

Estudio Técnico a Componentes Electrónicos e Instrumentación Asociada de Unidades LACT.

Rico. Juan Diego, juan.rico@usantoto.edu.co

Abstract— *Currently all industrial production process requires a quality certification to ensure optimal implementation of process safeguarding the integrity of the staff working and of the product to market. The LACT (Lease Automatic Custody Transfer) systems employed to measure the quantities of crude oil volume, have different electronic equipment that requires a periodic maintenance with quality certification.*

This work presents a technical study of the main electronic equipment present in a LACT system, identifying functionally features and operating principles to determine the maintenance, verification and calibration times and also the key points which must be inspected this system.

Palabras clave— Transferencia de custodia, calidad, Cantidad, Inspección, LACT, Medición.

I. INTRODUCCIÓN

ESTE trabajo presenta los resultados de un estudio técnico realizado a los sistemas de medición dinámica de petróleo crudo llamados LACT por sus siglas en inglés Lease Automatic Custody Transfer, donde se realiza una medición para transferencia de custodia automática, empleando diferentes tecnologías de medición de flujo volumétrico, donde se garantiza no solamente la cantidad exacta de producto a transferir sino además la calidad del producto a comercializar. Se busca identificar los principales elementos que componen a estos sistemas y así mismo determinar las características y principios de funcionamiento de estos equipos, sus tiempos de mantenimiento, verificación y calibración donde requieran de algún tipo de intervención técnica, la cual requiera de certificación de alta calidad.

El estudio es iniciado con la finalidad de implementar un plan de inspección de pruebas y ensayos realizados a estos sistemas de medición dinámica para certificar estos procesos bajo el estricto seguimiento de estándares internacionales para el aseguramiento de la calidad por parte de la empresa Tecnicontrol S.A., empresa donde el autor desarrolla su proceso de práctica universitaria, requisito para optar al título de ingeniero Electrónico en el programa de ingeniería electrónica de la Universidad Santo Tomás Tunja.

II. LA MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS

En la industria del petróleo y gas es de vital importancia llevar un correcto seguimiento al transporte de crudo de un lugar a otro, así como también realizar de la manera más precisa la correcta medición de cantidades de crudo, gas líquido y demás productos emergentes de esta industria, pues la correcta medición y transporte de estos conlleva a ganancias económicas considerables, o por el contrario a pérdidas lamentables.

La medición utilizada para certificar los volúmenes que se reciben o se entregan utilizando medidores de flujo instalados en línea se denomina medición dinámica, el objeto de la medición dinámica es obtener exactitud, vida útil, seguridad, confiabilidad, ahorro de tiempo y calidad de la medición requerida de acuerdo con las mejores prácticas de industria en las operaciones de transferencia de custodia. La medición dinámica permite a empresas como Ecopetrol S.A. contabilizar y llevar el control de las cantidades de productos que son transportados y comercializados en su red de tuberías, es en sí, la caja registradora de la empresa.

La unidad de custodia de transferencia automática LACT (LEASE AUTOMATIC CUSTODY TRANSFER) permite realizar una medición dinámica más precisa y exacta de las cantidades de crudo a transferir entre partes comerciales así como también permite conocer las características influyentes del producto para la autorización de comercialización del mismo o no, cumpliendo con las normas establecidas por el Instituto Americano De Petróleo (API) como principal ente regulador de las transacciones de crudo a nivel internacional, encontrando a Ecopetrol y el ministerio de Minas y Energía como entidades reguladoras de la actividad petrolera en Colombia.

III. EQUIPOS USADOS EN LAS UNIDADES LACT

Son diferentes aspectos a considerar en lo que respecta a la medición dinámica, como lo es el tipo de fluido a medir, el tipo de instrumentación a usar, el tipo de datos y variables a considerar, entre otros. En primer lugar cuando hablamos de transferencia de custodia con medición dinámica, es indispensable contar con tecnologías de medición precisas y exactas, la herramienta principal de la instrumentación

empleada en estas facilidades de transferencia de custodia son los medidores de flujo, los cuales son de dos tipos:

- **Medidores de Flujo Directos:** Como su nombre lo dice, estos hacen una medición del volumen transferido directamente. Donde se encuentra el medidor de desplazamiento positivo (MDP) que comúnmente es de tipo álabes deslizantes, el bi – rotor y el oval. Estos separan la corriente de flujo en volúmenes iguales los cuales son medidos igualitariamente en forma continua, la sumatoria de estos volúmenes nos proporciona el flujo volumétrico total que fluye por el sistema, realizando de esta manera una medición directa y es por esto que el MDP se distingue de los demás tipos de medidores de flujo puesto que el resto son inferentes o por decirlo mejor, realizan las mediciones de flujo volumétrico de manera indirecta.
- **Medidores de Flujo Inferentes:** Estos realizan una medición del volumen transferido de manera indirecta, algunos miden la masa del fluido, otros su velocidad. Estos pueden ser de cuatro tipos:
 - Tipo Turbina Convencional
 - Tipo Turbina Helicoidal
 - Tipo Coriolis
 - Tipo Ultrasónico

Así mismo estos medidores de flujo deben contar con unos elementos adicionales de protección que ayudan a su correcto funcionamiento y mantenimiento. Estos elementos de protección son:

- **Enderezadores y acondicionadores de flujo:** Son elementos de tubería que se instalan aguas arriba de algunos tipos de medidores con el fin de acondicionar hidráulicamente el flujo antes que pase por éste. Para cada tipo de medidor, se debe seleccionar el tipo de enderezador y/o el acondicionador recomendado por el fabricante. Los dispositivos que reducen el efecto remolino y remueven los perfiles de flujo distorsionados se clasifican como acondicionadores de flujo. Los dispositivos diseñados para reducir o remover el efecto remolino son los conocidos como enderezadores de flujo.
- **Válvulas de bloqueo:** Diseñadas para permitir o bloquear el paso del flujo, es decir, trabajan totalmente abiertas o totalmente cerradas. Pueden ser de paso completo o paso reducido. Cuando se requiere garantizar la estanqueidad de la válvula se deben usar válvulas de doble aislamiento y purga (doble bloqueo y purga). Con motivos de mantenimiento, un brazo de medición debe poseer dos válvulas de bloqueo en su instrumentación una a la entrada y otra a la salida y al menos una de las dos debe ser de doble aislamiento y purga.
- **Eliminadores de aire:** La presencia de aire en el fluido a medir, crea una alta incertidumbre en la medida y puede ocasionar daños al medidor, es por esto que es necesario eliminar este aire que algunas veces está presente en el producto. Si en el sistema de transporte se prevén grandes cantidades de aire o vapor, se debe instalar un sistema

independiente de eliminadores de aire, aguas arriba del sistema de medición.

- **Válvulas de alivio térmico:** Válvula que protege los equipos e instrumentos del brazo de medición de la sobrepresión resultante de la expansión térmica del producto. Preferiblemente se deben instalar aguas arriba del medidor de flujo. El punto de ajuste (set point) debe ser menor que la máxima presión de trabajo de la tubería pero mayor que la máxima presión de operación.
- **Válvulas de control de flujo:** Son las encargadas de regular el paso del fluido a través de la tubería garantizando el caudal óptimo que debe llegar al medidor de flujo y permitiendo a su vez el trabajo de varios medidores en paralelo simultáneamente.
- **Válvula de drenaje:** Es una válvula ubicada en la parte baja del brazo de medición, utilizada como su nombre lo dice para operaciones de drenaje en procesos de mantenimiento.
- **Sensores de presión y temperatura:** Cada brazo de medición debe contar con un transmisor de presión y un manómetro así como también un sensor de temperatura, su transmisor y su termopozo de acoplamiento. Estos transmisores de temperatura deben emitir señales de datos en corriente o voltaje bien sea de 4 mA – 20 mA o de 0 V – 10 V respectivamente, estos datos irán directamente a la unidad de procesamiento fundamental de una unidad LACT que es el computador de flujo, que determinara la aprobación o no del producto medido.
- **Transmisores de pulsos:** Permite determinar el movimiento mecánico de un medidor con el fin de generar pulsos eléctricos proporcionales a la cantidad medida por el medidor de flujo, con el propósito de transmitir esta señal a largas distancias sin que se introduzca ruido eléctrico indeseable que pueda distorsionar la información transmitida. Normalmente esta señal tiene una amplitud de 12 a 24 VDC. Básicamente existen tres tipos de dispositivos transmisores de pulsos:
 - a. Bobinas de inducción magnética (pick up), con preamplificador electrónico.
 - b. Sensor de inducción por efecto Hall.
 - c. Sensor óptico.
- **Filtros de partículas contaminantes:** También conocidos como coladores (“strainers”). Dependiendo del tipo de tecnología del medidor y las condiciones del fluido medido su uso puede ser opcional. Se instala aguas arriba del medidor y tiene como objeto impedir que material particulado (con partículas contaminantes) llegue hasta el medidor y cause daños en las partes móviles e internas del mismo y en las válvulas de control localizadas aguas abajo de este. Deben tener instalados indicadores y/o transmisores de presión diferencial y estática, válvulas de venteo y drenaje y tapa de apertura rápida para tamaños iguales o superiores a 6” de diámetro.

- **Válvulas Cheque:** Este tipo de válvulas permite el flujo únicamente en un sentido. Se utilizan para prevenir que el flujo se devuelva a través del sistema de medición, ocasionando un doble conteo volumétrico.

A continuación se muestra un sistema de distribución básico de una unidad LACT

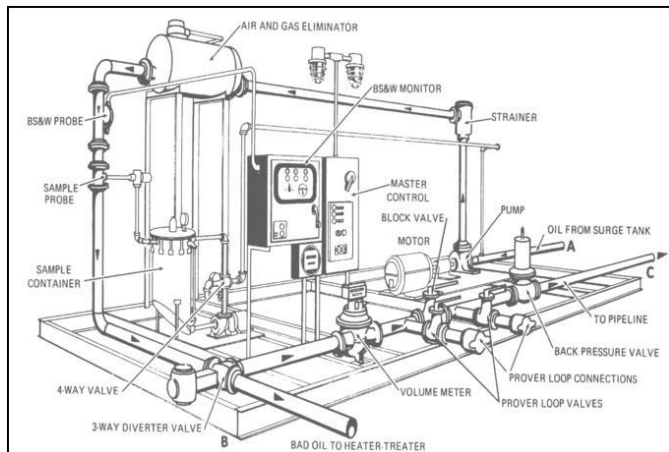


Figura 1. Instrumentación y componentes de la unidad LACT.
Fuente: FMC Technologies.

EL COMPUTADOR DE FLUJO

Después de los medidores de flujo, siendo el elemento principal de un patín de medición LACT, encontramos el computador de flujo, es el componente computarizado de un sistema de medición dinámica, es una unidad de procesamiento aritmético con memoria asociada que acepta señales convertidas eléctricamente que representan las señales de entrada de los sistemas de medición de líquidos o gases y desarrolla cálculos con el propósito de proveer la tasa de flujo e información de la cantidad total transferida. Diseñado para realizar cálculos de transferencia bajo custodia para aplicaciones de gases y líquidos siguiendo las recomendaciones de AGA y API y normas OIML para el caso de Europa.

Este es un sistema de adquisición de datos (SAD), Sistema Supervisorio (HMI), Sistema de control (DCS o PLC) e impresoras. Todos estos equipos deben estar alimentados desde un Sistema Ininterrumpido de Potencia (UPS) con un mínimo de 4 horas de autonomía. Este equipo debe desarrollar mediciones en aplicaciones de petróleo crudo, refinados, GLP, contando con los algoritmos de cálculos establecidos por normativas internacionales aplicadas al campo de la medición.

Debe procesar en tiempo real las variables de proceso, generar comandos de control (como inicios de calibración, corte de batche, manejar válvulas de control del brazo de medición, válvula de 4 vías, toma muestras automáticas, dosificadores, etc.), aceptar entradas/salidas digitales, análogas (Ej. temperatura, presión, densidad, y de alta velocidad (detectores del probador, pulsos del medidor de flujo), calculará y aplicará los factores del medidor, calculará volumen indicado, bruto,

estándar y neto (para el caso del cálculo de neto estándar se debe contar con la posibilidad de hacer reliquidación en el caso de crudos que incluyan una corrección por BSW (Base, Sediment & Water), una vez obtenidos los resultados de agua y sedimento del crudo mediante análisis de laboratorio. Estos datos podrán introducirse en el sistema en forma manual o por un sistema de transmisión de datos.

MEDIDOR MAESTRO

Los medidores maestros son utilizados para confirmación metrológica de los medidores de flujo utilizados en la operación, es decir son otro tipo de probador. Su instalación aguas arriba o aguas abajo del medidor a verificar, dependerá de evitar la acumulación de hidrocarburo entre los medidores, por lo cual el medidor que presente mayor caída de presión, deberá instalarse aguas abajo del otro.

El medidor maestro deberá contar con características metrológicas similares o superiores al medidor a verificar, de preferencia de diferente tecnología (no se podrá comparar un medidor cuya característica principal sea medir masa contra otro cuya característica principal también sea medir masa).

Se recomienda que su frecuencia de calibración sea cada 3 meses según el MPMS del API, capítulo 7.8.2.11, por lo que se deberán dejar previstas las facilidades para su calibración.

IV. ASPECTOS A CONSIDERAR PARA INSPECCIÓN

Todos los componentes electrónicos de los sistemas de medición de transferencia de custodia deberán cumplir con lo establecido en el capítulo 21, del MMH de Ecopetrol S.A., donde algunos aspectos a destacar son:

- Los sistemas de medición deben contar con la capacidad de desempeñarse en todo el rango de flujo planeado para el sistema.
- Ambiente: Se deben considerar las condiciones climáticas, para proteger la instalación adecuadamente. Se deben considerar los factores de seguridad eléctrica (incluyendo clasificación de áreas peligrosas), interferencias de frecuencias electromagnéticas y de radio, lo anterior aplica para todos los medidores de flujo aprobados para transferencia de custodia.
- Disponibilidad: El sistema de medición deberá ser diseñado para medición continua de todas las tasas de flujo esperadas.
- Mantenimiento: Se debe proporcionar un fácil acceso para trabajos de mantenimiento; y adquirirse los repuestos recomendados por el fabricante.
- Compatibilidad: El dispositivo de lectura de salida (dispositivo terciario) o registrador debe ser compatible con el tipo de señal y/o dato transmitido por el medidor.
- Instalación: Todo el equipo debe instalarse y operarse de acuerdo con las recomendaciones del fabricante; y deberá ajustarse a las regulaciones aplicables.
- La meta de incertidumbre está determinada por el margen aceptable definido por ECOPETROL S.A., de acuerdo con sus

políticas corporativas, metas y objetivos del negocio, en operaciones de transferencia de custodia.

- Se deben cumplir las especificaciones de diseño e instalación de los equipos consignados en éste estándar y por las recomendaciones de los fabricantes.

El computador de flujo cuenta con las siguientes especificaciones:

Especificaciones de Hardware:

- El computador de flujo será montado en un panel de control dedicado.
- El sistema de medición podrá contar (dependiendo del resultado del análisis de costo/beneficio) con uno o varios computadores de flujo de soporte o Hot Stand By, dependiendo del número existente de medidores de flujo y del tipo de operación (Permanente o intermitente).
- Deberá tener registros auditables, rutinas de auto diagnóstico implementadas, que sean accesibles a través del teclado o mediante un programa de PC.
- Deberá contar como mínimo con:
 - Un puerto de comunicación Ethernet orientado a conectividad TCP/IP.
 - Mínimo cuatro (4) puertos de comunicación tipo serial, RS-232/RS-485.
 - Soportar protocolo de comunicación MODBUS.
 - Puerto de conexión directa a una impresora serial.
 - Puerto para configuración mediante un PC.
- Salidas analógicas. Señal de 4 a 20 mA. La cantidad mínima dependerá de las necesidades del sistema.
- Entradas analógicas. Señales de 4-20 mA. La cantidad mínima dependerá de las necesidades del sistema.
- Entradas discretas. Mínimo una de estas será de “alta velocidad” para permitir la conexión de detectores del probador. La cantidad dependerá de las necesidades del sistema.
- Salidas discretas. La cantidad dependerá de las necesidades del sistema. Estas serán configurables para ancho del pulso fijo o variable.
- Entrada de señales de medidores de flujo. Deberá estar en capacidad de atender las señales de los medidores de flujo y del medidor maestro, donde aplique. Debe permitir manejar como mínimo 4 medidores configurables como una única estación de medición o como estaciones independiente en grupos (2+2, 3+1, etc.).
- Entradas de Medidores de Densidad. Entradas de frecuencia y/o 4-20 mA, para soportar señales de densitómetros. La cantidad mínima dependerá de las necesidades del sistema.
- Entradas de RTD tipo Pt-100, para la medición de temperatura del densitómetro, que cumpla con lo indicado en el capítulo 7, numeral 5.4.3 (API MPMS) y la norma IEC-751.
- De manera general todos los tipos de entradas y salidas, deberán contar con aislamiento óptico.

- Voltaje de alimentación: 110-120VAC o 24 VDC. Deberá incluir protección contra Sobre voltaje/Sobretensión.

Especificaciones de Software:

- Deberá permitir su configuración a través de su propio teclado o vía comunicaciones. En el caso de configuración remota por comunicaciones la interfaz debe ser del tipo GUI (Graphical User Interface).
- El computador debe ser configurable a las necesidades del usuario (en línea o fuera de línea).
- Deberá contar con la última versión de los algoritmos del API/GPA de conformidad con lo establecido en el capítulo 11 del MPMS del API, contenidas en las memorias.
- Aceptar la configuración de probadores bidireccionales convencionales y de doble cronometría, compactos y medidores maestros.
- Imprimir los reportes de medición como ticket de batch, calibración, configuración, diarios, instantáneos y auditorías. Debe ajustarse a lo indicado en el API MPMS 21.2., en varias marcas los reportes de auditoría no permiten configuración, en el capítulo anunciado anteriormente y en el 21 del MMH de Ecopetrol son referenciados como dispositivos terciarios.
- El número consecutivos del ticket de bache y de calibración de medidores debe ser configurable con 9 dígitos, los 6 dígitos menos significativos conforman el número consecutivo y los 3 más significativos, conforman el prefijo que identifica el sistema.
- Deberá permitir configurar las tablas de comunicación MODBUS con las variables requeridas para transmitir a otros sistemas.
- El C.F. debe cumplir como mínimo los requerimientos y condiciones del “Nivel A” del “sistema de fidelidad y seguridad de transmisión de pulsos”, enumerados en el MPMS del API, capítulo 5.5.4.5.
- El software estándar de los computadores de flujo deberá incorporar funciones que permitan mejorar y optimizar el desempeño de los medidores de flujo mediante curvas de linealización (con por lo menos 5 puntos de prueba) utilizando el factor del medidor MF o el K Factor.
- Las tablas permitirán manejar por lo menos ocho (8) diferentes productos por cada medidor.
- El Computador de flujo presentará tres (3) niveles de seguridad mediante el uso de claves para administración, mantenimiento y operación, que prevengan las modificaciones no autorizadas, ya sea por teclado o puerto de comunicación. El computador deberá permitir el registro histórico de accesos y acciones realizadas en su configuración. De la misma forma deberá ser posible el registro histórico de alarmas.
- Debe estar en capacidad de re liquidar un ticket de batch. En el caso de manejo de crudos, y dependiendo del contrato, debe tener la capacidad de re liquidar por correcciones de densidad o BSW.
- Capacidad de permitir la aplicación de retroactividad del Meter Factor sobre un batch en curso.
- Capacidad de manejar tres tipos de archivos por estación de medición: Archivos de tickets de batch, diario y de

calibración. Cada uno de ellos con una capacidad de mínimo los últimos 8 (ocho) tiquetes de su clase.

- Se debe garantizar el manejo de diferentes unidades de ingeniería, la unidad de medida seleccionada para los cálculos debe ser la misma para las comunicaciones y con el mismo nivel de resolución.
- Debe contar con la facilidad de acceso remoto WEB SERVER y acceso restringido.

CONSIDERACIONES GENERALES

- Si un medidor es utilizado para medir diferentes tipos de productos, entonces se deberá calibrar para cada uno de estos.
- Si el medidor no puede ser calibrado con el líquido que va a medir entonces se deberá calibrar con otro que tenga una densidad y viscosidad lo más cercana posible al líquido que va a ser medido.
- Durante la calibración debe evitarse cambios de fase en el líquido, vaporizaciones, cavitaciones, etc.
- El procedimiento de pruebas de calibración debe realizarse con alto grado de exactitud y todas las corridas deben hacerse de forma continua, con el mismo equipo y operador.
- No se deben realizar pruebas del medidor con flujos pulsantes.
- Se debe instalar aislamiento térmico al probador y a las tuberías de proceso de entrada y salida del probador.
- Se debe evitar tener el probador en línea por tiempos prolongados para disminuir el desgaste prematuro del recubrimiento interno, daño del desplazador o de los amortiguadores.
- Se recomienda que las conexiones de entrada y salida del probador al proceso sean lo más cortas posibles, para minimizar las cantidades de producto drenado o vaciado cada vez que se requiera, por motivos de mantenimiento o motivos operacionales. Las cantidades drenadas o cargadas se deben cuantificar apropiadamente ya que estas afectan la Transferencia en Custodia, los Tiquetes de Medición y los balances volumétricos.
- Se recomienda instalar precintos de seguridad en los equipos de medición e instrumentación asociada tanto en campo como en sala de control para asegurar y mantener la integridad del sistema.
- Se recomienda hacer periódicamente pruebas de fuga o pase a las válvulas de entrada, salida y derivación del probador, así como a las del sistema de medición en general y a las válvulas de control de flujo.
- Los diámetros de las tuberías de entrada y salida y de las válvulas, dependen de la máxima caída de presión permitida por las condiciones de diseño y operacionales del sistema de medición. Un exceso de caída de presión a través del probador podría limitar la máxima rata de flujo a la cual se puede verificar un medidor.
- La señal eléctrica de pulsos que genera un medidor puede presentar oscilaciones o variaciones de frecuencia aun cuando la rata de flujo permanezca constante. Estas variaciones pueden ser causadas por imperfecciones mecánicas o eléctricas del medidor, por el generador de pulsos o por las técnicas de procesamiento para generar

pulsos. Lo anterior puede causar que las pruebas del medidor no den la repetibilidad deseada o que obtenerla sea más difícil. Lo anterior permite tomar la decisión de determinar el número de corridas óptimas para hacer la calibración y determinar el factor del medidor.

- Los transmisores de temperatura del brazo del medidor deben tener una exactitud menor o igual a 0,5°F y de 0,2°F para los del probador y una resolución y rango apropiados. Normalmente, cada brazo de medición tiene un transmisor de temperatura instalado aguas abajo del medidor, los probadores convencionales tienen instalados dos (2) transmisores de temperatura, uno a la entrada del probador y el otro a la salida, y los probadores compactos tienen un solo transmisor de temperatura instalado aguas arriba de la sección calibrada.
- Los transmisores de presión deben tener una exactitud menor o igual al 3 psi. Normalmente, cada brazo de medición tiene un transmisor de presión instalado aguas abajo del medidor, los probadores convencionales tienen instalados dos (2) transmisores de presión, uno a la entrada del probador y el otro a la salida, y los probadores compactos tienen un solo transmisor de presión instalado aguas arriba de la sección calibrada.

V. TIEMPOS DE VERIFICACIÓN, AJUSTE, MANTENIMIENTO Y CALIBRACIÓN.

Todos los equipos e instrumentación asociados a un sistema de medición dinámica de petróleo crudo LACT tienen un ciclo de vida útil, por esto es necesario hacer una verificación periódica a cada uno de estos componentes para evaluar su estado actual y dependiendo de los resultados de estas revisiones se procede a realizar mantenimientos y calibraciones a los mismos. Basado en lo contenido en el MPMS (Manual de Estándares de Medición de Petróleo) de API (American Petroleum Institute) capítulo 6, referente a unidades LACT y lo estipulado en el MMH (Manual de Medición de Hidrocarburos) de Ecopetrol, se obtiene como resultado:

- Según los tiempos de mantenimiento, calibración y pruebas de los equipos e instrumentación que interviene en un patín de medición dinámica se puede inferir que en promedio una unidad de estas requiere de alguna intervención como mínimo cuatro (4) veces al año.
- Acorde a los tiempos establecidos por las normas API y ASTM para supervisión, y mantenimiento de las unidades LACT no solo se puede ofrecer el servicio de inspección, atestiguamiento y certificación a las pruebas de la unidad en general sino que también se puede hacer para los equipos y herramientas principales de un patín de medición como lo puede ser el medidor de flujo, computador de flujo, probadores, válvulas, etc.

VI. CONCLUSIONES

- Se encontraron como componentes esenciales en un sistema LACT el equipo medidor de flujo, el computador de flujo y el medidor maestro como equipos encargados del procesamiento de la información en un proceso de transferencia de custodia.
- Se observó que para el correcto funcionamiento de equipos de medición como el medidor de flujo y el medidor maestro, se requiere de una instrumentación que garantice la continuidad del flujo y el sentido del mismo y así evitar fallas en el sistema. Esta instrumentación debe contar con certificados de conformidad y pruebas en fábrica que evidencien su confiabilidad.
- Se deben hacer revisiones periódicas a todos los elementos del sistema de medición dinámica LACT, en promedio un sistema de estos requiere de una intervención bien sea para hacer mantenimiento, ajustes o calibración como mínimo cuatro (4) veces por año de operación.
- Entre los aspectos a verificar en un sistema LACT, se encuentra la verificación de la lógica y operación del sistema de control del equipo, verificación del sistema de transmisión de datos, verificación de instalaciones eléctricas, revisión documental de conformidad a toda la instrumentación asociada y verificación de datos arrojados de volúmenes transferidos.

VII. REFERENCIAS

- [1] MMH, Capítulo 1. (2012). Condiciones Generales y Vocabulario. Versión 3: Ecopetrol.
- [2] MMH, Capítulo 4. (2013). Sistemas Probadores. Versión 1: Ecopetrol.
- [3] MMH, Capítulo 5. (2013). Medición Dinámica. Versión 1: Ecopetrol.
- [4] MMH, Capítulo 6. (2013). Sistemas de Medición Dinámica. Versión 1: Ecopetrol.
- [5] MMH, Capítulo 21. (2009). Sistemas de Medición Electrónica. Versión 2: Ecopetrol.
- [6] MMH, Capítulo 23. (2010). Inspección de los sistemas de Medición. Versión 3: Ecopetrol.
- [7] Arias S, Alex P., y Ruales M, Carlos A. (2008). Automatización de una unidad de transferencia de custodia automática (LACT) para la medición de petróleo mediante la puesta en servicio de un computador de flujo. Latacunga – Ecuador: ESPE.
- [8] Bueno P, Diego F., y Nieto N, Walter J. (2010). Implementación de un sistema de medición y fiscalización de custodia de crudo en la estación de transferencia de campo Moriche. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- [9] MPMS, Chapter 6 – Section 1. (2008). Metering Assemblies, LACT Systems. API.