración vigente.
- Para la medición de líquidos oscuros como petróleo y combustóleos el nivel del hidrocarburo se destaca mejor en una cinta clara o revestida de cromo. En líquidos claros como combustibles tales como querosén, gasolina motor, diesel, nafta, solventes, aromáticos y químicos es conveniente utilizar una cinta negra. En Todo caso se deben utilizar cremas reveladoras de productos claros y agua libre.
- Si el nivel del tanque de almacenamiento en las estaciones de origen y destino es superior a 3,0 metros debemos tomar tres temperaturas (superior-mitad-fondo) y promediarla para liquidar el tanque. Si el nivel es inferior a 3,0 metros tomar sólo una para liquidar el tanque en la mitad del nivel de hidrocarburo.
- Para medición de temperatura en carro tanque tomar una lectura en la mitad del nivel de hidrocarburo por cada compartimiento y liquidar cada uno de los compartimientos. El volumen total contenido en el carrotanque a condiciones estándar es la sumatoria de los volúmenes a condiciones estándar de los compartimientos.
- Para la medición de temperatura del hidrocarburo tanto en tanques de almacenamiento como en Carrotanques, se debe cumplir con los tiempos de inmersión para los termómetros de vidrio y electrónicos (PET).

1.2.5 Determinación de temperatura.

- El objetivo de determinar la temperatura de un líquido es corregir los efectos térmicos sobre su volumen.
- La temperatura en tanques de almacenamiento debe realizarse con Termómetro.

- Electrónico Portátil verificándose mensualmente contra un termómetro patrón, el cual debe tener calibración vigente máxima de un año.
- La calibración de los PET's debe hacerse anualmente. En ambos casos se deben dejar los registros respectivos que muestren dichas verificaciones y calibraciones.
- Cada negocio es responsable de definir los procedimientos de verificación y calibración identificando las contingencias del caso.
- La diferencia máxima entre el patrón y el equipo de campo no debe ser mayor que:
 - +/- 1° F para termómetros de vidrio y de bulbo.
 - +/- 0.5° F para PET's
 - +/- 0.2° F para medición dinámica de temperatura
- Para tanques de almacenamiento de GLP la medición de temperaturas se debe realizar localmente por inspección visual directa del operador a una distancia menor o igual a un metro. El termómetro debe ser instalado dentro del termopozo colocando glicerina como fluido de transmisión térmica. El bulbo o sensor de temperatura debe tener certificado de calibración vigente no mayor a un año. Para medir la temperatura en tanques de almacenamiento de GLP el termopozo y el sensor de temperatura, deben estar localizados físicamente en cualquiera de las tapas del tanque cilíndrico horizontal a una distancia máxima del fondo hacia arriba equivalente al 5% del nivel de fluido del tanque; siempre sumergido en la fase líquida. Se deben dejar los registros respectivos de dicha medición.

1.3 NORMAS APLICADAS A CAMPO

Las normas que se presentan a continuación son las que actualmente se aplican en Campo Moriche:

- ASTM D 4006 – 07
Método estándar para determinar el agua en el petróleo crudo por destilación

- ASTM D 1250 / 08, Designación: 200 / 08
Método estándar de prueba para la determinación de gravedad API del petróleo crudo y sus productos

- ASTM D 4007 - 08
Determinación de agua en crudos por método de centrifuga

- ASTM E126 – 05a
Inspección, Calibración y Verificación de la norma ASTM en Hidrometros

- ASTM E1 – 07
Especificación Estándar para Inspección y Verificación de Termómetros

- ASTM D 4377
Determinación de Agua en Crudo por Método de Karl Fischer

- ASTM D 287
Determinación de la Gravedad API

2. SISTEMAS DE MEDICION TRANSFERENCIA DE CRUDOS

Los hidrocarburos líquidos y gaseosos se miden porque a través de esta acción se logra cuantificar la cantidad y calidad de los productos que se comercializan, ya que de esta forma se logra una transacción económica, es decir, que el medidor es como la caja registradora de la transacción comercial. Todo punto de recepción de un campo productor y que se conecta para su comercialización a un sistema de transporte, debe medirse para establecer la cantidad que se está recibiendo; a su vez, toda entrega de los sistemas de transporte a los usuarios o puntos de entrega también deben ser medidos para dar la seguridad a la acción de compra y venta, respectivamente.

2.1 CLASES DE MEDICIONES

De acuerdo con el manual único de medición existen dos tipos de medición para custodia y fiscalización de crudo los cuales se trataran a continuación

2.1.1 Medición Estática. Implica la obtención de una medida lineal que es convertida a una volumétrica (barriles), dependiendo de la actividad del tanque se establece el volumen bruto de recibo, de despachos o de transferencia, los cuales son corregidos por los datos obtenidos de Temperatura y %BSW. Procedimiento para la liquidación de tanques de fiscalización.

- Se realiza directamente en el tanque de almacenamiento bajo condiciones de calidad.
- Es comúnmente usada ó como segunda opción de verificación.
- Se utiliza una cinta de medición ó a través de sistema telemétrico.
- Cuando se mide con cinta, se puede realizar la medición al vacío ó medición de fondo.
- Se deben realizar las correcciones al volumen medido tales como agua libre, temperatura, BS&W.

2.1.1.1 Aspectos Importante Medición Estática.

- Tanques de Almacenamiento (superficie de instalación, estado, color, tablas de aforo, punto de referencia y profundidad del tanque, etc.).

- Nivel técnico de los operadores. Se ha determinado que en un tanque de 100,000 Bls, una diferencia de 1mm puede representar un error de medición de 12 barriles.
- Seguridad (nunca se debe medir bajo tormenta eléctrica, uso del equipo de protección personal, electricidad estática, etc.).
- Buen estado de la cinta de medición, plomada, termómetro y demás equipos; a su vez, es importante la limpieza posterior de los implementos mencionados.
- Tiempo de retención del tanque a ser fiscalizado.
- Toma de la muestra para los análisis de laboratorio.
- La producción diaria a través de la medición estática, se determina por la diferencia de nivel del tanque ó tanques de un día a otro y el volumen bombeado ó entregado.

2.1.2 Medición Dinámica. Determina la cantidad de flujo que circula a través de un elemento primario de medición. Existen dos tipos medidores, los cuales dependen del tipo de caudal que se tenga, estos son los medidores volumétricos y másicos. Los sistemas de medición dinámica a ser usados para transferencia de custodia deben poseer linealidades menores o iguales a 0.25% y tener para su calibración un probador. Los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia con medidores tipo turbina, desplazamiento positivo y ultrasónica (tiempos de tránsito) deben contar con densitómetros en línea y se sugiere adicionalmente como respaldo gravitografos, los cuales requieren verificarse cada 180 días y calibrarse cada año de no presentar inconvenientes. Los sistemas de medición dinámica para transferencia de custodia que emplee medidores tipo Coriolis no requieren tener densitómetros en línea. La misma tecnología ofrece la medición de densidad con una linealidad que cumple con los estándares API MPMS. En las estaciones que contabilicen productos recibidos en tanques y despachos de los mismos a otra estación, la muestra debe ser tomada directamente de los tanques y analizada en laboratorios certificados y/o acreditados preferiblemente en el Instituto Colombiano del Petróleo – ICP. Se deben colocar sellos de control sobre equipos, instrumentación asociada, válvulas de seguridad, válvulas sobre bypass, cajas de conexionado, tableros de control de instrumentación, acceso a conexión con computadores de flujo y demás sistemas que puedan afectar la fidelidad del sistema de medición de cantidad y calidad para transferencia de custodia, como elemento de prevención y control. Todo terminal marítimo, con sistema de medición dinámica debe contar con muestreador automático en línea, densitómetro en línea, medidores y

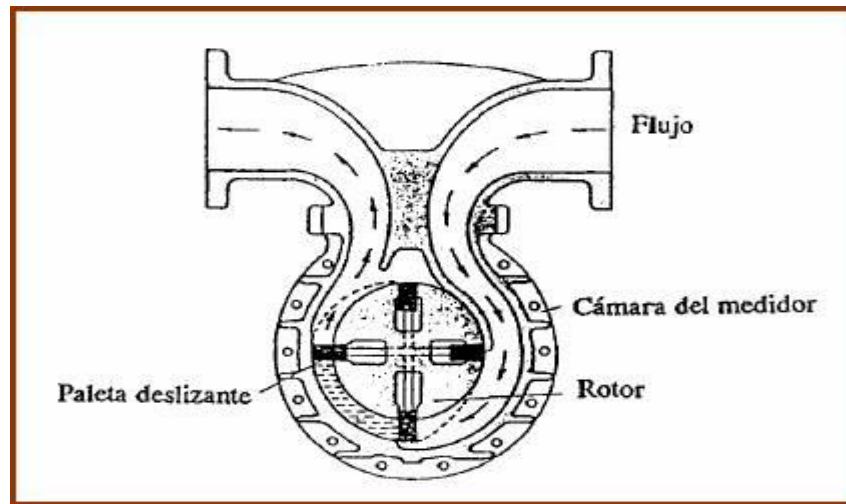
probadores dedicados certificados en línea, transmisores de temperatura y presión calibrados, indicadores de temperatura y presión calibrados, válvulas manuales y de control sin pase; sellos de control y adicionalmente deben tenerse lecturas inicial y final en los tanques de almacenamiento de donde se despacha el producto. Se debe realizar periódicamente “Loss Control” a los cargamentos despachados y/o recibidos por los terminales. El control de perdidas debe ser liderado con personal de Ecopetrol certificado en esta actividad con una periodicidad de una vez por mes tomando al azar el terminal escogido para dicho monitoreo. Con el fin verificar el cumplimiento de los estándares internacionales y el Manual Único de Medición, de las operaciones de los embarques y desembarques de los productos por parte de los inspectores, independiente del terminal o muelles de refinería habilitados para esta operación. La medición dinámica se utiliza para certificar los volúmenes de producto que se recibe o se entrega en custodia ya sea para ser procesado y/o transportado utilizando medidores instalados en línea. Dichos medidores se clasifican según su principio de operación en dos grupos:

2.1.2.1 Desplazamiento Positivo. Miden el flujo directamente, al separarlo en segmentos continuos de volumen conocido los cuales se van contando automáticamente. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran los siguientes:

Paletas (Smith Meter). En la figura 6 se muestra un medidor de paletas deslizantes, que consta de un rotor con unas paletas, dispuestas en parejas opuestas, que se pueden deslizar libremente hacia adentro y hacia afuera de su alojamiento. Los miembros de las paletas opuestas se conectan rígidamente mediante varillas, y el fluido circulando actúa sobre las paletas sucesivamente, provocando el giro del rotor.

Mediante esta rotación el líquido se transfiere desde la entrada a la salida a través del espacio entre las paletas. Como éste es el único camino para el paso del líquido desde la entrada a la salida, contando el número de revoluciones del rotor, puede determinarse la cantidad de líquido que ha pasado. El cierre se lleva a cabo por la acción de las paletas sobre la pared de la cámara, mediante una combinación de presión de líquido y fuerzas centrífugas, auxiliado por el apriete, mediante resortes, de las paletas contra la pared de la cámara. Esto ayuda a mantener en valores aceptables cualquier escape de líquido que pueda producirse a través de las paletas.

Figura 6. Medidor de paletas deslizantes



Fuente. <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

Birrotor. El medidor Birrotor es un medidor tipo desplazamiento positivo diseñado para medir el flujo total de productos líquidos que pasa a través del mismo por medio de una unidad de medición que separa el flujo en segmentos separándolo momentáneamente del caudal que pasa a través del medidor. Los segmentos son contados y los resultados son transferidos al contador o cualquier otro sistema totalizador a través del tren de engranajes.

Los medidores son fabricados con cuerpo de acero en casco unitario o doble teniendo la unidad de medición removible como una unidad separada del cuerpo.

Son diseñados para que los efectos adversos de líneas fuera de alineación no puedan ser transmitidos a la unidad de medición. Una ventaja adicional de la fabricación de doble casco es que la presión de operación, cualquiera que sea, es constante dentro y alrededor de la unidad de medición. Por lo tanto no hay cambio en la precisión de una presión de operación a otra

Ovalo. El medidor de rueda oval, que se muestra en la figura 7, dispone de dos ruedas ovales que engranan entre sí y tienen un movimiento de giro debido a la presión diferencial creada por el flujo de líquido. La acción del líquido actúa de forma alternativa sobre cada una de las ruedas, dando lugar a un giro suave de un par prácticamente

constante. Tanto la cámara de medida como las ruedas están mecanizadas con gran precisión, con el fin de conseguir que el deslizamiento entre ellas se produzca con el mínimo rozamiento, sin que se formen bolsas o espacios muertos y desplazando la misma cantidad de líquido en cada rotación.

Figura 7. Medidor de rueda oval

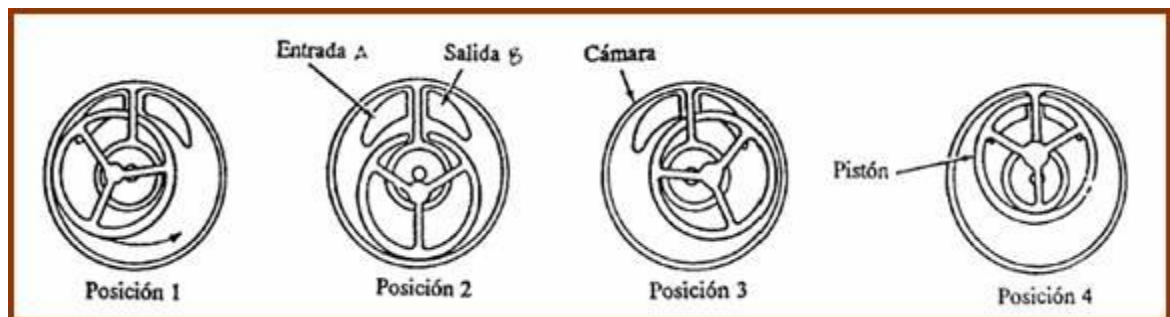


Fuente: <http://www.sapiens.itgo.com/documents/doc19.htm>

La principal ventaja de estos medidores es que la medida realizada es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido.

Pistón. En la siguiente figura se aprecia una sección transversal de un medidor de pistón oscilante mostrando las cuatro etapas de su ciclo de funcionamiento.

Figura 8. Medidor de Pistón



Fuente: <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

Etapas de funcionamiento de un medidor de pistón oscilante.

Consiste de un pistón hueco montado excéntricamente dentro de un cilindro. El cilindro y el pistón tienen la misma longitud, pero el pistón, como se aprecia en la figura, tiene un diámetro más pequeño que el cilindro. El pistón, cuando está en funcionamiento, oscila alrededor de un puente divisor, que separa la entrada de la salida de líquido. Al comienzo de un ciclo el líquido entra al medidor a través de la puerta de entrada A, en la posición 1, forzando al pistón a moverse alrededor del cilindro en la dirección mostrada en la figura, hasta que el líquido delante del pistón es forzado a salir a través de la puerta de salida B, en la posición 4, quedando el dispositivo listo para comenzar otro ciclo.

Diafragma. Consiste en una placa con un orificio que se interpone en la tubería. Como resultado de esta obstrucción existe una pérdida de carga, que es la que se mide por comparación con una sonda aguas arriba y otras aguas debajo de la instalación. Este tipo de medidor es utilizado en tuberías donde se permita una gran pérdida de energía. El cambio de área que se genera al colocar el diafragma, provoca un estrangulamiento de la sección, lo que da lugar a un cambio de presiones antes y después del diafragma, cuyo valor determina el gasto en la sección.

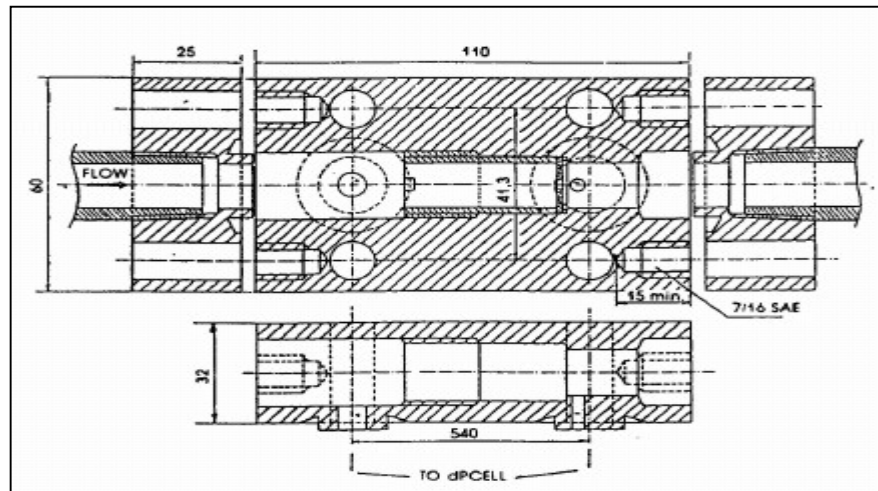
2.1.2.2 Medidores de Inferencia. Deducen la rata de flujo mediante la medición de alguna propiedad dinámica. Dentro de los medidores de este tipo se encuentran: Diferencial de presión (Platina de orificio, Cuña, Tobera, Vénturi, Pitot, Codo)

Medidor de Orificio. Para medir caudales muy bajos es posible utilizar micro-orificios u «orificios integrales». Se trata de bloques en los que se practica un orificio de forma precisa y que se montan directamente sobre los transmisores. Pueden utilizarse para los siguientes caudales:

- Líquidos: 1 litro/hora a 2.000 litros/hora
- Gases: 0,02 m³/h a 50 m³/h.

El medidor de flujo UNIWEDGE es un elemento patentado y fabricado por Taylor exclusivamente, y su selección no requiere de un cálculo especial. Este tipo de medidor funciona según el mismo principio de los anteriormente expuestos, pero debido a su construcción, es útil para la medición de fluidos bastantes viscosos y con un régimen de flujo laminar (Ver Figura 9).

Figura 9. Medidor de Orificio

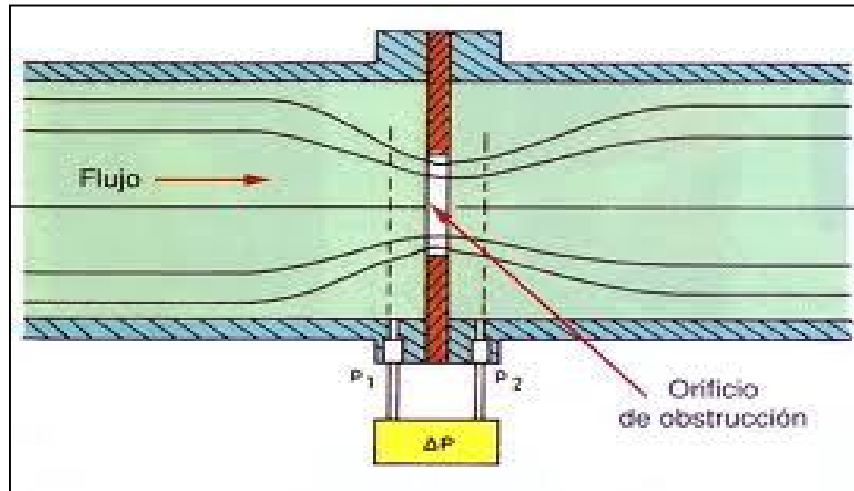


Fuente: <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

Área variable (Rotámetro). Los rotámetros, son medidores de área variable en los cuáles un flotador cambia su posición dentro de un tubo, proporcionalmente al flujo de un fluido. Consiste en un semicono en posición invertida, de tal forma que la velocidad del flujo va disminuyendo a medida que este avanza en el medidor. Mientras que la placa de orificio mantiene una restricción constante al flujo, y la caída de presión resultante aumenta al aumentar el flujo, el rotámetro varía el área de la restricción para mantener una caída de presión constante.

Un rotámetro está constituido por un tubo vertical de área interna variable, a través del cual se mueve el flujo en sentido ascendente, figura siguiente (Figura 10). Un flotador, bien sea esférico o cónico, que tiene una densidad mayor que la del fluido, crea un pasaje anular entre su máxima circunferencia y el interior del tubo. En un rotámetro clásico el flotador se mueve hacia arriba y hacia abajo dentro del tubo, el cual se encuentra graduado para indicar la tasa de flujo a la posición del flotador. Si el tubo no es transparente (por ejemplo metálico), la posición del flotador puede indicarse eléctrica o neumáticamente. La exactitud de un rotámetro puede variar entre 0,5 y 5% de la tasa de flujo. El rango puede variar desde una fracción de cm./min. hasta 3.000 gpm. Puede medir flujo de líquidos, gases y vapores, y es insensible a las configuraciones de tubería aguas arriba.

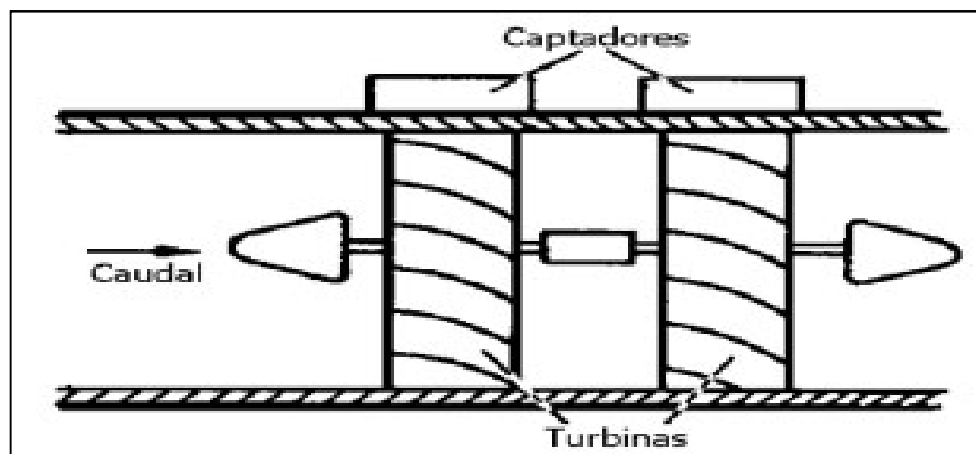
Figura 10. Medidor tipo Área Variable



Fuente: <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

Turbina. El rotor contiene una serie de rieles magnéticos que al girar cierran un contacto del mismo tipo en el exterior del medidor. Esto podrá ser evaluado entonces como el caudal en término de la frecuencia o bien, contabilizar (sumar) la totalidad de caudal o volumen de un fluido en un determinado lapso de tiempo. Un medidor tipo turbina está constituido por un rotor con aspas o hélices instalado dentro de un tramo recto de tubería, axialmente en la dirección del flujo, tal como se muestra en la figura 11.

Figura 11. Medidor Tipo Turbina



Fuente: <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

El rotor generalmente está soportado por cojinetes para reducir la fricción mecánica y alargar la vida de las partes móviles. A medida que el fluido pasa a través del tubo, el rotor gira a una velocidad proporcional a la velocidad del fluido. En la mayoría de los medidores, un dispositivo de bobina magnética, colocado fuera de la tubería, detecta la rotación de las aspas del rotor. A medida que cada aspa del rotor pasa por la bobina, se genera un pulso de voltaje en la bobina. El número total de pulsos es proporcional a la cantidad total de fluido que pasa a través del rotor, mientras que la frecuencia de los pulsos es proporcional a la tasa de flujo. Su aplicación se referirá a fluidos muy limpios, líquidos o gaseosos, ya de que no ser así, el rotor podría resultar seriamente dañado. El error de estos elementos es bastante bajo, alrededor del 0,3% del Span.

También se utilizan detectores de radio frecuencia para señalar el movimiento de las aspas. En este caso, una señal de alta frecuencia es aplicada sobre la bobina. A medida que las aspas rotan, la señal de alta frecuencia es modulada, amplificada y retransmitida. Un detector de alta frecuencia tiene la ventaja de que no obstaculiza el rotor como lo hace el detector magnético. La fibra óptica también ha sido utilizada para detectar la rotación de las aspas. Este sistema opera por medio de la luz reflectada de las aspas del rotor. El medidor tipo turbina es adecuado para medir flujos de líquidos, gases y vapores y es especialmente útil en sistemas de mezclas en la industria del petróleo. Es uno de los medidores más exactos para servicio de líquidos. Los tamaños van hasta 24 pulgadas y el rango puede ir desde 0,001 hasta 40.000 gpm en líquidos; y hasta 10.000.000 scfm de gases. Cada medidor se calibra para determinar el coeficiente de flujo o factor K, que representa el número de pulsos generados por unidad de volumen del fluido. Su exactitud, por lo tanto, es la exactitud del tren de pulsos y oscila entre +0,15% y +1% de la lectura. El factor K se representada por la ecuación:

$$K = \frac{60F}{Q}$$

Donde: F: Número de Pulsos por segundo
 Q: Tasa de Flujo en gpm
 K: Pulsos por Galón

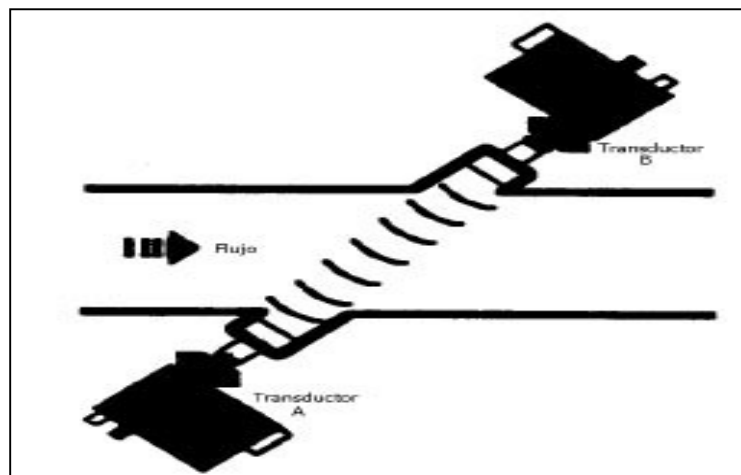
En la selección de un medidor tipo turbina se debe tener en cuenta el tipo de fluido ya que los agentes corrosivos, sucio, sólidos y la acción erosiva del fluido puede dañar el

mecanismo del medidor. Así, estos medidores son limitados a fluidos limpios haciéndose obligatorio el uso de coladores y de una instalación apropiada.

Ultrasónico. Los medidores de flujo de tipo ultrasónico utilizan ondas de sonido para determinar el flujo de un fluido. Un transductor piezoeléctrico genera pulsos de ondas, los cuales viajan a la velocidad del sonido, a través del fluido en movimiento, proporcionando una indicación de la velocidad del fluido. Este principio se utiliza en dos métodos diferentes; existiendo por lo tanto dos tipos de medidores de flujo de tipo ultrasónico.

- **Medidor ultrasónico de flujo que mide el tiempo de viaje de la onda ultrasónica.** Este tipo de medidor ultrasónico utiliza el método de medición del tiempo de viaje de la onda de sonido. El medidor opera de la siguiente manera: se colocan dos transductores en posición opuesta, de modo que las ondas de sonido que viajan entre ellos forman un ángulo de 45° con la dirección del flujo en la tubería, (ver figura 12). La velocidad del sonido desde el transductor colocado aguas arriba (A) hasta el transductor colocado aguas abajo (B) representa la velocidad inherente del sonido en el líquido, más una contribución debido a la velocidad del fluido. De una manera similar, la velocidad medida en la dirección opuesta B a A representa la velocidad inherente del sonido en el líquido, menos la contribución debido a la velocidad del fluido. La diferencia entre estos dos valores se determina electrónicamente y representa la velocidad del fluido, la cual es directamente proporcional al flujo del mismo fluido.

Figura 12. Medidor tipo Ultrasónico



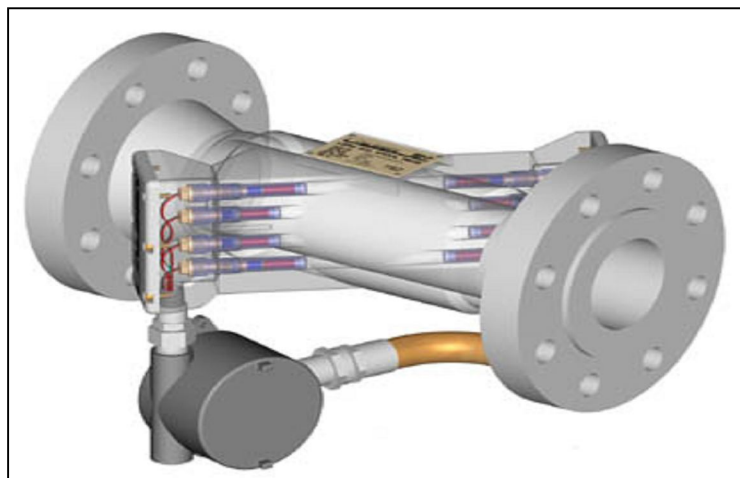
Fuente. <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

Los transductores pueden estar incorporados en un tramo recto de tubería, o pueden colocarse exteriormente sobre la tubería existente. Este tipo de medidor se utiliza principalmente en fluidos limpios ya que es recomendable que el fluido esté libre de partículas que pueden producir la dispersión de las ondas de sonido. La exactitud de estos medidores está entre +1% y +5% del flujo. Burbujas de aire o turbulencia en la corriente del fluido, causada por conexiones o accesorios aguas arriba, pueden dispersar las ondas de sonido provocando inexactitud en la medición.

- **Medidor ultrasónico tipo Doppler.** Este tipo de medidor también utiliza dos transductores. En este caso están montados en un mismo compartimiento sobre un lado de la tubería tal como se muestra en la figura 13. Una onda ultrasónica de frecuencia constante se transmite al fluido por medio de uno de los elementos. Partículas sólidas o burbujas presentes en el fluido reflejan la onda de sonido hacia el elemento receptor.

El principio Doppler establece que se produce un cambio en la frecuencia o longitud de onda cuando existe un movimiento relativo entre el transmisor y el receptor. En el medidor Doppler el movimiento relativo de las partículas en suspensión que posee el fluido, tienden a comprimir el sonido en una longitud de onda más corta (mayor frecuencia). Esta nueva frecuencia se mide en el elemento receptor y se compara electrónicamente con la frecuencia emitida.

Figura 13. Medidor Tipo ultrasónico Doppler

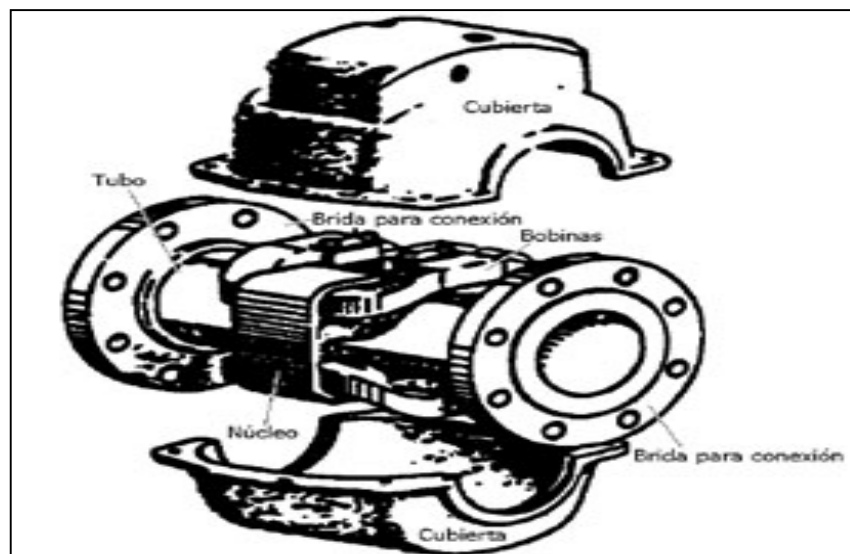


Fuente: <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

El cambio de frecuencia es directamente proporcional a la velocidad del flujo en la tubería. Estos medidores normalmente no se utilizan en fluidos limpios, ya que se requiere que una mínima cantidad de partículas o burbujas de gas estén presentes en la corriente del fluido. El medidor Doppler Clásico requiere un máximo de 25 ppm de sólidos suspendidos en la corriente del fluido, o burbujas de por lo menos 30 micrones. La exactitud de estos medidores generalmente es de +2% a +5% del valor medido. Debido a que las ondas ultrasónicas pierden energía cuando se transmiten a través de la pared de la tubería, estos medidores no deben ser utilizados con materiales tales como concretos que impiden que la onda atraviese la pared de la tubería.

Magnético . El medidor de flujo magnético, figura siguiente (Figura 14), representa uno de los medidores de flujo más flexibles y aplicables. Proporciona una medición sin obstruir el flujo, es prácticamente insensible a las propiedades del fluido, y es capaz de medir los fluidos más erosivos.

Figura 14. Medidor Tipo Magnético



Fuente: <http://www.industriaynegocios.cl/SemCaudal/web-final/MedidoresVolumetricos.htm>

Se instala igual que un segmento convencional de tubería, y la caída de presión que produce no es mayor que la producida por un tramo recto de tubería de longitud equivalente. Los medidores de flujo magnéticos son por lo tanto muy adecuados para

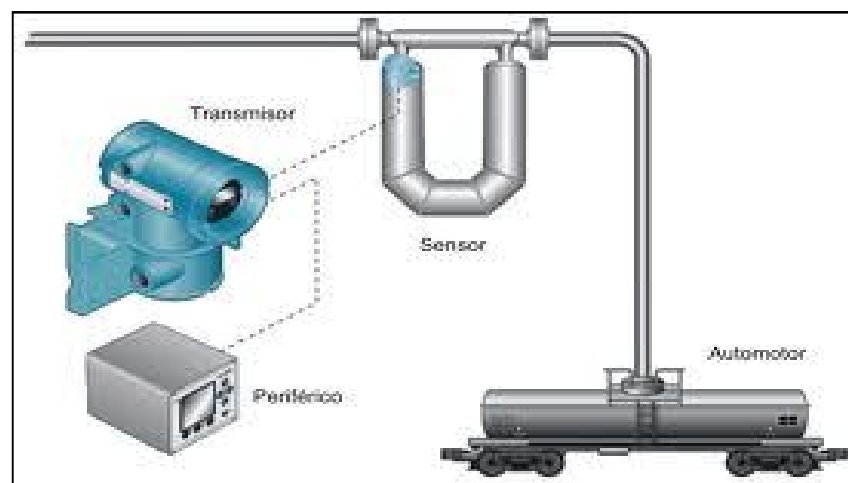
medir químicos, lodos, sólidos en suspensión y otros fluidos extremadamente difíciles de medir.

Su principio de medición proporciona una medición de flujo con una señal inherentemente lineal al flujo volumétrico independientemente de la temperatura, presión, densidad, viscosidad o dirección del fluido. La única limitación que tienen es que el fluido debe ser eléctricamente conductor y no magnético.

El principio de operación de un medidor de flujo magnético está basado en la Ley de Faraday que establece que cuando un conductor se mueve a través de un campo magnético, se produce un voltaje inducido, cuya magnitud es directamente proporcional a la velocidad del conductor, a la longitud del mismo y al campo magnético. Cuando las bobinas electromagnéticas que rodean al tubo se energizan, generan un campo magnético dentro de él.

Coriolis. El contador coriolis opera bajo el principio de fuerzas de inercia que son generadas siempre que en un sistema se superponen movimientos lineales con movimientos rotacionales.

Figura 15. Medidor Tipo Coriolis



Fuente. <http://www.google.com.co/images?hl=es&q=medidor%20coriolis>

En los contadores coriolis, la rotación se crea de una manera oscilatoria con la vibración del tubo, la cual se produce por un sistema de impulsión electromagnética que consta de

una bobina y un imán. Aguas arriba y aguas abajo del sistema de impulsión se encuentran los sensores que miden la respuesta Coriolis.

La vibración del tubo ejerce una fuerza en el líquido que fluye, y en respuesta, el líquido que fluye ejerce una fuerza de Coriolis en el tubo que debe ser de igual magnitud a la generada por este pero en dirección contraria. Cuando se genera esta fuerza de Coriolis, el tubo se deflecta en igual magnitud, aguas arriba y aguas abajo, pero en dirección contraria y este cambio en la geometría de oscilación se evidencia por una diferencia o cambio de fase (Ver Figura 15)

2.2 SELECCIÓN DE MEDIDORES

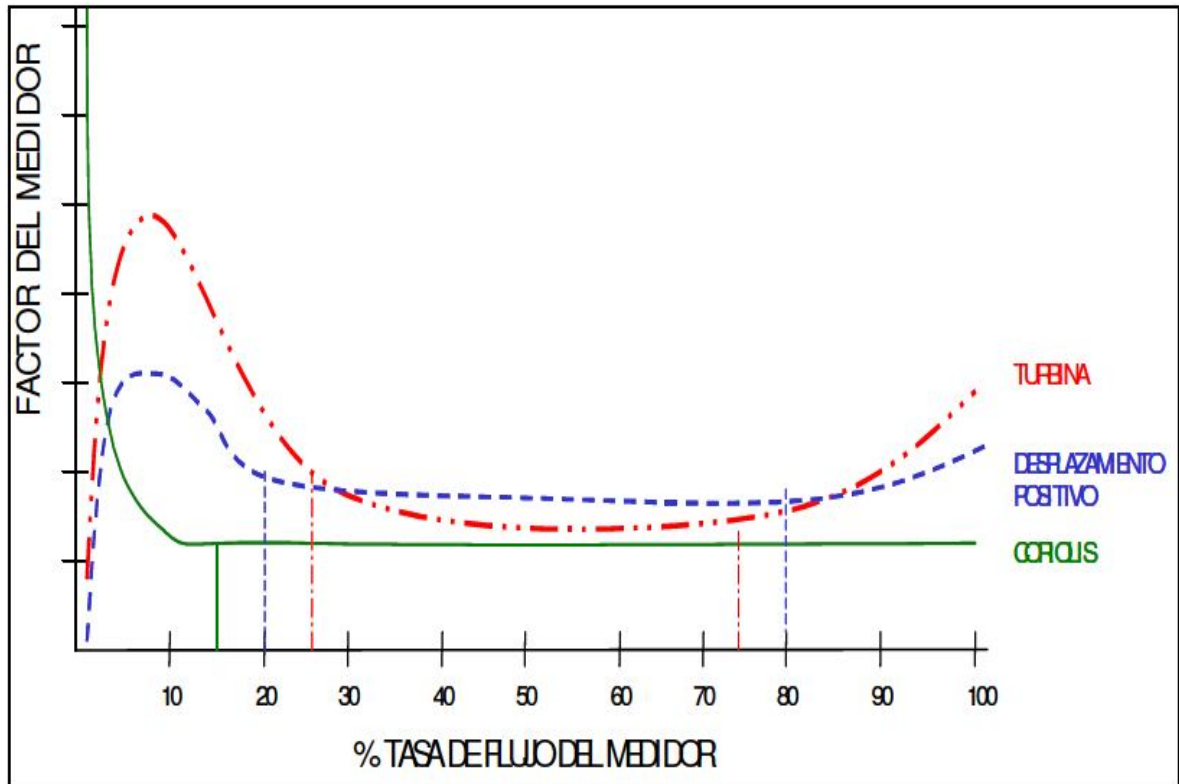
Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso.

Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

Para la selección del tipo de medidor se debe considerar la viscosidad, densidad y temperatura que posee el líquido, ya que existen equipos que son más exactos según las variables que posea el líquido, también es necesario analizar el comportamiento del factor del medidor frente a la tasa de flujo (ver fig. 16 y fig. 17).

Las turbinas en términos de operación continua tienen más larga vida de servicio que los medidores de desplazamiento positivo. Las turbinas no se pueden utilizar con líquidos que contengan sustancia que puedan aglomerarse alrededor de la superficie del medidor afectando el área de flujo a través del rotor y la velocidad del mismo.

Figura 17. Curva típica de exactitud



Fuente. Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 5, ECOPEPETROL

Tabla 1. Comparación de diferentes tipos de medición

Comparación de los diferentes tipos de medidores Para transferencia de custodia		
Desplazamiento Positivo	Turbina	Coriolis
Bajo precio e pequeños	Bajo precio	
Amplia gama de técnicas de medición (engranaje, pistón, helicoidal)	Tecnología tradicional	Ninguna condición especial de flujo
Buen desempeño en alta viscosidad	Amplio rango de temperatura y presión	Insensible a la viscosidad
Unidireccional	Unidireccional	Bidireccional

Tabla 1. Continuación

Desplazamiento Positivo	Turbina	Coriolis
Daño por bolsas de aire	Baja caída de presión	Perdida de presión
Volumétrico	Volumétrico	Másico
Rangeabilidad limitada	Rangeabilidad limitada	Alta rangeabilidad
Exactitud y calibración dependientes de la viscosidad	Excelente repetibilidad	Alta exactitud y repetibilidad
Alto mantenimiento	Requiere mantenimiento	Mínimo mantenimiento
Sin restricciones (analizar las posibilidades de cavitación)	Numero Reynolds > 4000	Insensible número Reynolds
Alto costo de instalación y mantenimiento	Alto costo de instalación y mantenimiento	Sin partes
Sensibilidad a flujos sucios	Depende del perfil de flujo	Limitado el rango
	Requiere tramos largos aguas arriba y aguas abajo	Tamaños hasta 6 pulg.

Fuente. Manual Unico de Medición MPMS, Capitulo 5, ECOPEPETROL

2.2.1 Medidores tipo desplazamiento positivo (DP). Los medidores de desplazamiento positivo miden la cantidad de fluido que circula por un conducto, dividiendo el flujo en volúmenes separados y sumando los volúmenes que pasan a través del medidor.

En cada medidor, se pueden destacar tres componentes comunes:

- Cámara, que se encuentra llena de fluido.
- Desplazador, que bajo la acción del fluido circulando, transfiere el fluido desde el final de una cámara a la siguiente.
- Mecanismo (indicador o registrador), conectado al desplazador, que cuenta el número de veces que el desplazador se mueve de una parte a otra en la cámara de trabajo.

Un problema importante que se debe tener en cuenta al fabricar un medidor de desplazamiento positivo es conseguir una buena estanqueidad de las partes móviles, evitando un par de rozamiento inaceptable y que la cantidad de líquido de escape a través del medidor sea moderada. Por esta razón, es necesario calibrar el medidor de desplazamiento a varios caudales, dentro del margen de utilización, con un fluido de viscosidad conocida.

En cuanto a los tipos de medidores para líquidos se encuentran los siguientes:

- Medidores de tipo pistón
- Medidores de paletas deslizantes
- Medidores de engranajes.

Los medidores de tipo pistón se utilizan, habitualmente, para medidas precisas de pequeños caudales, siendo una de sus aplicaciones en unidades de bombeo de distribución de petróleo.

Los medidores de paletas deslizantes se usan para medir líquidos de elevado coste, siendo instalados, generalmente, en camiones cisternas para la distribución de combustible para la calefacción.

Los medidores de engranajes encuentran aplicaciones para un amplio margen de líquidos y condiciones de funcionamiento, aunque la precisión de la medida no es tan elevada.

La exactitud en estos medidores depende de tres factores:

- Que el volumen de la cámara de medición permanezca constante. Para ello se debe evitar depósito de cera o adherencia viscosa y desgaste que causa un cambio en el volumen.
- Que todo el líquido que entra al medidor vaya a la cámara.
- Que el flujo transferido pase por el medidor solo una vez.

Evitando que el porcentaje de pérdida alrededor o a través de la cámara de medición pueda cambiar debido a una variación en la viscosidad del líquido y/o desgaste que agranda o reduce las áreas de espacios libres.

2.2.1.1 Características medidor de desplazamiento positivo.

- Las características básicas de este medidor es que mide el flujo volumétrico directamente con una repetibilidad de $\pm 0.025\%$ y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.

- La linealidad de este tipo de medidores es de aproximadamente de +/- 0.25% si las condiciones de operación tales como temperatura, viscosidad y presión entre otras se mantienen constantes al variar la rata de flujo el factor de calibración estará dentro de ese rango.

2.2.2 Medidores tipo Turbina. Este medidor determina la rotación angular del rotor y con esta información se deduce el volumen de líquido que ha pasado por el medidor. Los factores que afectan la precisión de estos medidores generalmente son analizados en términos de sus efectos:

- Área de flujo: El medidor de turbina, mide el flujo volumétrico por deducción. En realidad detecta la velocidad de flujo en base a la velocidad de rotación de un rotor de alabes. Se asume que el flujo volumétrico (Q) es proporcional a la velocidad de flujo que se mide (V), suponiendo una área de flujo constante. La velocidad de flujo: Si las velocidades a través del rotor del medidor 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 un fenómeno llamado cavitación.
- La contrapresión del sistema: Se recomienda que la contrapresión mínima sobre el medidor de turbina sea 1.25 veces mayor que la presión absoluta de vapor más dos veces la caída de presión a través del medidor.

Donde: $P_b = (1.25 \cdot P_e + 2 \cdot D_p)$

P_b = Contrapresión mínima

P_e = Presión absoluta de vapor

D_p = Caída de presión a través del medidor

- Velocidad de rotor: La suposición de que la velocidad media del rotor esté directamente proporcional a la velocidad axial a través del medidor puede verse afectada por los siguientes factores:

- Fricción del rodamiento
- Fricción viscosa
- Configuración de álabe del rotor
- Acondicionamiento de flujo

Algunos de los factores que pueden afectar la área de flujo constante son: Depósitos (Parafina), Espesor de capa límite, Cavitación, Condiciones de operación (temperatura y presión). Por ejemplo para un medidor de 2" una película de una milésima de pulgada afectará el rendimiento del medidor más o menos en el 2%.

2.2.2.1 Características Básicas Del Medidor Tipo Turbina.

- Un medidor de turbina de alto rendimiento posee baja fricción en los rodamientos.
- La rata de flujo en la que la velocidad del rotor comienza a estar en desproporción frente a la rata de flujo del líquido, porque aumenta a medida que se incrementa la viscosidad.
- Cualquier cambio en la geometría de los bordes de los álabes del rotor debido a erosión, corrosión, o adherencia de basura, cambiará la relación entre la velocidad del rotor y la del líquido, por consiguiente, el rendimiento del medidor.
- Los medidores de turbinas requieren acondicionamiento de la corriente de flujo inmediatamente aguas arriba y aguas abajo del medidor.
- Cualquier depósito sobre la parte del área de flujo a través del rotor afectará drásticamente el rendimiento del medidor.
- Los medidores de turbina experimentan cambios en el área de flujo a raíz de las variaciones significativas en la presión y la temperatura.
- El medidor tipo turbina mide el flujo volumétrico directamente con una REPETIBILIDAD de +/- 0.02 % y si se desea obtener una buena repetibilidad es necesario mantener un flujo constante.

- La LINEALIDAD de los medidores tipo turbina es aproximadamente de +/- 0.25 % como se define

2.2.3 Medidores Tipo Coriolis. Los medidores de caudal que miden directamente la masa usando sus propiedades, como los medidores Coriolis, opuestos a aquellos que miden volumen o velocidad, fueron desarrollados y comercializados en la década de 1980. Los medidores de este tipo, han encontrado numerosas aplicaciones porque esta tecnología es robusta y soporta variaciones moderadas en las propiedades del fluido sin disminuir su desempeño metrológico. La medida de flujo es insensible a los cambios en la presión, la temperatura, la viscosidad y la densidad. Los medidores que miden directamente masa, se valen de los principios básicos de la mecánica clásica, considerando el fluido como un medio continuo para obtener una medición exacta y confiable ante variaciones en las condiciones de proceso. A causa de esta cualidad, es posible usar el medidor Coriolis en una amplia variedad de procesos. En 1835 el ingeniero y matemático francés Gustave Gaspard Coriolis descubrió una fuerza inercial conocida como el efecto Coriolis. El efecto de la fuerza de Coriolis, es una desviación aparente de la trayectoria de un objeto que se mueve dentro de un sistema rotativo de coordenadas. En realidad el objeto no se desvía de su trayectoria, pero parece hacerlo debido al movimiento del sistema. Cuando un fluido se desplaza a través de los tubos del sensor en oscilación se produce la fuerza de Coriolis.

Esta fuerza origina una flexión en sentidos opuestos entre la entrada y la salida el sensor; esto origina una torsión. Si el flujo másico a través del sensor en oscilación se incrementa, la flexión es mayor, y es medida por los detectores montados en la entrada y la salida de los tubos. Cuando los medidores tipo Coriolis fueron introducidos por primera vez, los tubos de vibración eran montados en sistemas rígidos. Como regla del dedo pulgar eran montados en placas de metal. A lo largo de los años, los realces en el diseño han facilitado los requisitos del montaje para muchos medidores de Coriolis. Algunos medidores se pueden montar en la tubería usando buenas prácticas, incluyendo la alineación apropiada de los rebordes de acoplamiento. Aunque las raíces de los medidores tipo Coriolis de hoy se remontan a los años 50, no fue sino hasta 1977 que Micro Motion introdujo un medidor Coriolis comercialmente viable para los usos industriales. Desde ese tiempo otros medidores se han incorporado al mercado.

Los avances del medidor de flujo másico Coriolis aplicados en los procesos, permitieron que el medidor ampliara la sola medida de flujo de líquido, a medir también la densidad y posteriormente a medir flujo de gas. En este tipo de medidores el fluido pasa a través de un tubo en forma de “U” (existen también otras formas, dependiendo del fabricante). Este tubo vibra a su frecuencia natural, excitado por un campo magnético; la vibración es similar a la de un diapasón, con una amplitud de menos que 1 mm. Si hacemos circular un fluido por su interior, durante la mitad del ciclo de vibración del tubo (es decir, cuando se mueve hacia arriba) el fluido entrante empuja el tubo hacia abajo resistiéndose a la vibración, en cambio que el fluido saliente lo hace hacia arriba. Esta combinación de fuerzas causa que el tubo experimente una torsión. Durante la segunda mitad del ciclo, cuando el tubo se mueve hacia abajo, la torsión resultante tendrá la dirección opuesta. Por consiguiente, tenemos que en cada codo del tubo se produce una oscilación de igual frecuencia (la frecuencia natural) pero desplazadas en fase. Este desplazamiento de fase es directamente proporcional a la razón de flujo másico del fluido que circula por el interior. Si se colocan sensores electromagnéticos (“pickups”) en cada codo, éstos generan una señal sinusoidal cuya diferencia de fase (ΔT) es medida por la unidad electrónica del transmisor para transformarla finalmente en una señal 4-20 mA.

2.2.3.1 Características Básicas de este Medidor.

- Buena exactitud y alto alcance de medición. Se introdujo al mundo de los procesos como tecnología viable para la medición de flujo y ha tenido un desarrollo intensivo de ingeniería, hasta llegar a ser altamente confiable, exacta, de uso fácil para la medición en un amplio rango de caudal de mínimo a máximo. Esta tecnología es menos exigente en el requerimiento del acondicionamiento de caudal, ya que los efectos de remolino y de perfil no son tan influyentes en la exactitud del medidor.
- Se logran exactitudes de +/- 0.10% en medición de flujo, con repetibilidad de +/- 0.005%. La exactitud sobre la medida de densidad es de +/- 0.0005 g/cc.
- Alta fiabilidad. No tienen partes que se desgasten, casi no requieren mantenimiento rutinario. Necesitan menos dispositivos instalados en comparación con medidores de turbina o de orificio compensado, hay menos fuentes de error, mantenimiento y

calibración. Bajo costo de operación. Mientras que Coriolis a menudo tiene un costo de capital alto, los ahorros debidos a los costos reducidos de instalación y operación, combinados con el “valor de la exactitud” a menudo hacen que esta tecnología sea la menos costosa con el tiempo.

- Rangeabilidad de 20:1 a 80:1; dependiendo del modelo.
- El sensor es no intrusivo y no tiene partes móviles propensas al desgaste, expuestas al proceso, lo que genera bajo mantenimiento.
- Fácil instalación, pues no se requieren condiciones especiales de flujo o acondicionamiento de la tubería.

2.2.3.2 Instalación Medidores tipo Coriolis. Este tipo de medidor mide la masa directamente, pero para medir volumen la configuración toma la masa medida y la divide por la densidad medida por el equipo, se recomienda instalar un transmisor de temperatura por separado para compensar y hacer los ajustes cuando se realiza conversión a volumen, pues no es recomendable usar la RTD del Coriolis puesto que su instalación ha sido diseñada para hacer la compensación para el material de los tubos. Durante la instalación del sensor los tubos deben permanecer llenos de fluido en una sola fase y no deben transmitirse vibraciones externas a estos; teniendo en cuenta que la interferencia electromagnética (EMI) no debe exceder la capacidad del blindaje del sensor. Algunas recomendaciones para el mantenimiento del sistema son:

- Inspección visual del montaje mecánico cada año.
- Inspección visual de los sellos de conexión y del conduit cada año.
- Verificación del cero flujo durante la puesta en marcha y cada seis meses.
- Verificación de salida análoga y pulsos cada año.
- Verificación de lecturas de densidad cada año.

2.3 SELECCIÓN DE PROBADORES

La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un sistema de medición dinámico, realizando una comparación sencilla

entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador. Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

- Probadores convencionales de tubería o probadores de desplazamiento mecánico.
- Probadores de volumen pequeño.
- Probadores volumétricos o tanques.
- Medidores Maestros.

2.3.1 Probadores de Desplazamiento. Los probadores convencionales para líquidos, consisten de tres diseños básicos. Estos son los siguientes:

Unidireccionales de esfera. Este tipo de probador opera en forma similar al Bidireccional y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son las mismas. Su principal característica es que la parte de tubería con volumen calibrado (entre swiches) es un tramo recto.

Unidireccionales de pistón. Este tipo de probador opera en forma similar al unidireccional de esfera y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismos". La parte de tubería con volumen calibrado (entre swiches), es un tramo recto debido a que el pistón no tiene facilidad, que si tiene la esfera, para desplazarse por tuberías curvas debido a su rigidez, por lo tanto, este tipo de probador ocupa más espacio que el de esfera y necesita dos chequeos adicionales para poder invertir la dirección del pistón.

Bidireccionales de esfera y de Pistón. Los probadores bidireccionales consisten en una válvula de cuatro (4) vías, dos (2) cámaras de lanzamiento, tuberías de carrera previa, sección de volumen calibrado, dos (2) swiches detectores de la esfera y algunos elementos adicionales. La posición de la válvula de cuatro vías determina la dirección del flujo. Las cámaras de lanzamiento envían la esfera en la corrida de prueba, como también desaceleran la misma al llegar a ellas. La tubería de carrera previa permite suficiente tiempo a la válvula de cuatro vías para hacer sello completo antes que la esfera actúe los swiches, esto asegura que el fluido registrado por el medidor, este pasando completamente a través del probador. La sección de volumen calibrado en el probador es la comprendida entre los swiches detectores y se compara con el volumen registrado en el Medidor bajo prueba; de ésta relación resulta el factor de corrección llamado "factor del

medidor”. El volumen base calibrado es la suma de los volúmenes en ambas direcciones entre detectores.

2.3.2 Probadores de Volumen Pequeño. Este tipo de probador puede ser móvil o fijo y el volumen certificado es notoriamente menor que uno convencional debido a la ayuda de los detectores de alta precisión usados en conjunto con las técnicas de interpolación de pulsos. Los métodos de interpolación de pulsos, que comprenden el conteo de una fracción de una serie de pulsos, son usados para obtener una alta resolución sin requerir contar los 10.000 pulsos mínimos recomendados del medidor, para un paso del desplazado entre detectores, La repetibilidad y precisión requerida depende de la electrónica de interpolación, la uniformidad de los pulsos generados por el medidor, la estabilidad de la presión, temperatura, el flujo (para turbinas y ultrasónico) y las características propias del medidor.

2.3.3 Probadores Volumétricos Tipo Tanque. El líquido que pasa a través del medidor se recoge en el tanque, hasta alcanzar la marca de calibración o un volumen muy próximo a ella. El volumen se lee en la escala calibrada y luego se compara con el volumen registrado por el medidor. De esta comparación se calcula el factor de corrección llamado “factor del medidor”. Para altas ratas de flujo el tanque tendría que ser muy grande lo cual resulta poco práctico. El flujo se debe iniciar tan pronto comience el llenado y pararse cuando el recipiente este lleno.

2.3.4 Medidores Maestros. Cuando un medidor es seleccionado como referencia para evaluar otro medidor, aquel se denomina medidor maestro y la comparación de las dos lecturas de los medidores es el método de prueba llamado indirecto. Tanto el medidor a evaluar como el medidor maestro deben estar equipados con registradores de flujo o contadores de pulsos, de tal forma que éstos sean inicializados y parados al mismo tiempo en forma eléctrica. Al igual que los probadores convencionales, el medidor maestro debe ser acoplado en serie, asegurándose que todo el flujo que pasa por el medidor a evaluar pase también por el medidor maestro.

3. ESTACIÓN DE TRANSFERENCIA CAMPO MORICHE

La estación de descarga es el punto donde toda la producción de petróleo del campo es fiscalizada antes de ser bombeada al patio de tanques; estas estaciones no sólo reciben el crudo de las estaciones de flujo en el área sino también de los pozos cercanos a ella. Su función principal es el tratamiento final del crudo para obtener un crudo que cumplan con las especificaciones de calidad.

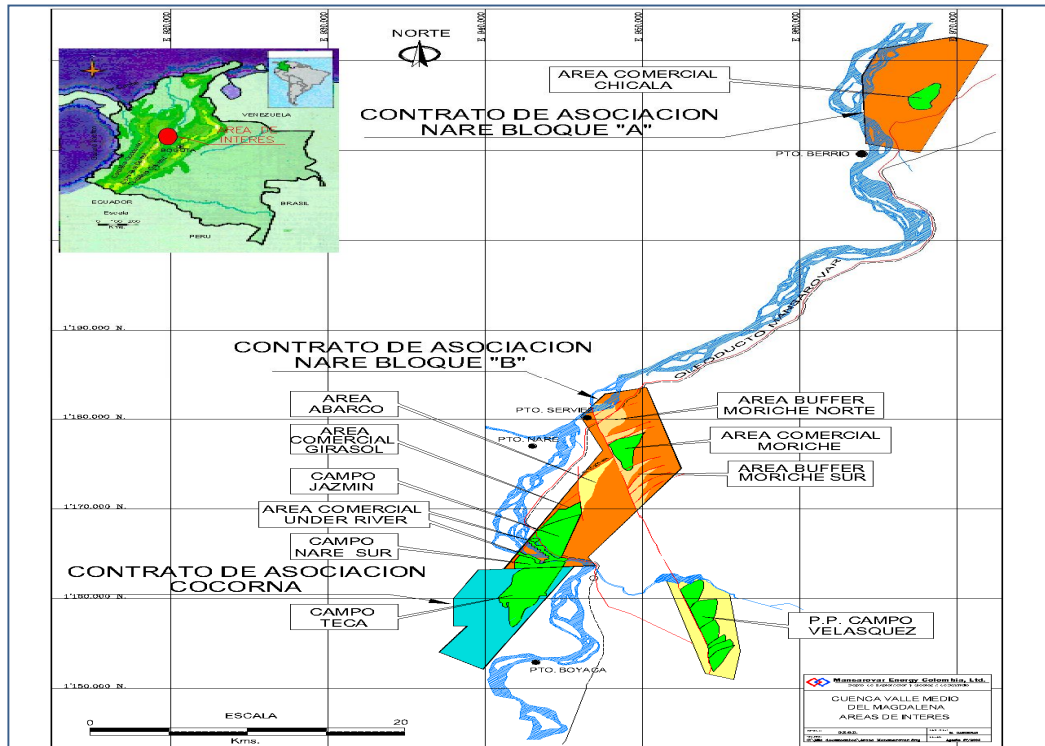
Las estaciones de descarga están provistas de equipos destinados al tratamiento, almacenamiento y bombeo del petróleo hasta los patios tanques. Para el tratamiento, cuentan con separadores gas-crudo para las producciones limpias (libres de agua), sucias (con agua) y de prueba, además de realizar la separación agua/crudo por medio de calentadores y tanques de lavado o de estabilización y así cumplir con las especificaciones de concentración.

3.1 GENERALIDADES CAMPO MORICHE

El área de Campo Moriche está localizada adyacentemente a Abarco por el Suroeste dentro de la Asociación Nare "B", la cual está localizada estructuralmente sobre el flanco oeste de la cuenca del valle medio del Magdalena en los departamentos de Boyacá, Antioquia y Santander y ubicado al noroeste a 90 millas de Bogotá, como se muestra (Ver Figura 8). Con un área de 1085 acres, Ecopetrol concedió la comercialidad del campo Moriche a la Texas Petroleum Company en 1989.

3.1.1 Ubicación de pozos. El yacimiento de interés en el Campo Moriche corresponde a la zona B de la formación Chuspas. Las unidades individuales de arena no son uniformes y continuas lateralmente, lo que hace que la correlación entre pozos sea difícil (Ver Figura 18).

Figura 18. Localización de Campo Moriche



Fuente. Mansarovar Energy Colombia

3.1.2 Caracterización de Fluidos. La caracterización de fluidos permite identificar las composiciones y condiciones tanto de los fluidos contenidos en yacimiento. Para la adecuada caracterización del crudo en campo Moriche, se realizaron análisis PVT y análisis básicos por parte del departamento de producción de Mansarovar, donde es tomada una muestra de crudo pesado directamente del pozo y es llevada a los laboratorios en campo donde se identifican las propiedades básicas de gravedad API, temperatura y viscosidad en el crudo.

La gravedad API a 60 °F del crudo del área Moriche, varía entre 12.4 °API a 15.8 °API, con un promedio para el campo de 14.1 °API. De acuerdo con la información de algunas pruebas de viscosidad de crudo del campo Moriche hechas en septiembre 2007, se determino una viscosidad del crudo de 1050 cp. (1050 mPas) @ 110 °F (Ver Tabla 2).

Tabla 2. Datos Básicos de Yacimiento (Formación Chuspas)

Gravedad API	14.1 °
Temperatura	90 °F – 100 °F
Viscosidad Crudo	1050 cp. @ 110 °F
BSW (Crudo frio)	9% a 15%
BSW (Crudo caliente)	15% a 35%

Fuente. Mansarovar Energy Colombia

3.2 FACILIDADES DE SUPERFICIE CAMPO MORICHE

3.2.1 Batería de Producción. Campo Moriche cuenta con una batería de producción que cuenta con 12 tanques de 500 Bls cada uno aforado y certificado (Ver Figura 19).

Figura 19. Tanques de Almacenamiento



Fuente. Mansarovar Energy Colombia

A cada una de las estaciones llega por tubería el petróleo producido de diferentes pozos. Este petróleo se almacena y se deja en reposo por un determinado número de horas para que se separen los fluidos de producción. Los tanques de almacenamiento están diseñados para el almacenamiento y manipulación de grandes volúmenes de petróleo y gas, y son generalmente más grandes y considerados como más permanentes.

El almacenamiento constituye un elemento de sumo valor en la explotación de los servicios de hidrocarburos ya que actúa como un pulmón entre producción y/o transporte para absorber las variaciones de consumo. Para la construcción de los mismos se emplean láminas de acero de distintos espesores conforme su posición relativa en la estructura del tanque. Estas piezas se sueldan entre sí de acuerdo a normas de construcción que garantizan la integridad y posterior funcionamiento del almacenaje. Los tanques soldados están diseñados para soportar presiones internas del orden de 0,175^a 0,350 Kg/cm² y se han construido de hasta 240000 m³ de capacidad.

3.2.2 Línea de producción. Cuenta con dos (2) líneas de producción una de 12 pulg. Que actualmente no está en uso y otra de 20 pulg. Con la cual se realiza el envío de crudo para tratamiento a un modulo de tratamiento para el crudo de Moriche que se encuentra en Campo Jazmín (Ver Figura 20).

Figura 20. Líneas de Producción



Fuente. Mansarovar Energy Colombia

La tubería de línea para producción de petróleo y gas se manufactura en tamaños que oscilan entre 1-1/2" hasta 24" (40 a 600 mm) de diámetro y manejan presiones desde los 225 psi (1,6 Mpa) hasta 4.000 psi (27,6 Mpa), dependiendo del tamaño y la temperatura llega hasta 200° F (93,3° C). Estos productos se utilizan para transportar materiales altamente corrosivos desde la estación central de recolección del campo petrolero hasta los pozos de inyección. Adicionalmente, la tubería de línea se utiliza también en líneas de flujo de gas y petróleo de baja y mediana presión donde se encuentran fluidos corrosivos.

3.2.3 Múltiple Manifold y Colectores. Compuesto de un conjunto de tuberías colectoras de mayor diámetro, que toman la producción de varios pozos; es típico disponer de un colector general y uno de prueba, independizados mediante la operación de válvulas. Generalmente vienen provistos para inyección de químicos y tomar muestra del fluido (Ver Figura 21).

Figura 21. Múltiple Manifold y Colectores



Fuente. Mansarovar Energy Colombia

3.2.4 Tratadores Electroestáticos. El modulo de tratamiento de Campo Moriche en Campo Jazmín cuenta con una recirculación de crudo hacia tratadores, dos tratadores electrostáticos con capacidad de tratamiento para 4500 BPFD, y un tanque de fiscalización de crudo con capacidad de 10000 BOPD. La alimentación pasa a través de un distribuidor a un baño de agua para la coalescencia de las gotas de mayor tamaño.

Las parrillas de electrodos de alto voltaje están localizadas en la parte superior del recipiente, arriba de la interfase agua-aceite. En caso que el nivel del baño de agua esté tan alto que alcance a los electrodos se produce un violento cortocircuito, por lo que esto debe ser evitado para la correcta operación del tratador. Los componentes principales de un campo eléctrico, Los elementos primarios son:

- Fuente de poder o transformador, el cual convierte el voltaje de línea (corriente alterna de una fase, 220 a 480 volts 50 o 60 ciclos) al voltaje de línea requerido que alimenta a los electrodos de carga.
- Electrodo inferiores o de carga.
- Electrodo a tierra que permanecen suspendidos sobre los electrodos de carga.
- Se fabrican sistemas de electrodos de alta y baja velocidad, los primeros se utilizan en crudos ligeros de baja viscosidad y con emulsiones de alta conductividad eléctrica; los electrodos de baja velocidad son recomendables para crudos de alta viscosidad y emulsiones de baja conductividad eléctrica.

3.2.5 Tea o Antorcha. Sirven para venteo y quema de vapores de separadores y tanques, descargados directamente o a través de válvulas y artefactos de relevo y seguridad (Ver Figura 22).

Figura 22. Tea o Antorcha




Fuente. Mansarovar Energy Colombia

3.3 AUDITORIA CAMPO MORICHE

Para evaluar los equipos en la estación de transferencia de campo Moriche basándose en las normas nacionales e internacionales para custodia de crudo y revisar una medición correcta de crudo en la operación de transferencia de custodia se hizo necesario realizar una auditoría (Véase las Tablas 3 a 9).

Tabla 3. Reporte de producto fuera de especificación 1

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: PO-0PE-67		Versión: 1	Fecha: 1-03-2010
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacá	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabón	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	HECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión	<input type="checkbox"/>	Auditoría	<input checked="" type="checkbox"/>
Otra	<input type="checkbox"/>	Visita	<input type="checkbox"/>
Operación de Transferencia		Entrega	<input checked="" type="checkbox"/>
		Recibo	<input checked="" type="checkbox"/>
		Tanque No	<input type="checkbox"/>
		Oleoducto	<input type="checkbox"/>
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
<p>Se evidencia que el tanque K-107 tiene una diferencia en la altura de referencia de aproximadamente 49 mm con la altura oficial de la tabla de aforo incumpliendo el límite de +/- 3 mm establecido en el Capítulo 3.1A del Manual de Estándares de Medición de Petróleo MPMS del API</p>			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
<p>Quando se ajusto la altura de la boca de llenado y medicion y no se relazio la correccion en la tabla.</p>			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)	Solicitar a empresa aforadora que recalcula la tabla con la nueva altura.		
Acción Correctiva y/o Preventiva	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
REALIZAR VERIFICACION DE CALIBRACION DE ITK	Alta	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Nov-10


Fuente: Mansarovar Energy Colombia

Tabla 4. Reporte de producto fuera de especificación 2

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: F0-OPE-07		Versión: 1	Fecha: 1-03-2010
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacá	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabán	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	HECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Auditoría <input checked="" type="checkbox"/>	Visita <input type="checkbox"/>
Otra <input type="checkbox"/>	Cual? _____		
Operación de Transferencia	Entrega <input checked="" type="checkbox"/>	Recibo <input checked="" type="checkbox"/>	Tanque No <input type="checkbox"/> Oleoducto <input type="checkbox"/>
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
<p>No se evidencia la verificación de la cinta de medición de trabajo de Ref. 1208 contra un patrón incumpliendo lo dispuesto en el numeral 7.6 Control de Equipos de Seguimiento y de Medición literal a) que dice "...Cuando sea necesario asegurarse de la validez de los resultados, el equipo de medición debe: calibrarse o verificarse, o ambos, a intervalos especificados o antes de su utilización, comparado con patrones de medición trazables a patrones internacionales..."</p>			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
No se tenía cinta patron.			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)		Se comprara cinta de Patron y de Trabajo calibradas. Se implementara formatos de control.	
Acción Correctiva y/o Preventiva	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
Cinta Patron	Alta	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Sep-10


Fuente. Mansarovar Energy Colombia

Tabla 5. Reporte de producto fuera de especificación 3

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: F0-0PE-67		Versión: 1	Fecha: 1-03-2011
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacá	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabón	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	HECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión	<input type="checkbox"/>	Auditoría	<input checked="" type="checkbox"/>
Otra	<input type="checkbox"/>	Visita	<input type="checkbox"/>
Otra Cual?			
Operación de Transferencia	Entrega	<input checked="" type="checkbox"/>	Recibo
		<input checked="" type="checkbox"/>	Tanque No
		<input type="checkbox"/>	Oleoducto
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
<p style="color: red;">Se evidenció que el instrumentado de medición de temperatura de Ref. TP7-4575 no cuenta con certificado de calibración vigente incumpliendo lo dispuesto en el numeral 7.6 Control de Equipos de Seguimiento y de Medición literal a) que dice "...Cuando sea necesario asegurarse de la validez de los resultados, el equipo de medición debe: calibrarse o verificarse, o ambos, a intervalos especificados o antes de su utilización, comparado con patrones de medición trazables a patrones internacionales..."</p>			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
No se ha calibrado.			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)		Se comprara Termometro Digital Patron y de Trabajo calibrados. Se implementaran formatos de seguimiento	
3	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
Adquisición Termometro Digital.	Alta	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Sep-10


Fuente. Mansarovar Energy Colombia

Tabla 6. Reporte de producto fuera de especificación 4

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: FO-OPE-67		Versión: 1	Fecha: 0-03-2010
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacá	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabón	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	MECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	Auditoria <input checked="" type="checkbox"/>	Visita <input type="checkbox"/>
Otra <input type="checkbox"/>	Cual? _____		
Operación de Transferencia	Entrega <input checked="" type="checkbox"/>	Recibo <input checked="" type="checkbox"/>	Tanque No <input type="checkbox"/> Oleoducto
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
<p>No se evidencia el diligenciamiento del formato FO-OPE-35 Verificación del Sistema de Medición Yarec vs. Medición Estática para dar conformidad a la operación eficaz del sistema de gestión de la calidad incumpliendo el numeral 4.1 que dice "La organización debe establecer, documentar, implementar y mantener un sistema de gestión de la calidad..."</p>			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
Se desconocía formato.			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)		Se implementará formato de seguimiento.	
3	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
Implementar Formato FO-OPE-35	Baja	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Ago-10


Fuente. Mansarovar Energy Colombia

Tabla 7. Reporte de producto fuera de especificación 5

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: P0-0PE-07		Versión: 1	Fecha: 0-05-2010
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacá	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabán	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	MECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión	<input type="checkbox"/>	Auditoria	<input checked="" type="checkbox"/>
Otra	<input type="checkbox"/>	Visita	<input type="checkbox"/>
Operación de Transferencia		Entrega	<input checked="" type="checkbox"/>
		Recibo	<input checked="" type="checkbox"/>
		Tanque No	<input type="checkbox"/>
		Oleoducto	<input type="checkbox"/>
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
<p>Se evidenciaron muestras que no cuentan con contratapa de esa forma no se garantiza que éstas no se alteren incumpliendo del numeral 8.2.4 Seguimiento y medición del producto que dice "... Se debe mantener evidencia de la conformidad con los criterios de aceptación..."</p>			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
No se han comprado tarros nuevos. Se reciclan al máximo los que se tienen.			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)		Comprar tarros nuevos.	
3	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
Cambio de recipientes para muestra con contratapa.	Baja	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Ago-10


Fuente. Mansarovar Energy Colombia

Tabla 8. Reporte de producto fuera de especificación 6

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: F0-0PE-07		Versión: 1	Fecha: 1-03-2010
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacá	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabán	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	MECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión	<input type="checkbox"/>	Auditoria	<input checked="" type="checkbox"/>
Otra	<input type="checkbox"/>	Visita	<input type="checkbox"/>
Otra Cual?			
Operación de Transferencia	Entrega	<input checked="" type="checkbox"/>	Recibo
		<input checked="" type="checkbox"/>	Tanque No
		<input type="checkbox"/>	Oleoducto
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
No se evidencia divulgación de las normas, manuales corporativos y políticas, ni capacitaciones formales en Sistemas de Medición incumpliendo 6.2.2. Competencia, formación y toma de conciencia literal b) que dice "...La organización debe cuando sea aplicable, proporcionar formación o tomar otras acciones para lograr la competencia necesaria."			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
No se ha implementado lo requerido. Se capacitaba al personal sin una directriz.			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)		Divulgar con el apoyo de recursos humanos manuales, perfiles y cronograma de capacitación.	
3	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
Divulgación de las normas, manuales corporativos y políticas, ni capacitaciones formales en Sistemas de Medición.	Media	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Oct-10

Fuente. Mansarovar Energy Colombia

Tabla 9. Reporte de producto fuera de especificación 7

 Mansarovar Energy Colombia Ltd.		REPORTE DE PRODUCTO FUERA DE ESPECIFICACIONES Y ACCIONES DE MEJORA	
Código: F0-0PE-07		Versión: 1	Fecha: 1-03-2010
PARTE A - Reporte No Conformidad			
Ciudad:	Puerto Boyacó	Fecha:	24 de Julio de 2010
Reportante:	Christian Pirabán	Cargo:	Inspector de Hidrocarburos
Contrato:	Nare	Campo:	Moriche
Área:	Operaciones Moriche	Gerencia:	
Empresa /	HECL		
Origen de la Identificación Producto NO Conforme.			
Revisión	<input type="checkbox"/>	Auditoria	<input checked="" type="checkbox"/>
Otra	<input type="checkbox"/>	Visita	<input type="checkbox"/>
Operación de Transferencia		Entrega	<input checked="" type="checkbox"/>
		Recibo	<input checked="" type="checkbox"/>
		Tanque No	<input type="checkbox"/>
		Oleoducto	
Descripción del Hallazgo			
Indique la operación que pudo ocasionar el incremento de especificaciones en el crudo.			
<p>No se evidenció la existencia de la cartelera de Políticas de Medición en el cubículo del Modulo Jazmin 2.</p>			
Análisis de Causas			
Responsable del Análisis:			
Causa(s) Básica(s):			
Se tenia en Bateria Campo Moriche y se perdio.			
Plan de Acción			
Descripción del plan de Acción por Parte del Responsable: (Diligenciado por parte del Responsable del Área)		Colocar Cartelera de Políticas de Medición	
3	Priorización de la Acción	Responsable	Fecha Propuesta de Ejecución
No se evidenció la existencia de la cartelera de Políticas de Medición en el cubículo del Modulo Jazmin 2.	Baja	COORDINADOR DE LA BATERIA / LIDER DE MEDICION	Sep-10

Fuente. Mansarovar Energy Colombia

3.4 MODIFICACIÓN DEL SISTEMA DE MEDICIÓN ACTUAL

Normalmente, la medición de los hidrocarburos líquidos se efectúa con medidores de desplazamiento positivo (DP) ó de turbina de alto rendimiento que son los métodos tradicionales de medición de flujo que determinan el caudal volumétrico del fluido, basados en condiciones de operación aparentemente constantes; pero tanto la presión y la temperatura suelen variar, cometiendo a veces errores significativos en la medición, a menos que se introduzcan los factores de corrección necesarios, basados en las condiciones reales del proceso.

Otro método es el de medir directamente el caudal másico del fluido. Aunque a la fecha se han desarrollado varios métodos de medición de flujo másico, el más difundido y que se encuentra aprobado para transferencia de custodia por el API es utilizando efecto Coriolis.

Ventajas. En un proceso de mejoramiento continuo, lo único permanente es el cambio y el desarrollo eficiente de un producto podría tener acceso a sistemas de medición que permitan la obtención del volumen y masa entregados, así como información de la densidad del producto.

Las nuevas tecnologías reducen los costos de mantenimiento ya que incluyen menos partes móviles y así mismo disminuyen las necesidades de inventarios de partes de repuesto. Se podrá instalar instrumentación (medidores de presión y temperatura) de más exactitud, que se auto-diagnostican y son aprobados para transferencia de custodia.

Véase la Tabla 10.

Tabla 10. Comparación de tecnologías

Parámetros	Requerimientos ECOPETROL	MEDIDORES			
		Desplazamiento Positivo	Turbinas	Ultrasónicos	Coriolis
Incertidumbre	0.10%	0.30%	0.25%	0.10%	0.10%
Linealidad	0.1 a 1%		0.15 A 1%	0.1 a 1%	No espe
Repetibilidad	0.25%		0.02 A 0.5	0.2 a 1%	0.1 a 0.25%
Rangeabilidad			10:1	300:1	100:1
Mantenimiento	Bajo	Alto	Medio	Bajo	Bajo
Facilidad de calibración	Medidor maestro Tanque probador Prob. compacto Báscula	Medidor maestro Tanque probador Prob. convencional Prob. compacto	Medidor maestro Tanque probador Prob.convencional Prob. compacto	Probador convencional	Medidor maestro Tanque probador Prob. convencional Prob. compacto Báscula
Medición Densidad	Preferible	NO	NO	NO	SI
Medición másica	Preferible	NO	NO	NO	SI
Enderezadores de Flujo	No deseable	NO	SI	SI	NO
Certificado para transferencia de custodia	Obligatorio	SI	SI	NO	SI

Fuente. Manual Único de Medición MPMS, Capítulo 5, ECOPETROL

Incertidumbre. La incertidumbre es un parámetro asociado con el resultado de la medición, que caracteriza la dispersión de los valores que en forma razonable se le podrían atribuir a la magnitud por medir. La incertidumbre del sistema se obtiene de la raíz cuadrada de la sumatoria de las incertidumbres de cada uno de los equipos elevado al cuadrado, así:

$$I_{total} = \sqrt{I^2 + I_t^2 + I_m^2}$$

- I_{total} : Incertidumbre total
- i_p : Incertidumbre de transmisor de presión
- i_T : Incertidumbre del sensor de temperatura
- i_m : Incertidumbre del medidor

Linealidad. Es la capacidad que posee un equipo de medición para mantener su factor de calibración casi constante para un flujo específico constante. Posibles causas de no-linealidad son:

- El sistema de medición necesita calibración, reducir el intervalo de calibración
- Mal mantenimiento del sistema de medición
- Problemas con el patrón
- Temperatura
- Humedad
- Limpieza
- Mal diseño del sistema de medición.

Repetibilidad. Es el proceso de evaluación de la desviación de un número sucesivo de lecturas repetidas en una medición o determinación directa. La repetibilidad se asocia con la comparación de dos mediciones sucesivas llevadas a cabo con el mismo aparato y por el mismo operador durante un corto intervalo de tiempo. Para obtener una buena Repetibilidad es necesario mantener condiciones estáticas ó el flujo constante (dinámicas).

Rangeabilidad. Generalmente, se refiere a la habilidad de controlar una variable, por ejemplo, el caudal de un fluido. Si se tratase de un instrumento de medición se hablaría del error, no de la "rangeabilidad" (el término correcto es "rango de control"). Aunque hay instrumentos que tienen un límite inferior, que no es zero, en ese caso habría que llamarlo directamente "escala", o "amplitud de la escala, por ejemplo, una habilidad de controlar el rango de 100:1 significa que se puede llegar a controlar la centésima parte del rango. Por ejemplo, si la válvula deja pasar hasta 100 litros por segundo, máximo, se podrá reducir el caudal hasta 1 lt, por segundo como mínimo.

El mismo concepto se puede utilizar para cualquier otro elemento de control, por ejemplo, un tiristor, un motor de velocidad variable, etc. Un rango de control de 100:1 es muy grande para la tecnología actual, 20:1 es lo normal. Es que no es fácil conseguir in comportamiento lineal en un rango grande. Si se necesitan rangos grandes, se agregan elementos de control en paralelo, cada uno con su propio rango levemente superpuesto al siguiente. Para los instrumentos de medición, el error puede ser mucho menor que 100:1, o sea del 1%, dependiendo mucho de la instalación y del tipo de instrumento. Por ejemplo, caudalímetros son instrumentos engorrosos, difíciles de calibrar e instalar, mientras que los manómetros son justo todo lo contrario.

3.4.1 Selección del Medidor. Se seleccionó el medidor Coriolis ya que presenta un mejor desempeño y facilidad en campo para su operación y económicamente es más viable; en el desarrollo del proyecto se argumentara el porqué la selección del medidor y sus ventajas frente a otros medidores.

Resultados de la Evaluación.

- Medidores de Turbina: **Descartado.**
 - No alcanza el nivel de incertidumbre requerido 0.16%.
 - Necesidad de acondicionar flujo
 - Control de contrapresión
 - Dificultad de medir flujos viscosos
 - Necesita accesorios electrónicos
 - Susceptibles a sucios y depósitos en el rotor
 - Sensible a cambios de viscosidad
 - Susceptible a daños por flujos bruscos

- Medidores Ultrasónicos: **Descartado.**
 - Necesita de un probador convencional ó un medidor maestro de igual o mejor precisión los cuales tendrían que adquirirse.
 - Afectación por viscosidades altas, lo que significa que de escoger esta tecnología, tendríamos que instalar otro tipo de medidor para (NR<10000).

- Medidores Coriolis: **Seleccionado**
 - Se obtiene el equivalente en masa del volumen de producto entregado.
 - Permitiría a los clientes que compran productos controlados registrar y demostrar ante las autoridades las cantidades adquiridas y su concordancia con el cupo autorizado para sus operaciones.
 - Facilita la elaboración de los balances máxicos que en el futuro pudieran requerirse.

- Reducción en costos de mantenimiento debido a su construcción es simple y tiene muy pocas partes móviles.
 - Los valores de masa obtenidos con los medidores son fácilmente verificables con la báscula disponible en el llenadero que tiene una desviación de +/- 30 kilos en 50 toneladas y que está certificada.
- **Incertidumbre.** La incertidumbre juega un papel importante en los sistemas de medición ya que permite dimensionar con certeza la exactitud que posee cada medidor y fallas en los sistemas de medición siendo muy útil a la hora de evaluar costos y seleccionar los sistemas de medición más adecuados para reducir este valor al mínimo o por lo menos a los requerimientos de la norma.

Tabla 11. Calculo de la incertidumbre del sistema de medición existente

COMPONENTE	INCERTIDUMBRE
Temperatura	0.1600%
Medicion con Cinta	0.2515%
Incertidumbre Total	0.2980%

Fuente. Los Autores

Tabla 12. Calculo de la incertidumbre del sistema de medición propuesto

COMPONENTE	MARCA	INCERTIDUMBRE
Sensor de Temperatura	ROSEMOUNT, Series 78	0.0035%
Transmisor de Presion	ROSEMOUNT, MODEL 305	0.0400%
Medidor Coriolis	ENDRES + HAUSERR 84 F	0.1500%
Incertidumbre Total		0.1553%

Fuente. Los Autores

La implementación del nuevo sistema de medición reducirá la incertidumbre en un 0.2562%.

3.4.2 Selección del Probador. La función del probador es verificar el volumen medido por cada uno de los medidores que conforman un sistema de medición dinámico,

realizando una comparación sencilla entre el volumen registrado por el medidor y el volumen certificado del probador.

Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

- Probadores convencionales de tubería o probadores de desplazamiento mecánico
- Probadores de volumen pequeño
- Probadores volumétricos o tanques
- Medidores Maestros

Probadores de Desplazamiento: **Descartado**

Los probadores convencionales para líquidos, consisten de tres diseños básicos. Estos son los siguientes:

- Unidireccionales de esfera. Este tipo de probador opera en forma similar al Bidireccional y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son las mismas. Su principal característica es que la parte de tubería con volumen calibrado (entre swiches) es un tramo recto.
- Unidireccionales de pistón. Este tipo de probador opera en forma similar al unidireccional de esfera y los cálculos de velocidad, longitud de carrera previa, sección de tubería de volumen calibrado, son los mismos". La parte de tubería con volumen calibrado (entre swiches), es un tramo recto debido a que el pistón no tiene facilidad, que si tiene la esfera, para desplazarse por tuberías curvas debido a su rigidez, por lo tanto, este tipo de probador ocupa más espacio que el de esfera y necesita dos cheques adicionales para poder invertir la dirección del pistón. Necesita de tramos de tubería muchos más largos para acoplar a la válvula de cuatro (4) vías. Estos tramos deben ser rectos para así asegurar que el fluido registrado por el medidor, este siendo desviado a través del probador.
- Bidireccionales de esfera y Pistón. Los probadores bidireccionales consisten en una válvula de cuatro (4) vías, dos (2) cámaras de lanzamiento, tuberías de carrera

previa, sección de volumen calibrado, dos (2) swiches detectores de la esfera y algunos elementos adicionales. La posición de la válvula de cuatro vías determina la dirección del flujo. Las cámaras de lanzamiento envían la esfera en la corrida de prueba, como también desaceleran la misma al llegar a ellas.

La tubería de carrera previa permite suficiente tiempo a la válvula de cuatro vías para hacer sello completo antes que la esfera actúe los swiches, esto asegura que el fluido registrado por el medidor, este pasando completamente a través del probador. La sección de volumen calibrado en el probador es la comprendida entre los swiches detectores y se compara con el volumen registrado en el Medidor bajo prueba; de ésta relación resulta el factor de corrección llamado "factor del medidor". El volumen base calibrado es la suma de los volúmenes en ambas direcciones entre detectores.

- Probadores Volumétricos Tipo Tanque : **Descartado**. Estos tipos de probadores son recipientes de volumen conocido que pueden ser cerrados o abiertos. Este probador es ideal para calibración de probadores y medidores empleados en llenaderos de Carrotanques.
- Probadores de Volumen Pequeño: **Seleccionado**. Este tipo de probador puede ser móvil o fijo y el volumen certificado es notoriamente menor que uno convencional debido a la ayuda de los detectores de alta precisión usados en conjunto con las técnicas de interpolación de pulsos.

Los métodos de interpolación de pulsos, que comprenden el conteo de una fracción de una serie de pulsos, son usados para obtener una alta resolución sin requerir contar los 10.000 pulsos mínimos recomendados del medidor, para un paso del desplazador entre detectores.

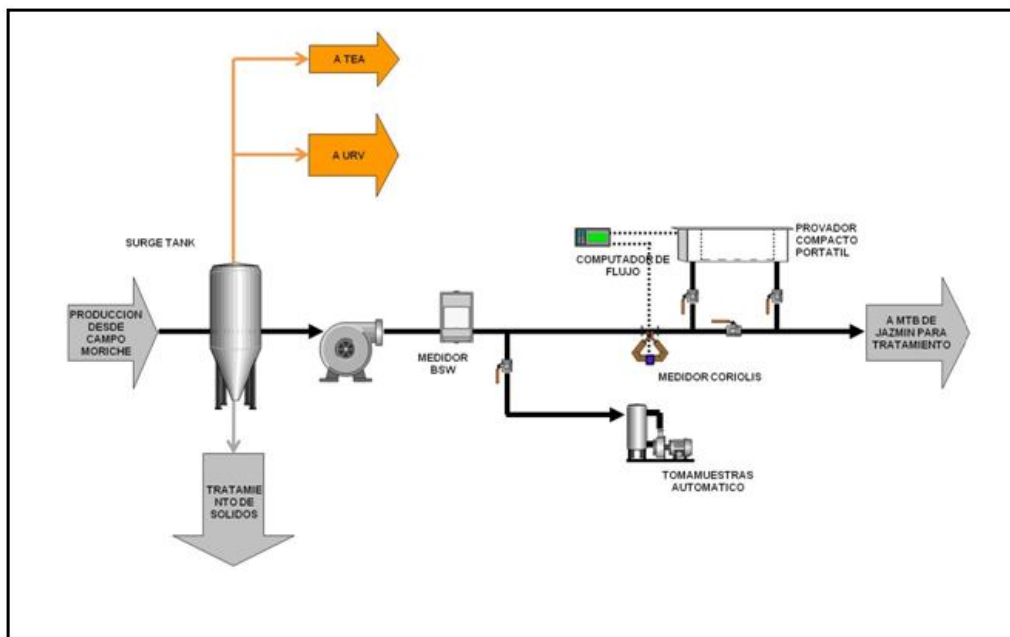
La repetibilidad y precisión requerida depende de la electrónica de interpolación, la uniformidad de los pulsos generados por el medidor, la estabilidad de la presión, temperatura, el flujo (para turbinas y ultrasónico) y las características propias del medidor.

Consideraciones Para la Selección de un Probador de Volumen Pequeño.

- El probador será exclusivo de un sistema de medición o será compartido por varios sistemas de medición.
- Dispersión geográfica de los sistemas de medición dentro de la Estación (Manejo de contaminación, diferencia de temperatura entre probador y medidor).
- Rangos de temperatura y presión.
- Ratas de flujo mínima y máxima esperadas y la estabilidad de la rata de flujo.
- Propiedades físicas de los líquidos a ser manejados.
- Tipo del medidor a ser calibrado.
- Características de la señal de salida del medidor.
- El grado de automatización a ser incorporado en la operación de prueba.
- Códigos y normas con los que debe cumplir en el sitio de operación.
- Disponibilidad de facilidades en el sitio, tales como energía, agua, espacio, etc.
- La pérdida de presión a través del probador no debe ser mayor a las admisibles del brazo medidor bajo prueba.
- Tamaño del bache para poder realizar el proceso de calibración.
- Tiempo necesario para poder realizar el proceso de calibración.
- Conocimiento y nivel tecnológico para operar y mantener el probador compacto.

3.4.3 Diseño típico propuesto. El diseño propuesto fue desarrollado en base al manual único de medición y sus criterios de selección para medidores y probadores, este diseño nos permitió reducir la incertidumbre a valores aceptables (Ver Figura 23). Los proyectos en la industria de los hidrocarburos se evalúan por medio de ingresos que puedan presentar un beneficio económico para la empresa, por esta razón se hizo necesario hacer un análisis económico evaluando los diferentes tipos de medidores para lograr seleccionar el diseño conceptual económicamente viable.

Figura 23. Diseño Propuesto



Fuente: Los Autores

Componentes:

- Surge Tank
- Bomba
- Medidor BSW
- Tomamuestras Automático
- Medidor Coriolis
- Computador de Flujo
- Probador Compacto Portátil

4. ANALISIS ECONOMICO

El desarrollo del análisis económico se realizó para los diferentes tipos de medidores tratados en este proyecto teniendo en cuenta sus costos y sus valores de incertidumbre al implementarse.

Tabla 13. Datos de campo para análisis

CONCEPTO	CRUDO
PRODUCCION (BLS/DIA)	4500
GANANCIA POR INCERTIDUMBRE (BLS/DIA)	12
TOTAL RECUPERADO (BLS/ANO)	4320
PRECIO BBL EN US\$	194.400
PERDIDA DE PRODUCCION (BLS)	9.000
PERDIDAS DE PRODUCCION (\$US)	405.000

Fuente. Los Autores

Tabla 14. Incertidumbres Calculadas

INCERTIDUMBRE ACTUAL (%)	0.2980
INCERTIDUMBRE NUEVA (%)	0.1553
GANANCIA EN INCERTIDUMBRE (%)	0.1427

Fuente: Los Autores

Inversión del Medidor.

Tabla 15. Inversión del Medidor

ITEM	CANTIDAD	PRECIO \$US	TOTAL
PROBADOR 6" COMPACTO	1	150.000	150.000
TRANSMISORES DE PRESION	1	4.211	4.211
TRANSMISORES DE TEMPERATURA	1	3.158	3.158
MEDIDOR 3"	1	18.000	18.000
ENDEREZADORES DE FLUJO	1	5.000	5.000
COMPUTADOR DE FLUJO	1	18.000	18.000
VALVULAS DE CONTROL	2	10.000	20.000
VALVULAS DOBLE SELLO	2	12.000	24.000
CONTRATO DE CONSTRUCCION	1	50.000	50.000
TOTAL (\$US)		270.368	292.368
IMPROVISTOS + CONTINGENCIAS	10%	27.037	29.237

Fuente: Los Autores

- Disminución de la incertidumbre es del 0.2562%.
- Las ventas proyectadas para el 2010 son de 1.620.000 barriles. La disminución de la incertidumbre de 0.2562% equivalen a 4.150 barriles que valorados a US 45/barril (precio promedio) representa un beneficio económico de US 186.750.
- Se estiman unos costos fijos de mantenimiento del 2% de la inversión y 0% de operación
- Los equipos que deben instalarse tienen un costo estimado de US\$ 321.605 (incluyendo construcción, instalación y puesta en marcha).
- Debido a que la evaluación fue realizada en dólares, se utilizó el promedio de la TRM del periodo enero-octubre de 2006, el cual es de \$1803/US.
- La evaluación se proyectó a 10 años.
- La inflación esperada es de 2.3% anual durante los 10 años.
- Los impuestos se estimaron en 35%.
- Toda la inversión se realizará con recursos propios.

4.1 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PARA MEDIDOR TIPO CORIOLIS

Tabla 16. Flujo de caja

Conceptos	0	1	2	3	4	5	6	
Ventas Proyectadas		0	144,342	147,662	151,058	154,532	158,087	161,723
- Costos Mnto.	6,432		(6,432)	(6,432)	(6,432)	(6,432)	(6,432)	(6,432)
-Costos de operación	-	0	0	0	0	0	0	0
- Depreciación		(32,161)	(32,161)	(32,161)	(32,161)	(32,161)	(32,161)	(32,161)
Utilidad Operativa		105,749	109,069	112,465	115,940	119,494	123,130	
Impuestos (35%)		(37,012)	(38,174)	(39,363)	(40,579)	(41,823)	(43,096)	
Utilidad Operativa después imp.		68,737	70,895	73,103	75,361	77,671	80,035	
+ Depreciación		32,161	32,161	32,161	32,161	32,161	32,161	
Flujo de Caja operativo		100,898	103,056	105,263	107,521	109,832	112,195	
Inversión	-321,605							
Inversión incremental Capital de Trabajo	-14,434	-332	-340	-347	-355	-364	-372	
+ Recuperación de trabajo		-				-		
Flujo Neto del Proyecto	-336,039	100,566	102,716	104,916	107,166	109,468	111,823	
Flujo de caja descontado		91,423	84,889	78,825	73,196	67,971	63,121	
Acumulado	-336,039	-244,616	-159,727	-80,902	-7,707	60,265	123,386	

Fuente. Los Autores

Resultados del Análisis Económico.

- Tasa Interna de Retorno: 26.57%
- Valor Presente Neto: US\$ 321.954
- Tiempo de retorno de la inversión: 5 años

La selección del medidor Coriolis es económicamente viable ya que los costos de la inversión se recuperan alrededor de cinco años ya que presenta una Tasa Interna de Retorno del 26.57% como se observa en el Flujo de Caja (tabla 15).

4.2 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PARA MEDIDOR TIPO DESPLAZAMIENTO POSITIVO

Tabla 17. Flujo de caja

Conceptos	0	1	2	3	4	5	6
Ventas Proyectadas	0	(1)	(1)	(2)	(2)	(2)	(2)
- Costos Mtt.	18,851	(18,851)	(18,851)	(18,851)	(18,851)	(18,851)	(18,851)
-Costos de operación	-	0	0	0	0	0	0
- Depreciación		(31,418)	(31,418)	(31,418)	(31,418)	(31,418)	(31,418)
Utilidad Operativa		(50,270)	(50,270)	(50,270)	(50,270)	(50,270)	(50,270)
Impuestos (35%)		17,595	17,595	17,595	17,595	17,595	17,595
Utilidad Operativa después imp.		(32,676)	(32,676)	(32,676)	(32,676)	(32,676)	(32,676)
+ Depreciación		31,418	31,418	31,418	31,418	31,418	31,418
Flujo de Caja operativo		(1,258)	(1,258)	(1,258)	(1,258)	(1,258)	(1,258)
Inversión	-314,180						
Inversión incremental Capital de Trabajo	0	0	0	0	0	0	0
+ Recuperación de trabajo		-				-	
Flujo Neto del Proyecto	-314,180	-1,258	-1,258	-1,258	-1,258	-1,258	-1,258
Flujo de caja descontado		-1,143	-1,039	-945	-859	-781	-710
Acumulado	-314,180	-315,323	-316,363	-317,308	-318,167	-318,948	-319,658

Fuente. Los Autores

Resultados del análisis económico.

- Tasa Interna de Retorno: No Aplica%
- Valor Presente Neto: US\$ 319.659
- Tiempo de retorno de la inversión: N años

La selección del medidor de Desplazamiento Positivo no es económicamente viable ya que los costos de la inversión no se recuperan y no presenta una Tasa Interna de Retorno como se observa en el Flujo de Caja (tabla 16), esto porque no existe una ganancia de incertidumbre.

4.3 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO PARA MEDIDOR TIPO TURBINA.

Tabla 18. Flujo de caja

Conceptos	0	1	2	3	4	5	6	
Ventas Proyectadas		0	34,992	35,797	36,620	37,462	38,324	39,205
- Costos Mitto.	12,321	(12,321)	(12,321)	(12,321)	(12,321)	(12,321)	(12,321)	(12,321)
-Costos de operación	-	0	0	0	0	0	0	0
- Depreciación		(30,802)	(30,802)	(30,802)	(30,802)	(30,802)	(30,802)	(30,802)
Utilidad Operativa		(8,131)	(7,326)	(6,503)	(5,660)	(4,799)	(3,917)	
Impuestos (35%)		2,846	2,564	2,276	1,981	1,680	1,371	
Utilidad Operativa después imp.		(5,285)	(4,762)	(4,227)	(3,679)	(3,119)	(2,546)	
+ Depreciación		30,802	30,802	30,802	30,802	30,802	30,802	
Flujo de Caja operativo		25,517	26,040	26,575	27,123	27,683	28,256	
Inversión	-308,020							
Inversión incremental Capital de Trabajo	-3,499	-80	-82	-84	-86	-88	-90	
+ Recuperación de trabajo		-						
Flujo Neto del Proyecto	-311,519	25,437	25,958	26,491	27,037	27,595	28,166	
Flujo de caja descontado		23,124	21,453	19,903	18,466	17,134	15,899	
Acumulado	-311,519	-288,395	-266,943	-247,040	-228,573	-211,439	-195,540	

Fuente. Los Autores

Flujo de caja del proyecto.

- Tasa Interna de Retorno: -7.56%
- Valor Presente Neto: US\$ 160.221
- Tiempo de retorno de la inversión: No Aplica

La selección del medidor tipo Turbina no es económicamente viable ya que los costos de la inversión no se recuperan ya que presenta una Tasa Interna de Retorno del -7.11% como se observa en el Flujo de Caja (tabla 18). Fue descartado porque en el medidor Coriolis se recupera la inversión.

CONCLUSIONES

- De acuerdo a los datos observados y comparados con los dos métodos de medición de petróleo crudo en el Campo Moriche., la compañía operadora de dicho campo, MANSAROVAR, hubiese aumentado sus ingresos en el orden de 186.770 USD, considerando un precio promedio del crudo de 45 USD el barril y un período de 12 meses, si la unidad de medición hubiese funcionado oficialmente en el campo. Esto representa durante el tiempo en que la compañía operará en este campo, de aproximadamente 10 años más, siguiendo este porcentaje incremental a las condiciones técnicas y económicas actuales, un ingreso adicional del orden de los 1.867.698 USD. Obviamente representando un gran beneficio para ella y Colombia si se operara la estación con medición Dinámica tipo Coriolis, de manera correcta, siguiendo los procedimientos estándar de medición y calibración de los equipos ahora automatizados y por supuesto con la mejora continua e innovación de los conocimientos del personal operador.
- Por otra parte, otros beneficios directos claramente palpables durante este período de prueba de la unidad, han sido el ahorro del tiempo en la ejecución de la medición de petróleo crudo, la cantidad de operadores en esta actividad y reducción al máximo de errores en los resultados de la medición de hidrocarburos líquidos.
- Evaluando este beneficio, la productividad de las operaciones aumenta, teniendo en cuenta que el tiempo y trabajo dedicado a esta función serán reemplazados por la automatización, y los esfuerzos humanos serán encaminados a otras actividades que presenten la necesidad de agregar componente humano.

A pesar de las complejidades de la calibración de equipos y la estricta medición del petróleo producido en los campos de petróleo, este tipo de equipo de fiscalización y transferencia de crudo con medición dinámica tipo Coriolis, puede realizar las siguientes tareas con mucha precisión:

- Medir y registrar el volumen acumulado de petróleo crudo producido en un campo de explotación de petróleo.

- Detectar la presencia de agua en el flujo de petróleo producido y calcular su porcentaje de agua y sedimentos que están en él.
- Determinar y registrar la temperatura del petróleo crudo producido.
- Verificar la exactitud de los medidores de flujo y proveerles de calibración cuando es requerido.
- Tomar muestras de la corriente de flujo de petróleo crudo producido para proceder a realizar las pruebas convencionales del mismo.

RECOMENDACIONES

- Optimizar el sistema de medición estática actual a un sistema de medición dinámica, ya que la medición dinámica presenta una incertidumbre más baja la cual representa mayores ingresos para la empresa.
- Se recomienda que el sistema de medición dinámica a implementarse cumpla con todas las normas del manual único de medición MPMS.
- Se recomienda la selección de un medidor Coriolis, ya que este presenta mejoras en cuanto a incertidumbre en la medición frente a otros medidores y se ajusta de una mejor forma a las propiedades del crudo producido en Campo Moriche.
- Según el análisis económico realizado a los tres tipos de medidores seleccionados se recomienda la implementación de un medidor tipo coriolis ya que es la opción más viable económicamente.
- En caso de continuar con la medición estática se recomienda corregir las fallas halladas en la auditoria para cumplir con las normas.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Manual of Petroleum Measurement Standards.

ANAYA LIZARAZO, Javier Ricardo y VÉLEZ HERRERA, José Ricardo. Comparación experimental de los diferentes métodos de transporte de petróleos pesados. Tesis UIS Bucaramanga, 1997.

ARNOLD, Ken y STEWART, Maurice. Surface Production Operations. Third Edition. Houston, Texas; Gulf Publishing Company, 2008.

MC. CAIN, William. The Properties of Petroleum Fluids. Penn Well Books. Tulsa, 1990.

MILLER, R. W. Flow Measurement Engineering Handbook.

NARINO REMOLINA, Fredy. Curso Manejo, Separación y Tratamiento de Fluidos de Producción. UIS Noviembre 30 y 1 de Diciembre del 2007.

QUIZENA ESPINOSA, Zamir. Análisis de la medición custodia y fiscalización de crudo desde el marco legal y sus aplicaciones en campo.

URDIDORA Antonio J. Actualización Recopilación de normas según el ministerio de minas y energía sobre diversos aspectos de la industria de los hidrocarburos. ECOPELROL.

VAN DYKE, Kate. Fundamentals of Petroleum. Petroleum Extension Service, Tulsa, 1997