PASANTIA UNIVERSITARIA EN EL AREA DE PROCUREMENT EN LA EMPRESA TECNICONTROL S.A

JUAN DIEGO RICO CAMARGO

UNIVERSIDAD SANTO TOMAS DE AQUINO
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA
TUNJA
2014

PASANTIA UNIVERSITARIA EN EL AREA DE PROCUREMENT EN LA EMPRESA TECNICONTROL S.A

TRABAJO DE MONOGRAFÍA DESARROLLADO PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO ELECTRÓNICO

JUAN DIEGO RICO CAMARGO

CODIGO: 3091462

TUTOR: LUIS FREDY SOSA QUINTERO

UNIVERSIDAD SANTO TOMAS DE AQUINO
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRONICA
TUNJA
2014

AGRADECIMIENTO

En primer lugar agradezco a mis dos seres amados, a Dios todopoderoso creador de la vida, por brindarme la oportunidad de estudiar, aprender y aprovechar todo lo que soy, por darme una ejemplar familia a quienes expreso un gran sentimiento de cariño y gratitud, porque siempre me han brindado su apoyo desinteresado e incondicional y a ese otro ser que rige mi vida, mi Madre, por su sacrificio incesante a fin de que yo pudiera realizar mis estudios, quien me ha enseñado el valor de la vida, a creer en lo que soy y lo que puedo lograr, quien ha sido y será mi referente en la vida y quien ha sido, es y será participe de mis logros y metas alcanzadas.

Agradezco al cuerpo docente de la Facultad de Ingeniería Electrónica de la Universidad Santo Tomas Tunja, por los conocimientos adquiridos durante mi formación académica y la inculcación de principios éticos y exaltación del valor humanista que deben estar ligados al desarrollo de un profesional integro.

JUAN DIEGO RICO

TABLA DE CONTENIDO

LISTA DE FIGURAS VI
LISTA DE TABLAS VIII
GLOSARIO IX
RESUMEN 1
PRÓLOGO 2
I. INTRODUCCIÓN 3
II. JUSTIFICACIÓN 4
III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 5
IV. MARCO REFERENCIAL 6
4.1 MARCO HISTORICO 6
4.2 DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA 7
4.3 MISIÓN DE LA COMPAÑÍA 8
4.4 VISIÓN DE LA COMPAÑÍA 8
V. OBJETIVOS 9
OBJETIVO GENERAL 9
OBJETIVOS ESPECÍFICOS 9
VI. MARCO TEÓRICO 10
VII. DESARROLLO DE ACTIVIDADES PRÁCTICAS 12
7.1 ROL COMO ACOMPAÑANTE Y SOPORTE TÉCNICO A INSPECCIONES 12
7.1.1 Atestiguamiento de pruebas FAT a transformadores eléctricos. 12
7.1.2 Atestiguamiento de pruebas FAT a planta de tratamiento industrial. 22
7.2 ROL COMO EVALUADOR DE REPORTES DE INSPECCIÓN 30
VIII. ESTUDIO TECNICO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS 32
8.1 GENERALIDADES 32
8.2 MEDICIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DE HIDROCARBUROS 36
8.2.1 MEDICIÓN ESTÁTICA 36
8.2.2 MEDICIÓN DINÁMICA 37
8.3 INSTRUMENTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE UN SISTEMA PARA MEDICIÓN DINÁMICA. 41
8.3.1 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (MDP) 44
8.3.2 MEDIDORES DE INFERENCIA 47
8.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE EQUIPOS DE CAMPO 57
8.4.2 SELECCIÓN DEL MEDIDOR 58
8.5 PROBADORES PARA LA MEDICIÓN 61
8.5.1 Criterios de selección de probadores 63

8.5.2 Aspectos a considerar en las variables del proceso 65
8.6 DISPOSICIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE CALIDAD, CANTIDAD Y PRUEBA. 68
8.7 MEDIDOR MAESTRO 70
8.8 DESEMPEÑO DE EQUIPOS ELECTRÓNICOS 72
8.9 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS 73
8.10 EL COMPUTADOR DE FLUJO 77
8.10.1 Especificaciones de Hardware: 78
8.10.2 Especificaciones de Software: 79
8.11 CONEXIONES ELÉCTRICAS 81
8.12 TRANSMISIÓN DE DATOS 81
8.12.1 Niveles de seguridad del sistema de transmisión de datos de pulsos de los medidores de flujo. 82
8.13 PROTECCIONES DEL CABLEADO Y CONTRA PERTURBACIONES 87
8.13.1 Instalación de protectores de picos: 88
8.14 SISTEMA DE CONTROL 88
8.15 TIEMPOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO 89
8.16 UNIDADES LACT. 93
8.16.1 COMPONENTES BASICOS DE UNA UNIDAD LACT 94
8.16.2 ESPECIFICACION Y OPERACIÓN DE UNA UNIDAD LACT 95
IX. RESULTADOS 99
X. CONCLUSIONES 102
XI. BIBLIOGRAFÍA 105
XII. ANEXOS 106

LISTA DE FIGURAS

FIGURA. 1 INSPECCIÓN A LA ESTRUCTURA FÍSICA DEL TRANSFORMADOR.....15
FIGURA. 2 IDENTIFICACIÓN DEL SERIAL DEL TRANSFORMADOR.....15
FIGURA. 3 REGISTRO DE LA PLACA DE CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO. 16
FIGURA. 4 IDENTIFICACIÓN DE LA PLACA DE CARACTERÍSTICAS.....17
FIGURA. 5 IDENTIFICACIÓN DE LA PLACA DE CARACTERÍSTICAS.....17
FIGURA. 6 MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO. 18
FIGURA. 7 CONEXIONES PARA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....18
FIGURA. 8 DATOS OBTENIDOS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.....19
FIGURA. 9 MEDICIÓN DE RESISTENCIA ENTRE TERMINALES W – U. 19
FIGURA. 10 MEDICIÓN DE RESISTENCIA ENTRE TERMINALES. 20
FIGURA. 11 PRUEBAS DE CONTINUIDAD EN LA CAJA DE DISTRIBUCIÓN. 20
FIGURA. 12 RESULTADOS GENERALES EN EL SOFTWARE DE ADQUISICIÓN DE DATOS.....21
FIGURA. 13 RECONOCIMIENTO A LA PLANTA DE TRATAMIENTO.....24
FIGURA. 14 VISTA GENERAL DE LOS DOS SKIDS DE TRATAMIENTO. 25
FIGURA. 15 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN Y CONTROL.....26
FIGURA. 16 PLC COMPACTLOGIX DE ALLEN BRADLEY.....27
FIGURA. 17 FUENTE DE ALIMENTACIÓN PLC, 24 VDC. 27
FIGURA. 18 REVISIÓN DE LA LÓGICA DE CONTROL DEL PROGRAMA INCORPORADO.....28
FIGURA. 19 INTERFAZ HMI CON DISTRIBUCIÓN EN SEGMENTOS DEL CONTROL MANUAL DE LAS ELECTROVÁLVULAS POR MEDIO DEL PLC. 28
FIGURA. 20 ELECTROVÁLVULA CON TAG Y SERIAL. 29
FIGURA. 21 EQUIPO MEDIDOR DE FLUJO. 29
FIGURA. 22 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN NEUMÁTICA PARA LAS ELECTROVÁLVULAS. 30
FIGURA. 23 ESQUEMA DE OPERACIÓN DE UN CAMPO PETROLERO.....34
FIGURA. 24 RECORRIDO DEL CRUDO A TRAVÉS DE UNA FACILIDAD DE MEDICIÓN Y TRATAMIENTO. 38
FIGURA. 25 DISTRIBUCIÓN BÁSICA Y COMPONENTES PRINCIPALES DE UN PATÍN DE MEDICIÓN DINÁMICA. 41
FIGURA. 26 DISTRIBUCIÓN BÁSICA DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA EN PARALELO42
FIGURA. 27 MEDIDOR DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO MDP 44
FIGURA. 28UNIDAD INTERNA DE UN MDP TIPO ÁLABES DESLIZANTES. 46
FIGURA. 29 FUNCIONAMIENTO MDP TIPO RUEDA OVAL.....47
FIGURA. 30 FUNCIONAMIENTO MDP TIPO BI-ROTOR. 47
FIGURA. 31 MEDIDOR TIPO TURBINA. 48
FIGURA. 32 MEDIDOR DE FLUJO ULTRASÓNICO. 50
FIGURA. 33 ESQUEMA DE OPERACIÓN MEDIDOR DE ULTRASONIDO.....51
FIGURA. 34 MEDIDOR TIPO CORIOLIS.....53
FIGURA. 35 SEÑAL DE RESPUESTA DE UN MEDIDOR TIPO CORIOLIS.....54
FIGURA. 36 APLICACIÓN DE MEDIDORES DE FLUJO SEGÚN RANGO DE VISCOSIDAD CST Y RATA DE FLUJO.....60
FIGURA. 37 PROBADOR CONVENCIONAL.....64
FIGURA. 38 SISTEMA TÍPICO ELM, VOLUMEN, MASA INFERIDA. 69

FIGURA. 39 INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR MAESTRO A UN SISTEMA DE MEDICIÓN CON UN MEDIDOR EN LÍNEA Y EL OTRO EN STAND BY. 71
FIGURA. 40 INSTALACIÓN DE UN MEDIDOR MAESTRO A UN SISTEMA DE MEDICIÓN EN CONFIGURACIÓN DE BANCO DE MEDIDORES 71
FIGURA. 41 SONDA Y EXTRACTOR DE TOMA MUESTRAS PARA UN SISTEMA DE MEDICIÓN. .76
FIGURA. 42 ARREGLO FUNCIONAL TÍPICO PARA UN SISTEMA DE SEGURIDAD DE PULSOS NIVEL A. 83
FIGURA. 43 ARREGLO FUNCIONAL TÍPICO PARA UN SISTEMA DE SEGURIDAD DE PULSOS NIVEL B. 84
FIGURA. 44 ARREGLO FUNCIONAL TÍPICO PARA UN SISTEMA DE SEGURIDAD DE PULSOS NIVEL C. 85
FIGURA. 45 ARREGLO FUNCIONAL TÍPICO PARA UN SISTEMA DE SEGURIDAD DE PULSOS NIVEL D. 86
FIGURA. 46 ARREGLO FUNCIONAL TÍPICO PARA UN SISTEMA DE SEGURIDAD DE PULSOS NIVEL E. 87
FIGURA. 47 OPERACIÓN DE UNIDAD LACT PARA CARGA DE UN CARROTANQUE. 95
FIGURA. 48 OPERACIÓN DE UNIDAD LACT PARA TRANSFERENCIA DE CRUDO HACIA UN OLEODUCTO. 95

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES. 14
TABLA 2. RESULTADOS FINALES DE PRUEBAS FAT. 22
TABLA 3. CARACTERÍSTICAS MDP. 45
TABLA 4. CARACTERÍSTICAS MEDIDOR DE FLUJO TIPO TURBINA. 49
TABLA 5. CARACTERÍSTICAS MEDIDOR ULTRASÓNICO. 52
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS MEDIDOR TIPO CORIOLIS. 55
TABLA 7. CARACTERÍSTICAS DE LOS MEDIDORES DE FLUJO. 59
TABLA 8. ASPECTOS A CONSIDERAR PARA LA SELECCIÓN DE MEDIDORES. 60
TABLA 9. COMPARACIÓN DE MEDIDORES. 61
TABLA 10. SELECCIÓN DE UN PROBADOR. 65
TABLA 11. TIEMPOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS E INSTRUMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DINÁMICA. 93
TABLA 12. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE UNA UNIDAD LACT. 96
TABLA 13. CARACTERÍSTICAS MEDIDORES DE FLUJO EN UNA UNIDAD LACT. 98

GLOSARIO

API (American Petroleum Institute) Instituto Norteamericano del Petróleo, organismo encargado de estandarizar y normalizar bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria petrolera. Igualmente establece normas para diseño, construcción y pruebas en instalaciones petroleras, incluyendo diseño de equipos y pruebas de laboratorio para derivados del petróleo.

AGA (American Gas Association) Asociación Americana de Gas, entidad que estandariza y normaliza bajo estrictas especificaciones de control de calidad, diferentes materiales y equipos para la industria del gas.

Auditoría: Proceso sistemático, independiente y documentado para obtener evidencias que, al evaluarse de manera objetiva, permiten determinar la extensión en que se cumplen los criterios definidos para la auditoría interna.

Bache: Es un lote, o parcela de volumen determinado de hidrocarburo, con una composición conocida que se mueve en un periodo de tiempo determinado.

Calibración: El conjunto de operaciones que establecen bajo condiciones especificadas la relación entre los valores de magnitudes indicados por un instrumento o sistema de medición, o valores representados por una medida materializada o un material de referencia y los correspondientes valores realizados por patrones.

Calibración de medidores de flujo: Es la comparación entre un volumen patrón y el medido por un medidor, a condiciones de referencia, con el fin de obtener un factor del medidor.

Carta de control de los factores del medidor: Diagrama de factores sucesivos del medidor (o errores relativos del medidor) generalmente trazado como una función del tiempo. Se utiliza para evaluar la estabilidad del medidor y determinar en qué momento el funcionamiento del mismo se ha salido de su rango normal.

Computador de flujo: 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 líquido o gases y desarrolla cálculos con el propósito de proveer la tasa de flujo e información de la cantidad total transferida.

Condiciones ambientales: Condiciones del medio (presión, temperatura, humedad, etc.) que rodean un dispositivo de medición dado, como un medidor de flujo, instrumento, transductor, tanque, etc.

Condiciones estándar base: Para líquidos con una presión de vapor igual o menor que la atmosférica a la temperatura base son las siguientes: en unidades USC: presión 14,696 psia (101,325 kPa), temperatura 60,0 °F (15,56 °C). En el Sistema Internacional de Unidades (SI): presión 101,325 kPa (14,696 psia), temperatura, 15,00 °C (59,0 °F). Para los hidrocarburos líquidos que tienen una presión de vapor mayor que la presión atmosférica a la temperatura base, la presión base será la presión de vapor de equilibrio a la temperatura base.

Controlador de muestra: Dispositivo que gobierna la operación de un extractor de muestras.

Conversor análogo-digital (A/D): Es un procesador de señal que convierte una señal eléctrica análoga a una correspondiente señal digital.

Conversor digital-análogo (D/A): Es un procesador que convierte una señal digital a una señal eléctrica análoga correspondiente.

Convertidor de frecuencia: Instrumento electrónico que convierte la frecuencia (tren de pulsos) a una señal analógica proporcional.

Crudo: Es una mezcla de hidrocarburos que existe en fase liquida y en reservorio bajo tierra y que permanece en fase liquida a presión atmosférica después de

haber sido tratado en facilidades de separación superficial.

CSW: (Correction of Sediment and Water) Factor de corrección utilizado como indicador de la presencia de sedimento y agua en suspensión en el crudo.

CTPL: (Correction of Temperature and Pressure of Liquid) Factor de corrección combinado por efecto de temperatura y presión sobre la densidad y el volumen de los hidrocarburos líquidos según API MPMS Capítulo 11.1-2004. Históricamente es conocido como VCF.

CTL (o Ctl): (Correction of Temperature of Liquid) Factor de corrección por efecto de temperatura sobre el líquido. Es la razón de la densidad de un líquido a la temperatura t y presión p, a su densidad a la temperatura estándar de 60 °F y 14,696 psia (o a 15 °C y 101,325 kPa). El volumen de un líquido a la temperatura t, puede convertirse a su volumen a temperatura de referencia, multiplicando su volumen a temperatura t por el CTL a la temperatura t.

DCS: (Distributed Control System) Sistema de Control Distribuido.

ECOPETROL: Empresa Colombiana de Petróleo. Sociedad pública por acciones dedicada a la exploración y perforación de nuevos pozos petrolíferos, encargada del control y supervisión de todas las actividades petroleras en Colombia.

Factor de calibración del medidor (MF): Valor adimensional resultante de la relación entre el volumen neto medido por un patrón y el volumen neto medido por un medidor de flujo durante una prueba de calibración.

Factor de cobertura: Factor numérico usado como multiplicador de la incertidumbre estándar combinada en el propósito de obtener una incertidumbre expandida. (Este valor de cobertura k, usualmente toma valores en el intervalo de 2 a 3).

FAT: (Factory Acceptance Test), son las pruebas de aceptación en fábrica realizadas a diferentes tipos de equipos y máquinas destinadas a cualquier tipo de

industria, realizadas para verificar el correcto funcionamiento y características del equipo para de esta manera aprobar su liberación o despacho para disposición final del comprador.

Gravedad API: Método utilizado en la industria petrolera para expresar la densidad de líquidos del petróleo. La gravedad API se mide a través de un hidrómetro que posee una escala graduada en grados API; es un número adimensional y por derivarse de la densidad absoluta es "in vacuo".

Inspección: Se puede entender como el examen, la verificación y vigilancia que realiza un personal especializado (el Inspector y su grupo) a los criterios fundamentales contenidos en el IGSM en cada uno de los sistemas de medición.

K-Factor: Número de pulsos generados por un medidor de flujo para una unidad de volumen o de masa, generalmente está definido por el fabricante.

MAN: Medición Automática de Nivel.

MAP: Medición Automática de Presión.

MAT: Medición Automática de Temperatura.

Muestreador automático: Un dispositivo usado para extraer una muestra representativa de líquido que fluye en una tubería. El muestreador automático consiste generalmente en una sonda, un extractor de muestra, un controlador asociado, un dispositivo de medición de flujo y un recipiente para la de muestra.

MPMS: (Manual of Petroleum Measurement Standards) Manual de Estándares de Medición de Petróleo desarrollado por el API.

No conformidad: Incumplimiento de un requisito.

Organismo de acreditación: Entidad gubernamental que acredita y supervisa los organismos de certificación, los laboratorios de metrología y de pruebas y

ensayos que hagan parte del sistema nacional de normalización, certificación y metrología.

Organismo de certificación: Entidad imparcial pública o privada, nacional o extranjera que posee la competencia y la confiabilidad necesaria para administrar un sistema de certificación, consultando los intereses generales.

Planos Aprobados: El término "Plano Aprobado" se refiere a uno o más planos que han sido observados (revisados) por el comprador e identificados como "aprobados" por éste.

PET: (Portable Electronic Thermometer) Termómetro electrónico portátil.

PLC: (Programmable Logic Controller) Controlador Lógico Programable.

Probador: Equipo de calibración que permite calcular un factor de medición correspondiente a un medidor, para las condiciones de operación establecidas en el momento de la prueba.

Probador de tubería convencional: Probador que tiene un volumen entre detectores que le permite una acumulación mínima de 10.000 pulsos directos (sin alteración) desde el medidor. Un probador de tubería convencional puede ser unidireccional o bidireccional.

Probador de volumen pequeño: Probador de medidor que tiene un volumen entre detectores que no permite una acumulación mínima de 10.000 pulsos directos (sin alteración) desde el medidor. Los probadores de volumen pequeño requieren una discriminación de los pulsos del medidor mediante técnicas de interpolación de pulsos u otras técnicas para incrementar la resolución.

Probador, medidor patrón: Medidor utilizado como referencia para probar otro medidor. La comparación de lecturas de los dos medidores es la base del método del medidor patrón. Para el API los medidores de desplazamiento o turbina pueden servir como medidores patrones.

Probador tanque: Recipiente abierto o cerrado, de capacidad conocida diseñado para determinar en forma precisa el volumen de líquido que entra o sale de este durante la operación de prueba de un medidor.

Punto de transferencia de custodia: Es la localización física en la cual una cantidad de petróleo que es transferida entre las partes, cambia de dueño o de responsable de su tenencia.

Reporte de inspección: Informe expedido por un Inspector para registrar observaciones sobre una operación de medición o similar, que haya sido verificada.

Tabla de aforo (tabla de capacidad o de calibración): Es una tabla que se realiza utilizando métodos reconocidos por la industria del petróleo; en la cual se establece la correlación entre el volumen contenido en un tanque y los diferentes niveles de líquido en su interior, medidos desde el punto de referencia.

Transferencia de custodia: Es el hecho a través del cual se traslada a otra área o un tercero el deber del cuidado y la conservación del hidrocarburo, derivada de la entrega y recibo entre áreas o la entrega y recibos de terceros ya sea a título de tenencia o a título de propiedad.

UAD: Unidad de Adquisición de datos.

RESUMEN

En este trabajo se dan a conocer las actividades a desarrollar en el proceso de práctica universitaria en la empresa Tecnicontrol S.A, donde se pondrán en desarrollo los conocimientos adquiridos durante el proceso académico en el programa de ingeniería electrónica en la Universidad Santo Tomás Tunja, aplicándolos en un entorno laboral competitivo enfocado principalmente al sector industrial de los hidrocarburos, minero y energético.

La pasantía a desarrollar es enteramente investigativa y práctica, con fines y procedimientos específicos determinados por la empresa contratante, encaminados a la prestación de servicios de inspección, atestiguamiento y certificación de diferentes procesos, equipos y materiales usados en los distintos tipos de industria tanto a nivel nacional como a nivel internacional, donde la ingeniería electrónica enfocada a la instrumentación industrial desempeña un rol importante y la normatividad vigente en el campo de la ingeniería en general.

Para el adecuado desarrollo y cumplimiento de esta práctica universitaria se cuenta con la asesoría de un tutor por parte de ambas partes, los cuales guían al estudiante en su proceso de formación profesional y asimilación de un entorno laboral competitivo. Estos tutores son:

Ing. Patricia Buriticá Martínez – Procurement Manager – Tecnicontrol S.A

Ing. Luis Fredy Sosa Quintero – Docente Académico – USTA Tunja.

PALABRAS CLAVE: **Inspección, Certificación, Normatividad, Pruebas y ensayos, calibración.**

PRÓLOGO

En este proyecto se presenta la descripción de las actividades desarrolladas en el rol de practicante universitario en ingeniería electrónica en la empresa TECNICONTROL S.A. como soporte técnico en procesos de inspección y certificación de procesos, equipos de instrumentación, eléctricos y electrónicos, además se evidencia el desarrollo de un estudio técnico investigativo sobre las características y principios de operación de los sistemas de medición dinámica de hidrocarburos contemplando la instrumentación asociada, equipos de control, sistema de transmisión de datos y demás equipos electrónicos que se incluyen dentro de un patín de medición.

A lo largo del trabajo se hace una breve descripción sobre las generalidades de la pasantía desarrollada en la empresa, el área de trabajo, como también una introducción y socialización sobre TECNICONTROL S.A., su misión, su visión, objeto y demás. En el capítulo I se detallan funciones específicas como practicante las cuales incluyen acompañamiento y soporte técnico a trabajos de inspección y atestiguamiento a pruebas en fábrica (FAT) de diferentes procesos y equipos en su mayoría destinados a la industria de los hidrocarburos y energética, también incluye verificación y evaluación de reportes de inspección realizados en el exterior y así mismo emisión de certificados de aprobación.

En el capítulo II se da a conocer el estudio técnico sobre los sistemas de medición dinámica de hidrocarburos, un proyecto investigativo asignado al estudiante con la finalidad de conocer específicamente los aspectos de funcionalidad y equipamiento relevantes en un patín de medición de estos, con miras a ampliar el portafolio de servicios de la empresa y llegar a ofrecer servicios de inspección, atestiguamiento, interventoría, aseguramiento técnico, auditoría y certificación a las empresas del sector del petróleo y gas que operan con estos sistemas.

Finalmente se muestran los resultados del proceso de aprendizaje práctico e investigativo basados en los objetivos propuestos por el estudiante y las conclusiones pertinentes al tema.

JUAN DIEGO RICO C.

I. INTRODUCCIÓN

El desarrollo de esta práctica universitaria se basa en el cumplimiento de funciones específicas en la empresa Tecnicontrol S.A enfocadas en el área de ingeniería entre las cuales se comprenden electrónica, mecánica, industrial, electromecánica, metalúrgica y demás; específicamente en el área de Procurement.

El papel como practicante en esta industria consiste en el acompañamiento y supervisión de los procedimientos de inspección, atestiguamiento, certificación y liberación de procesos, equipos y materiales en distintos tipos de industria, sujetos a las distintas normas nacionales e internacionales que rigen el adecuado procedimiento y los parámetros a seguir para realizar diferentes pruebas de control de calidad a los productos y servicios a evaluar. Estos servicios son prestados en sectores industriales como hidrocarburos para la inspección de oleoductos, maquinaria, plantas de tratamiento de líquidos y equipo de perforación; en el sector energético para el atestiguamiento de pruebas de calidad a equipos generadores, transmisores, tableros de control y distribución.

Además se adelanta un proyecto investigativo acerca de las unidades de medición dinámica de hidrocarburos, el cual consiste en realizar un estudio técnico de los modos de operación de un sistema de medición dinámica, características y funcionalidad de los equipos de análisis y control instalados como también de la demás instrumentación asociada al proceso, con el fin de implementar un plan de inspección y certificación a estas unidades.

Estas actividades son desarrolladas en el transcurso del primer semestre de 2014 donde se debe adquirir un conocimiento previo de las normas a seguir para las inspecciones a desarrollar como bien pueden ser las normas IEEE, NTC, ANSI, ISA, ASME, API, ASTM, RETIE y diferentes resoluciones pertinentes al tema, además de contar obligatoriamente con los conocimientos técnicos básicos en áreas como la instrumentación industrial, control y automatización para efectuar satisfactoriamente los procesos de inspección, atestiguamiento, evaluación y certificación.

II. JUSTIFICACIÓN

Esta práctica Universitaria es desarrollada con el fin de poner a prueba los conocimientos adquiridos durante el proceso de formación académica en el programa de ingeniería electrónica en la Universidad Santo Tomás Tunja, para de esta manera conocer el medio laboral actual que se debe asumir en el campo de la ingeniería y adquirir nuevos conocimientos por medio de la experiencia laboral y el desenvolvimiento en este ámbito de la industria.

Como parte fundamental de esta pasantía se tiene que se refuerzan las competencias y conocimientos en el ámbito de la instrumentación industrial, el control y la automatización, debido a la importancia y fuerte presencia de estas ramas de la ingeniería en los sectores industriales en los cuales interviene Tecnicontrol S.A, permitiendo así, interactuar con equipos y materiales propios de la instrumentación afianzando y complementando las habilidades del estudiante para su futura participación integral en un medio laboral competitivo.

De esta manera el estudiante debe satisfacer los requerimientos propios del programa de formación académica como lo es:

- ¿El estudiante asimila el lenguaje y la terminología empleada en el entorno laboral en el que se desempeña?
- ¿El estudiante entiende los procesos y métodos de instrumentación industrial empleados en la empresa donde realiza su práctica?
- ¿El estudiante se puede desempeñar adecuadamente en las tareas técnicas que le son asignadas en materia de ingeniería en la empresa?
- ¿El estudiante emplea adecuadamente las herramientas investigativas para dar solución a posibles problemas emergentes durante el desarrollo de la práctica?
- ¿El estudiante se dispone a adquirir nuevos conocimientos que refuercen sus aptitudes para su desempeño en la empresa?

III. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En la industria de la inspección y certificación se prestan soluciones y servicios a distintos tipos de industria, así mismo, han surgido posibilidades de negocio las cuales no se han llegado a concretar debido a la falta de información técnica sobre el tema y formación apropiada al personal de ingeniería destinado para la prestación de estos servicios.

En el caso de la inspección y certificación a los sistemas de medición dinámica de hidrocarburos es indispensable ampliar el conocimiento técnico y operativo sobre estos sistemas para poder ofrecer un servicio de certificación de calidad a los mismos, debido a esto en Tecnicontrol S.A. se inicia un proyecto investigativo el cual se me ha asignado para determinar las características eléctricas y electrónicas de los equipos que componen un patín de medición de líquidos y gas derivados del petróleo, identificando componentes de control, de adquisición de datos, de comunicación y determinar los parámetros que estos deben seguir acorde a la normatividad nacional e internacional vigente sobre estos sistemas de medición.

Por otra parte después de terminar su formación académica en el programa de ingeniería electrónica en la Universidad Santo Tomás Tunja, el estudiante debe demostrar que sus conocimientos y competencias adquiridas y desarrolladas son apropiadas para ejecutarlas en un entorno laboral competitivo, en este caso sirviendo como acompañante y soporte técnico en servicios de inspección y certificación a diferentes equipos destinados para las industrias petrolera, energética y minera.

Surge entonces el interrogante:

¿Cuáles son las características funcionales de un sistema de medición dinámica de hidrocarburos y sus componentes electrónicos principales?

¿El estudiante cuenta con la capacidad para desarrollar a cabalidad los objetivos propuestos para el proyecto asignado?

IV. MARCO REFERENCIAL

4.1 MARCO HISTORICO

A partir de la globalización posterior a la revolución industrial desarrollada en el siglo XVIII que produjo importantes avances en la tecnología de producción y en el transporte de mercancías a nivel global, surgió una necesidad de mejora y renovación continua en la calidad de los productos de importación y exportación de todas las economías del mundo, se requería de sistemas de calidad que garantizaran una producción eficiente, segura y lucrativa que asegurara la evolución constante de una compañía.

En el año de 1979 British Standards (BSI) publica el estándar BS 5750 – Quality Systems, un modelo de sistema de calidad para suministradores de la industria, que BSI venía ya trabajando desde comienzos de los años 70 (BS 5179 de 1974, "Guide to the operation and evaluation of quality assurance systems")[1], siendo pioneros en el establecimiento de estándares para el control de la calidad de productos de la industria.

Fue hasta el año de 1987 que la Organización Internacional para la Estandarización ISO propuso a las organizaciones de todo el mundo un modelo de sistema para la gestión de la calidad que se estructuró en una familia de normas, denominada serie ISO 9000, siendo un conjunto de normas y estándares internacionales que se interrelacionan entre sí para hacer cumplir los requisitos de calidad que una empresa requiere para satisfacer los requerimientos acordados con sus clientes a través de una mejora continua, de una manera ordenada y sistemática. Con el paso de los años la ISO se expande a más de 160 países con la misión de promover el desarrollo de la estandarización, facilitar el intercambio internacional de productos y servicios y desarrollo de la cooperación de las actividades intelectuales, científicas tecnológicas y económicas a través de la estandarización.

[1] Tomado del artículo ISO 9001:1987. Origen de los sistemas de gestión de calidad. Antonio Oriol Martin Martin. Diario de Sevilla, 2010.

Con la llegada de los primeros estándares de calidad a Colombia se crean organizaciones internas para la regulación de los mismos y adaptación de normas a productos y procesos específicos, nace el Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación ICONTEC, creado el 10 de Mayo de 1963 por un grupo de 18 empresarios que vieron la necesidad de crear una organización que trabajara el tema de las normas técnicas, para mejorar la productividad y la competitividad de la industria nacional.

Ya con la presencia de los estándares ISO y la normatividad interna colombiana propuesta por ICONTEC surgen empresas dedicadas a la prestación de servicios para la acreditación y certificación de calidad bajo estos estándares en los diferentes tipos de industria nacionales las cuales deben contar con la aprobación y acreditación de entes gubernamentales para poder emitir estos certificados de cumplimiento de calidad. Es en este momento cuando nace TECNICONTROL S.A. inicialmente con el nombre de "Colombiana de Ensayos No Destructivos LTDA" en 1973 formada por un grupo de ingenieros Colombianos, con la visión de ofrecer servicios de ingeniería en la industria metalmecánica, en 1975 cambia su nombre a TECNICONTROL LTDA y en el año de 1989 cambia a TECNICONTROL S.A. En mayo de 2012 pasó a ser una empresa del Grupo Bureau Veritas.

4.2 DESCRIPCIÓN DE LA COMPAÑÍA

TECNICONTROL S.A. es una empresa que provee soluciones integrales de ingeniería y consultoría. Gracias a su constante innovación, al uso de tecnologías de punta y a la calidad de su talento humano, ha logrado ampliar su portafolio de servicios para ofrecer soluciones en los sectores de hidrocarburos, minas, energía y la industria en general, convirtiéndose en una empresa líder a nivel nacional y latinoamericano.

La empresa cuenta con personal altamente experimentado y capacitado en cada una de las disciplinas de la ingeniería, para el desarrollo de proyectos de ingeniería conceptual, básica y de detalle, así como el aseguramiento de la calidad del diseño. Partiendo de un análisis de los riesgos del proyecto, se garantiza que los diseños cumplan con las expectativas del cliente, las

especificaciones técnicas, las regulaciones ambientales y las normas legales, que a la postre optimizan el costo final del proyecto.

4.3 MISIÓN DE LA COMPAÑÍA

TECNICONTROL es una empresa que provee soluciones integrales de ingeniería y consultoría, fundamentada en la selección y formación de su Talento Humano y el uso de tecnologías avanzadas, que actúa en forma segura, rentable, y con responsabilidad social y ambiental.

4.4 VISIÓN DE LA COMPAÑÍA

Estar posicionados en el mercado latinoamericano como una empresa líder en proveer soluciones integrales de ingeniería y consultoría.

V. OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar satisfactoriamente las funciones de acompañamiento, soporte técnico e investigación asignadas al practicante en la empresa Tecnicontrol S.A encaminados al desarrollo de la práctica universitaria en el área de ingeniería electrónica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar cuáles son las funciones principales que desempeña la ingeniería electrónica en la instrumentación industrial en el sector de la inspección y certificación de procesos y equipos.

- Determinar los principales métodos de inspección y análisis empleados en el área de ingeniería, así como sus características y procedimientos.

- Servir como soporte técnico en los procesos de evaluación de informes de inspección y emisión de certificaciones de conformidad.

- Realizar un estudio técnico de las características y funcionalidad de un sistema de medición dinámica de hidrocarburos como también de los equipos que lo componen.

- Identificar la importancia de acatar la normatividad vigente en lo respectivo a la fabricación, control, supervisión y análisis de procedimientos y equipos industriales.

VI. MARCO TEÓRICO

La industria de inspección y ensayos ofrece servicios de certificación, auditoria y aseguramiento técnico a diferentes procesos y equipos en cualquier tipo de industria, bien sea metalmecánica, de hidrocarburos, energética, textil, alimentos y demás. La certificación de un producto por parte de una empresa acreditada por una entidad gubernamental garantiza su control de calidad y garantía para su salida al mercado.

En los procesos de certificación se comprenden labores de atestiguamiento, inspección y ensayos para corroborar la calidad y características de un producto o proceso, implementando conocimientos propios de ingeniería y métodos básicos de pruebas técnicas hasta ensayos avanzados como lo son las pruebas NDT (Non Destructive Test) que incluyen tecnología moderna y metodología precisa para obtener datos exactos y confiables de algún material.

Estas empresas certificadoras de calidad deben cumplir con las normas para la gestión y aseguramiento de la calidad, como lo es ISO 9001, normas para los sistemas de gestión, competencia técnica y generación de resultados como lo es ISO 17020, cumplir con la normatividad aplicable sobre gestión ambiental estipulada en ISO 14001 y demás criterios obligatorios y de gestión de calidad estipulados en la normatividad internacional vigente.

En el sector de los hidrocarburos, se realizan inspecciones, atestiguamientos, aseguramiento técnico, auditorias de calidad y certificación por parte de empresas certificadoras como lo es Tecnicontrol diariamente. Un proceso muy común es la transferencia de custodia, que no es más que el paso de producto (bien sea líquido o gas) de un propietario a otro, en el cual se hace una medición rigurosa del volumen total transferido y la calidad del mismo, actualmente se hacen inspecciones, atestiguamientos y certificaciones de cantidad y calidad del proceso de transferencia de custodia, sin intervenir en gran medida en lo que respecta a la instrumentación y equipamiento de un sistema de medición dinámica de hidrocarburos.

Estos sistemas de medición generalmente están dispuestos de sensores, controladores y actuadores que realizan un conteo preciso de las cantidades de petróleo a transferir entre las partes, estos dispositivos son el computador de flujo, encargado de realizar cálculos de transferencia de custodia, realiza el procesamiento intensivo de datos numéricos que representan variables medidas en un tren de medición, también se encuentra el medidor de flujo, que como su nombre lo dice mide el flujo del producto que atraviesa el sistema y así obtener el dato de volumen total transferido ya sea directa o indirectamente, encontramos además sensores de presión, temperatura, viscosidad y demás parámetros considerables, transmisores de datos, electroválvulas, impresoras, entre otros. Estos equipos deben cumplir con las características y tiempos de operación y mantenimiento contemplados en la normatividad legal aplicable API, AGA, RETIE y demás.

VII. DESARROLLO DE ACTIVIDADES PRÁCTICAS

Las funciones como practicante se desarrollan en dos roles, uno como acompañante y soporte técnico a inspecciones contratadas por los clientes y otro rol como soporte técnico para evaluar y aprobar reportes de inspección de servicios realizados en lugares distantes en el territorio nacional o inspecciones llevadas a cabo en el extranjero basado en la documentación previa suministrada por el cliente.

7.1 ROL COMO ACOMPAÑANTE Y SOPORTE TÉCNICO A INSPECCIONES

En el transcurso de la etapa de práctica universitaria la función como practicante fue de acompañamiento y soporte técnico a diferentes tipos de inspecciones visuales y atestiguamientos de pruebas a equipos adquiridos por clientes de TECNICONTROL S.A. a empresas fabricantes, ensambladoras o distribuidoras de maquinaria para los sectores de hidrocarburos y energético principalmente.

En algunos casos la empresa contratante o la empresa contratista le suministra a TECNICONTROL documentación de soporte previa a la inspección (en la cual TECNICONTROL generalmente participa como tercera parte) donde se detallan las características técnicas de operación que aplican al equipo a inspeccionar. En otros casos el contratante le informa a TECNICONTROL que la inspección a las pruebas a desarrollar se basa en alguna norma aplicable a estos procesos como lo es en la mayoría de los casos RETIE, NTC, ASTM, RETILAP, entre otras. Así mismo, el inspector debe aplicar sus conocimientos en ingeniería para corroborar la veracidad de los resultados obtenidos en las pruebas y la aplicación efectiva de los estándares de calidad sobre el producto o proceso.

7.1.1 Atestiguamiento de pruebas FAT a transformadores eléctricos.

A continuación se muestra en detalle el acompañamiento a un servicio de atestiguamiento a unas pruebas en fábrica FAT de un par de transformadores eléctricos destinados para una central hidroeléctrica, uno de los transformadores es elevador de voltaje de 480 V AC a 13200 V AC y el segundo es reductor de

13200 V AC a 480 V AC.

Las pruebas de desempeño se hacen bajo las normas NTC 471, 375, 837, 819, 3659 y el RETIE, que establecen los valores máximos declarados, admisibles, de corriente sin carga (Io), pérdidas sin carga (Po), pérdidas con carga (Pc) y tensión de corto circuito referidas a 85° C; como también las características eléctricas, dimensionales, mecánicas y algunas especificaciones de seguridad eléctrica que deben cumplir los transformadores de distribución trifásicos tipo pedestal, autorrefrigerados, sumergidos en líquido refrigerante, con compartimientos y conectores elastoméricos de alta tensión aislados separables, con potencias menores o iguales a 2500 kVA y tensión de serie del devanado de alta tensión (A.T.), menor o igual a 34,5 kV y del devanado de baja tensión (B.T.), de 1,2 kV o menor, con conexión en estrella aterrizada para tensiones de serie superiores a 15 kV.

El alcance de las pruebas de rutina efectuadas en fábrica incluye:

- Medición de la resistencia de los devanados
- Medición de la relación de transformación en todas las fases en todas las posiciones del conmutador
- Medición de la tensión de cortocircuito
- Medición de las pérdidas con carga
- Comprobación del grupo vectorial
- Medición de las pérdidas y corriente sin carga (en vacío)
- Ensayo de tensión aplicada
- Ensayo de tensión inducida
- Medición de resistencia de aislamiento

Además se tiene que las especificaciones técnicas se detallan en los planos suministrados por el fabricante (ver Anexo 1, 2, 3 y 4) destacándose las siguientes:

Transformador Elevador Serial 1410314		Transformador Reductor Serial 1400314	
Potencia (kVA)	2000	Potencia (kVA)	2000
Voltaje Primario (V) (Δ)	480	Voltaje Primario (V) (Δ)	13200
Voltaje Secundario (V) (Y)	13200/7621	Voltaje Secundario (V) (Y)	492
Fases	3	Fases	3
Montaje	Exterior	Montaje	Exterior
Frecuencia (Hz)	60	Frecuencia (Hz)	60
Grupo de conexión	dYN5	Grupo de conexión	Dyn5
Calentamiento Devanados (°C)	65	Calentamiento Devanados (°C)	65
Cambiador de Taps	5 Posiciones	Cambiador de Taps	5 posiciones
Impedancia 85 °C (%)	6	Impedancia 85 °C (%)	6
Icc Simétrica (primario) (kA)	40.1	Icc Simétrica (primario) (kA)	43.73
Refrigeración	ONAN	Refrigeración	ONAN
Clase de Aislamiento	Ao	Clase de Aislamiento	Ao
Líquido Aislante	Aceite mineral	Líquido Aislante	Aceite mineral
Volumen Líquido Aislante (L)	1520±10%	Volumen Líquido Aislante (L)	1520±10%
Peso Total Aprox. (kg)	6800±10%	Peso Total Aprox. (kg)	6800±10%
Pérdidas en devanado (W)	20400	Pérdidas en devanado (W)	20400
Pérdidas en el hierro (W)	3010	Pérdidas en el hierro (W)	3010

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los transformadores.
Fuente: Autor.

Al llegar al sitio de inspección (fábrica de transformadores) se realiza una inspección visual al contenido de las piezas de los transformadores, los seriales, marcación, pintura y demás características estructurales. Enseguida se acuerda con el contacto en sitio (Ingeniero de pruebas y ensayos) el orden a seguir para la realización de las pruebas de desempeño en fabrica FAT.

Figura. 1 Inspección a la estructura física del transformador
Fuente: Autor

Figura. 2 Identificación del serial del transformador.
Fuente: Autor

Figura. 3 Registro de la placa de características del equipo.
Fuente: Autor

Inicialmente se verifica la existencia de los componentes básicos de los transformadores detallados en la oferta técnica del fabricante al cliente (ver Anexos 3 y 4) mencionados a continuación:

- Dispositivo para levantar o izar.
- Indicador externo del nivel del líquido refrigerante.
- Dispositivo para puesta a tierra del tanque.
- Puesta a tierra del terminal neutro.
- Pasatapas de alta tensión y su terminal (Ubicación en la tapa).
- Pasatapas de baja tensión y su terminal (Ubicación en caja lateral ancha).
- Dispositivos para fijación o montaje (si aplica).
- Dispositivo para alivio de sobre presión.
- Marcación de los pasatapas de alta, baja tensión, de la potencia nominal y puesta a tierra.
- Placa de características.
- Conmutador de derivaciones para operación sin tensión desde el exterior.
- Dispositivo para recirculación y drenaje del líquido refrigerante.
- Estuche para termómetro para transformadores monofásicos y trifásicos con potencias mayores que 500 kVA.
- Dispositivo para izar la tapa del tanque principal si pesa más de 40 kg
- Ruedas planas orientales 90° (si aplica –a Partir de 225 kVA)

- Termómetro para el aceite con contactos con dos (2) de alarma y disparo.
- Válvula de sobrepresión con contactos de alarma y disparo.
- Nivel de aceite con contactos de alarma y disparo.

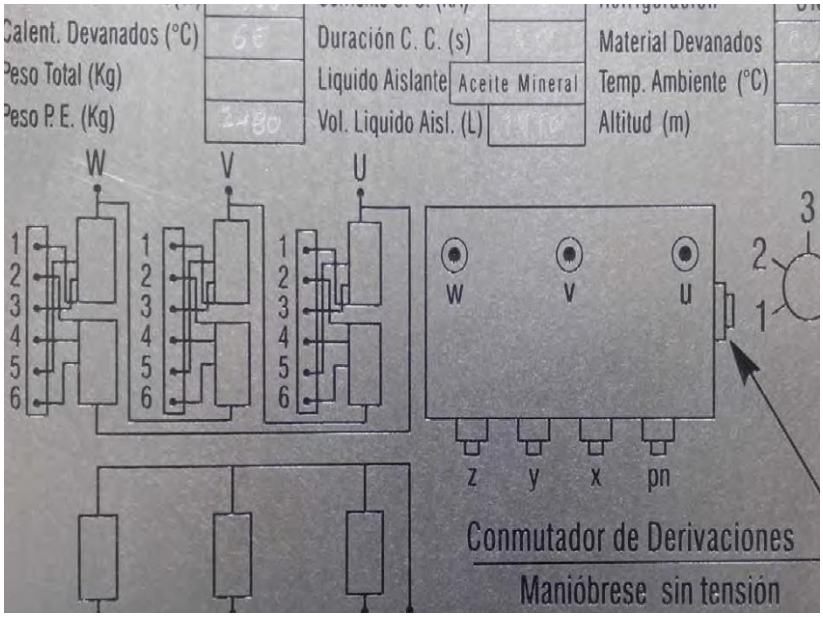


Figura. 4 Identificación de la placa de características.
Fuente: Autor

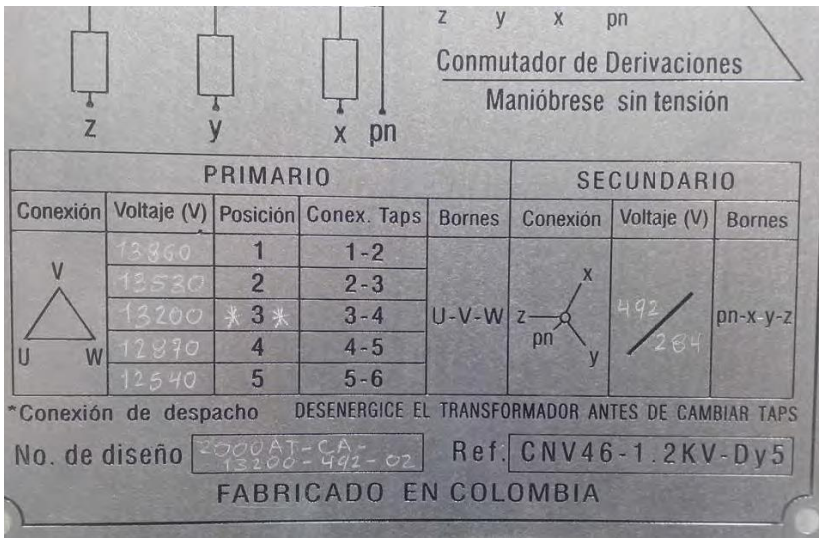


Figura. 5 Identificación de la placa de características.
Fuente: Autor.

Se observa claramente que en la placa de características está contenida la información necesaria de especificaciones técnicas mencionadas anteriormente. Enseguida se procede a realizar las pruebas de rutina como se muestra a continuación.

Figura. 6 Medición de resistencia de aislamiento.
Fuente: Autor.

Figura. 7 Conexiones para medición de resistencia de aislamiento.
Fuente: Autor.

Para esta medición se coloca un conector de cobre entre los devanados W, V y U del transformador y se miden tres tipos de resistencia, entre AT (línea de alta tensión) vs BT (línea de baja tensión), entre AT vs Tierra y entre BT vs Tierra obteniendo como resultado para todas un valor de resistencia muy grande (ver anexo 5 resultados de las pruebas) por el orden de GΩ.

Figura. 8 Datos obtenidos de resistencia de aislamiento.
Fuente: Autor.

De igual manera se procede a hacer pruebas de resistencia entre terminales donde los valores de resistencia deben ser muy pequeños en el orden de μΩ y mΩ y las mediciones se hacen entre los terminales U – V, U – W y V – W como se muestra a continuación.

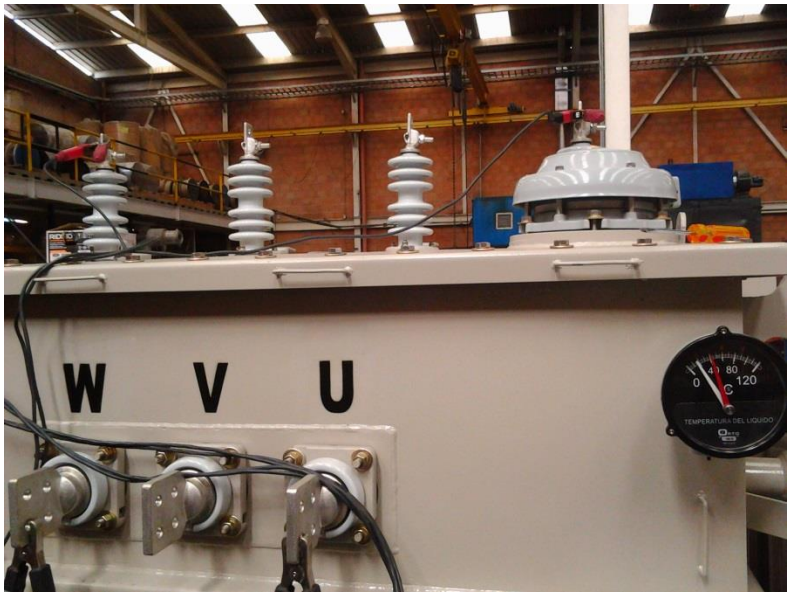


Figura. 9 Medición de resistencia entre terminales W – U.
Fuente: Autor.

Figura. 10 Medición de resistencia entre terminales.
Fuente: Autor.

Posteriormente se realizan medidas de relación de transformación en todas las fases y en todas las posiciones del conmutador, medida del voltaje de corto circuito, medidas de las pérdidas con carga, medida de las pérdidas y corrientes sin carga (en vacío) entre otras pruebas funcionales.

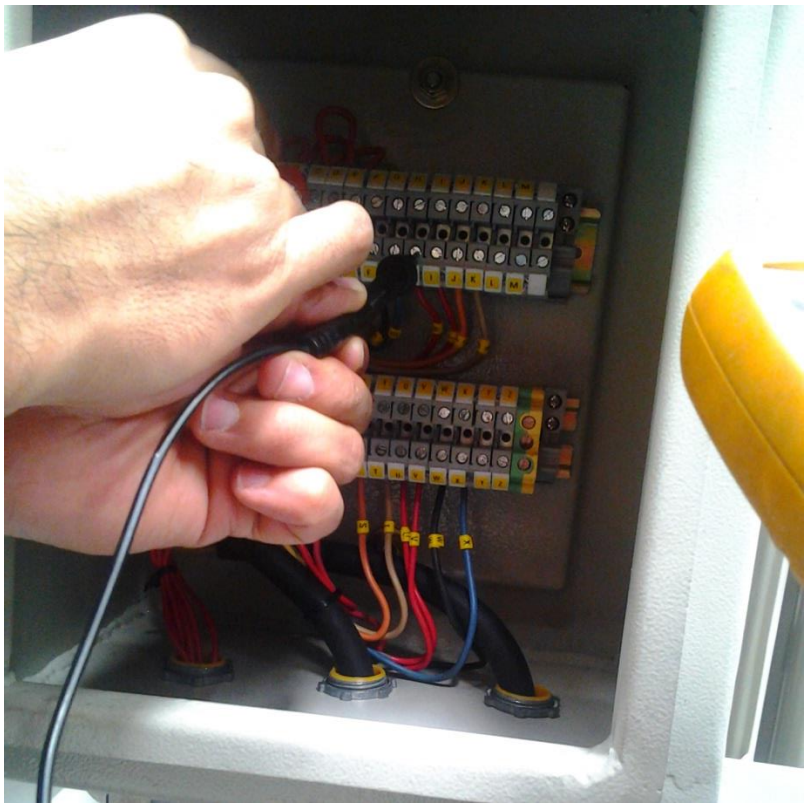
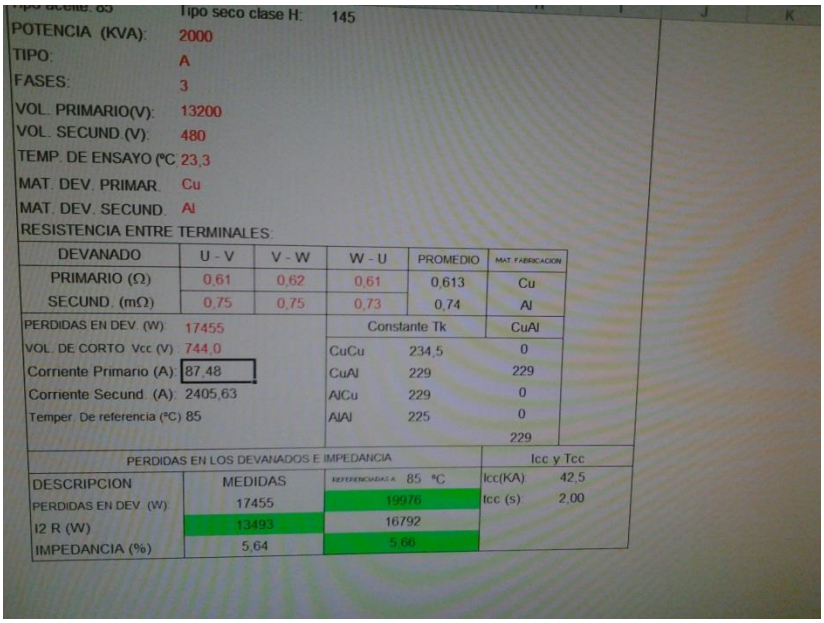


Figura. 11 Pruebas de continuidad en la caja de distribución.
Fuente: Autor.



Tipo seco clase H: 145

POTENCIA (KVA): 2000
TIPO: A
FASES: 3
VOL. PRIMARIO(V): 13200
VOL. SECUND.(V): 480
TEMP. DE ENSAYO (ºC 23,3
MAT. DEV. PRIMAR. Cu
MAT. DEV. SECUND. Al
RESISTENCIA ENTRE TERMINALES:

DEVANADO	U - V	V - W	W - U	PROMEDIO	MAT. FABRICACION
PRIMARIO (Ω)	0,61	0,62	0,61	0,613	Cu
SECUND. (mΩ)	0,75	0,75	0,73	0,74	Al

PERDIDAS EN DEV. (W): 17455
VOL. DE CORTO Vcc (V): 744,0
Corriente Primario (A): 87,48
Corriente Secund. (A): 2405,63
Temper. De referencia (ºC) 85

Constante Tk		CuAl
CuCu	234,5	0
CuAl	229	229
AlCu	229	0
AlAl	225	0
		229

PERDIDAS EN LOS DEVANADOS E IMPEDANCIA

DESCRIPCION	MEDIDAS	REFERENCIADA A 85 ºC
PERDIDAS EN DEV. (W)	17455	19976
I2 R (W)	13493	16792
IMPEDANCIA (%)	5,64	5,66

Icc y Tcc
Icc(KA): 42,5
tcc (s): 2,00

Figura. 12 Resultados generales en el software de adquisición de datos. Fuente: Autor.

Finalmente se recopila toda la información de los resultados obtenidos en las pruebas de desempeño junto con los datos de las condiciones de ensayo como voltajes inducidos, temperatura ambiente, materiales de los devanados primarios y secundarios y se realiza un informe o reporte de inspección resaltando los aspectos más relevantes, en este caso quedaron pendientes algunas partes como la instalación del dispositivo de protección contra sobretensiones DPS, marcación de datos de tensión en la superficie de los transformadores e instalación del tablero de distribución en uno de los transformadores. Como resultado final se enuncia en el reporte la conformidad o no conformidad de las pruebas como se muestra en la tabla presentada a continuación:

Pruebas FAT ***Transformador Serial 1410314 / 1400314***	***Resultado final***
Resistencia de aislamiento	*Conforme*
Relación de transformación	*Conforme*
Resistencia entre terminales	*Conforme*
Ensayos de aislamiento	*Conforme*
Ensayos de vacío	*Conforme*
Ensayos de corto	*Conforme*
Ensayos de estanqueidad	*Conforme*
Conexionado tablero e instrumentos	*Conforme* (***Transformador Elevador Serial 1410314***)

Tabla 2. Resultados Finales de Pruebas FAT.
Fuente: Inspection Report No 002 BV.

7.1.2 Atestiguamiento de pruebas FAT a planta de tratamiento industrial.

En esta ocasión TECNICONTROL fue contratado para realizar el servicio de inspección y certificación de pruebas en fábrica FAT de una planta de tratamiento industrial de agua destinada para un campo petrolero en Puerto Boyacá (Boyacá) con capacidad de 700 gpm (galones por minuto), es suministrada por parte del cliente la Orden de Compra en la que se detallan el alcance de los servicios, los componentes y características de funcionamiento de la planta.

La inspección se divide en tres campos técnicos que son mecánico, eléctrico e instrumental. Para cada una de estas áreas se designa un ingeniero experto en el tema, es decir, un ingeniero mecánico, un ingeniero eléctrico y un ingeniero electrónico respectivamente. En lo que respecta a la inspección eléctrica e instrumental se cuenta con un check list tanto eléctrico como de instrumentación en el que se encuentran electroválvulas, motores, electrobombas, tableros de distribución neumática, eléctrica y de datos los cuales toca verificar tanto a nivel documental como funcional. (Ver anexo 6 Check list de instrumentación y eléctrico).

Dentro de los alcances de la inspección se contempla lo estipulado en el "PROTOCOLO DE PRUEBAS DE ACEPTACIÓN EN FÁBRICA FAT" del fabricante de la planta de tratamiento que incluye:

a) REQUERIMIENTOS PREVIOS

- Verificar que la tensión eléctrica que alimenta el motor de las bombas centrifugas como las bombas dosificadoras corresponda a la indicada en la respectiva placa del motor.
- Inspección visual de todos sus equipos y componentes.
- Prueba de estanqueidad a los filtros de arena-antracita, filtros de carbón, suavizadores, tanques de almacenamiento de hipoclorito de sodio, bisulfito de sodio y tanque de preparación de salmuera.
- Pruebas hidrostáticas a los pre-ensambles de tuberías.
- Prueba radiográfica, en un porcentaje de acuerdo a la especificación o solicitud del cliente a los pre-ensambles de tuberías (juntas).
- Tintas penetrantes a las conexiones y a las orejas de izaje que están sometidos a una carga.
- Certificados de calibración de la instrumentación.
- Inspección visual del cableado y conexionado de fuerza y control, contra los planos aprobados (esto se realizara antes de energizar).

b) PRUEBAS DE HARDWARE

- Inspección visual del equipo.
- Verificación de la configuración del sistema y estado de los componentes.
- Capacidad de arranque del sistema.
- Prueba de redundancia en módulos procesadores, comunicaciones y de alimentación del sistema digital de monitoreo y control.
- Prueba de teclados, elementos cursores y periféricos de la estación de operación.
- Funcionamiento de la red Ethernet.

c) PRUEBAS DE SOFTWARE

- Integridad de base de datos de control y adquisición.
- Revisión de la lógica de control.
- Verificación de entradas y salidas.
- Desplegados dinámicos. Presentación e integridad de conexiones.
- Desplegados de grupo. Arreglo general y funcionalidad.
- Desplegados de alarmas establecidas.
- Configuración del programa.
- Prueba de comunicación red 24Ethernet de la estación de operación al PLC Compaqlogix.
- Prueba de redundancia e indicación de falla en módulos procesadores, de comunicaciones, y de alimentación del PLC Compactlogix.

Inicialmente en la llegada al sitio se hace una reunión de inducción para conocer el funcionamiento y las características de la planta, enseguida se procede a hacer el reconocimiento del equipo en cuestión.

Figura. 13 Reconocimiento a la planta de tratamiento.
Fuente: Autor.

La planta está compuesta por dos skids (patines) cada uno con capacidad de 350 gpm (galones por minuto), sobre los cuales están montados los trenes de filtración

y de suavización con toda la instrumentación asociada a estos como lo son manómetros, switches diferenciales de presión, indicador transmisor de análisis de oxígeno, switche de nivel bajo, indicador transmisor de análisis de turbiedad, bombas centrífugas de suministro y electroválvulas. Además se cuenta con un tablero de distribución y control donde se encuentra un PLC Compactlogix el cual sincroniza los tiempos de apertura y cierre de las electroválvulas y monitorea las presiones presentes en los skids.

Una vez reconocido el equipo a inspeccionar se realiza una revisión documental al dossier de fabricación del equipo donde se encuentran contenidos los soportes técnicos de todos los equipos y accesorios con los que fue construida la planta, es decir, certificados de calibración de manómetros, certificados de conformidad de las electroválvulas, certificados de conformidad de los equipos importados, protocolos de prueba de bombas dosificadoras, entre otros.

Una vez verificada la información documental de las partes incluidas en el check list, se procede a realizar pruebas funcionales de hardware/software y cumplimiento del RETIE en las instalaciones eléctricas de la planta.

Figura. 14 Vista general de los dos skids de tratamiento.
Fuente: Autor.

Figura. 15 Tablero de Distribución y Control.
Fuente: Autor.

Se verifica la existencia de toda la instrumentación y equipos eléctricos y electrónicos, también se verifica que los seriales y Tags de cada uno de los instrumentos correspondan con los presentes en el check list. A continuación se hace una inspección visual al tablero de distribución y de control para corroborar la correcta conexión del cableado eléctrico y del cableado de transmisión de datos el cual es a través de una red Ethernet. Se verifica que tanto el PLC como sus módulos de alimentación, transmisión y HMI correspondan a las especificaciones técnicas requeridas por el cliente.

Figura. 16 PLC CompactLogix de Allen Bradley.
Fuente: Autor.

Figura. 17 Fuente de Alimentación PLC, 24 Vdc.
Fuente: Autor.

Enseguida se hace una revisión de la integridad de la base de datos de control y adquisición y también de la lógica de control del PLC para la regulación de las electroválvulas en el sentido de circulación del agua.

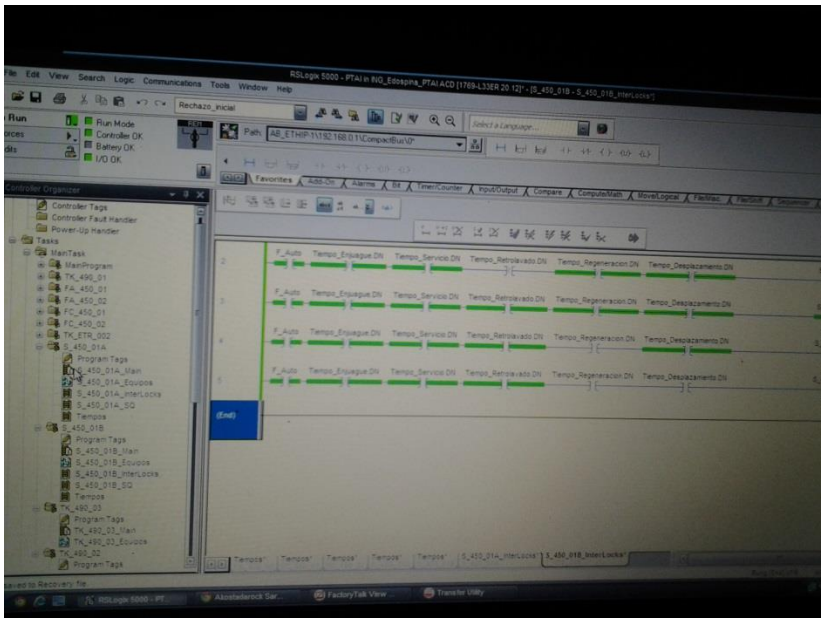


Figura. 18 Revisión de la lógica de control del programa incorporado al PLC.
Fuente: Autor.

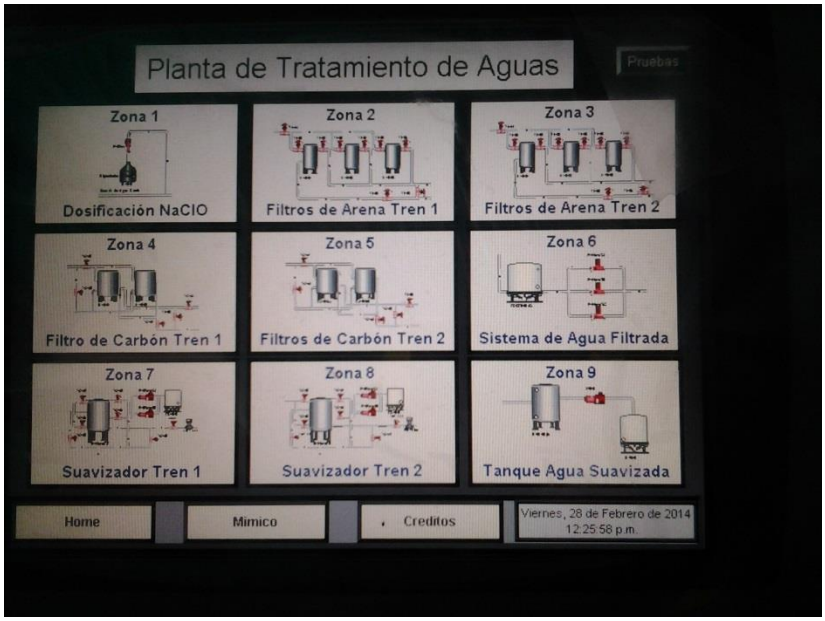


Figura. 19 Interfaz HMI con distribución en segmentos del control manual de las electroválvulas por medio del PLC.
Fuente: Autor.

Posteriormente se ejecutan las pruebas de funcionalidad y de comunicación en la red Ethernet desde el puesto mando tanto en modo automático como en modo

manual, verificando tiempos de respuesta, apertura y cierre de electroválvulas.

Figura. 20 Electroválvula con TAG y serial.
Fuente: Autor.

Figura. 21 Equipo medidor de flujo.
Fuente: Autor.

Figura. 22 Tablero de distribución neumática para las electroválvulas. Fuente: Autor.

7.2 ROL COMO EVALUADOR DE REPORTES DE INSPECCIÓN

Esta función se lleva a cabo en las instalaciones de la empresa en Chía – Cundinamarca, donde por correo electrónico se reciben reportes de inspección de tipo mecánico, eléctrico o electrónico generalmente y estos reportes deben ser revisados y aprobados previamente antes de ser enviados al cliente, esta revisión incluye verificar que se cumpla el formato de inspección, que los datos de contacto y del cliente sean los correctos, verificar que la etapa y el tipo de inspección sean los requeridos por el cliente. Estas etapas y tipos de inspección son:

Etapas de la Inspección:

- Antes de la fabricación
- Durante la Fabricación
- Final
- Empaque y cargue

Tipos de Inspección:

- Reunión de pre – inspección.
- Revisión documental
- Examen visual y chequeo
- Atestiguamiento de Pruebas
- Estado del progreso de la fabricación
- Evaluación de proveedores
- Inspección final
- Empaque

Dependiendo del tipo de inspección y la etapa de la misma los aspectos a revisar son diferentes, por ejemplo en caso de una inspección final de empaque se tiene que el inspector va a revisar el despacho de una mercancía solicitada por el cliente, es decir, se verifica que las cantidades y características del producto solicitadas en la orden de compra (documento donde el cliente establece el tipo y la cantidad de producto comprado) coincidan exactamente con lo presentado al inspector.

En caso de que sea una inspección de atestiguamiento de pruebas en la etapa de fabricación o final, se debe verificar que el inspector cumpla con los requisitos de verificación funcional del equipo determinados por el cliente y además cumpla con la normatividad de referencia o en otros casos que el inspector exija el cumplimiento de los mismos a los operarios del sitio de fabricación. De igual manera el cliente siempre debe especificar los requerimientos y alcance de la inspección solicitada.

VIII. ESTUDIO TECNICO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DINÁMICA DE HIDROCARBUROS.

8.1 GENERALIDADES

LA FISCALIZACION

La fiscalización de hidrocarburos consiste en velar por la correcta y adecuada exploración y explotación de los yacimientos de hidrocarburos para asegurar que estas actividades se realicen en forma técnica y económica y se asegure la utilización y aprovechamiento de los recursos en forma racional e integral, tomar las medidas técnicas y económicas indispensables para la conservación de los yacimientos de hidrocarburos de propiedad nacional o particular, estudiar y aprobar desde el punto de vista técnico los planes de explotación de hidrocarburos, según la tasa eficiente máxima de explotación y criterios de conservación de yacimientos y quizá la función más importante, y en la que se centra esta investigación, consiste en la medición de los volúmenes de hidrocarburos efectivamente producidos en un campo petrolero y las transferencias de estos a distintos puntos de este sector industrial.

El procedimiento de fiscalización es de gran importancia, pues es a través de este instrumento que el Estado puede garantizar que los volúmenes de hidrocarburos reportados para comercialización se ajusten realmente a los volúmenes producidos; los cuales son tomados como base para efectos de calcular la participación del Estado bien sea como asociado a través de Ecopetrol, o para la liquidación y pago de regalías.

MEDICIÓN Y TRANSFERENCIA DE HIDROCARBUROS

Al realizar la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes de hidrocarburos, se requiere de la medición más precisa y exacta posible de las cantidades a transferir, esto para evitar pérdidas económicas o ganancias sobredimensionadas para alguna de las partes involucradas en este proceso.

Al momento de realizar la extracción del crudo directamente de alguno de los pozos dentro de un campo de producción en cualquier parte del país, se tiene que la pureza del líquido no es total, es decir, junto con el crudo vienen sedimentos y agua que son arrastrados a la superficie. De esta manera la fiscalización como tal del crudo se hace en los tanques de almacenamiento que debe tener el campo y en los cuales el petróleo ya está libre de impurezas y su concentración de BSW[2] es la apropiada. Es importante eliminar los niveles de BSW que salen del pozo para poder fiscalizar correctamente y luego vender el crudo.

Con base en lo mencionado anteriormente tenemos que el único factor a analizar en proceso de transferencia no es el volumen o cantidad transferida sino también la calidad de la producción y esto implica capturar, visualizar y analizar otros factores tales como el nivel de BSW, temperatura, gravedad[3] API, presión, salinidad, entre otros. Básicamente lo que se requiere en un CPF[4] es eliminar o retirar el agua y otros elementos (BSW) del petróleo para poderlo comercializar. Existe una gran variedad en el contenido de BSW en el petróleo de los campos colombianos, pero la tendencia es que éste sea alto; por ejemplo, los pozos del campo Rubiales y los de Quifa producen petróleo con un BSW cercano al 92%, es decir, de cada 100 barriles de fluido que salen de un pozo individual, en promedio, 92 serán de agua y solo 8 serán de petróleo[5]. Para retirar este BSW y llevarlo a condiciones de entrega (por norma BSW = 0.5%) el petróleo pasa por varios tratamientos donde se separan los sedimentos y el agua de este.

[2] BSW (Basic Sediment and Water): Sedimentos y agua, los sedimentos son restos de roca, arena, limos y arcillas arrastradas por el hidrocarburo que sale del pozo.
[3] La gravedad específica es la relación que existe entre la densidad del líquido respecto a la densidad del agua a la temperatura de referencia que es 60 °F o su equivalente 15,6 °C.
[4] CPF (*Central Processing Facilities):* Facilidad de Procesamiento Central – Instalaciones Centrales de Proceso – Facilidad de Producción.
[5] Estadísticas obtenidas del documento **LA FISCALIZACIÓN DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN COLOMBIA – ETAPAS DE EXPLOTACIÓN Y PRODUCCIÓN** de la contraloría general de la república, sector minas y energía.

PROCESO DE EXTRACCION Y PURIFICACIÓN DEL CRUDO

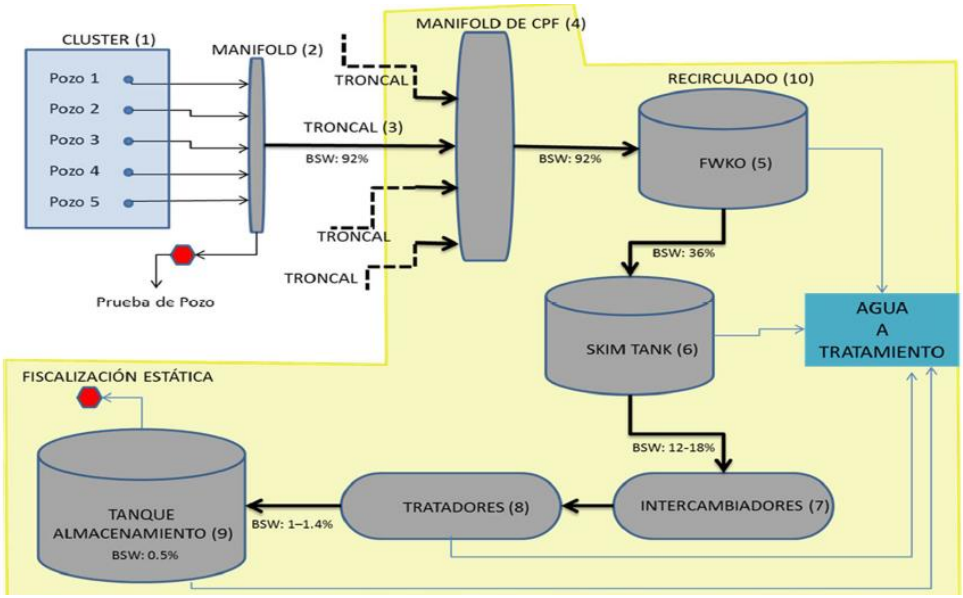


Figura. 23 Esquema de operación de un campo petrolero
Fuente: CGR[6] con datos de campo.

(1) Por medio de la presión natural del yacimiento, inyección de agua o con métodos de bombeo en el fondo del pozo, los fluidos son llevados a la superficie y mediante una tubería llevados a un Manifold. Un arreglo consistente en varios pozos que se unen a un único Manifold se le conoce como Cluster.

(2) El Manifold es un sistema de válvulas y tubería que permite unir la producción de varios pozos cercanos y enviarla por una tubería más amplia (llamada Troncal) hasta el CPF. El Manifold también permite aislar la producción de un solo pozo para analizar qué fluidos están saliendo de éste y determinar la producción individual de cada pozo.

(3) Cada Troncal recibe la producción de varios Clusters que van uniendo su producción a la más cercana a estos. Los Clusters que aún no tienen unión con las Troncales se denominan Cluster Satélite, en estos casos, la producción se transporta por carro-tanque hasta el CPF.

[6] CGR: Contraloría General de la República.

(4) Si la producción es alta pueden existir varias CPF. Las troncales terminan en un Manifold de CPF, que es el mismo sistema descrito en el punto (2), pero de mayor capacidad para poder manejar los volúmenes agregados que llegan. Hasta acá, no ha existido ningún tipo de tratamiento y por lo tanto se recibe producción con el BSW original, que para efecto ilustrativo acá se definió en 92%. El Manifold de CPF es el punto de entrada de los fluidos al sistema de tratamiento.

(5) Del Manifold de CPF se envía la producción al FWKO7 que es un tanque donde, por diferencia de densidades, se separa la mayor cantidad de agua libre posible haciendo chocar la corriente con una barrera que “rompe” gran parte de la mezcla de agua y aceite. Del FWKO el petróleo sale con un menor BSW (en el ejemplo con 36%) y en caso de gas asociado se recupera gran parte de este.

(6) Seguidamente se pasa al Skim Tank, cuya función es seguir retirando agua de la producción. A este tanque también se le denomina de cabeza porque proporciona energía hidráulica para que el petróleo transite por el resto de las facilidades. De este proceso el BSW disminuye (para el ejemplo entre 12% y el 18%). El agua que queda en el petróleo está tan dispersa que no funciona el mecanismo de diferencial de densidades para separarla.

(7) A continuación, el petróleo pasa por los intercambiadores de calor, cuya función es aumentar la temperatura del crudo (que se ha venido enfriando en el proceso) para aumentar la eficiencia de separación en los Tratadores (que pueden ser térmicos, electroestáticos o una combinación de estos).

(8) En los Tratadores ocurre un mecanismo de coalescencia en el cual las gotas de agua que no se pueden separar por ser muy pequeñas, se van uniendo entre si hasta alcanzar un tamaño tal que vuelven a funcionar el mecanismo de diferencial de densidades. El BSW a la salida de los tratadores llega a ser bastante bajo (entre 1% y 1.4% para el ejemplo).

(9) Finalmente se envía el crudo de los Tratadores a los Tanques de Almacenamiento, donde es retenido durante un tiempo para permitir que el agua aglomerada en los Tratadores se decante y el crudo quede finalmente con un

BSW de entrega de 0.5% que es el que se exige normalmente en oleoductos.

(10)Toda el agua que sale de cada uno de los procesos se envía a un sistema de tratamiento de agua; en dicho tratamiento se lleva a condiciones de reinyección o de vertimiento según sea su destino y autorización. Aún en esta etapa alcanza a tenerse aceite entre los residuos del tratamiento de agua, así que este petróleo puede recircularse hasta el Manifold de CPF para que entre nuevamente al sistema de tratamiento y pueda ser aprovechado.

No todos los campos en Colombia tienen todo este esquema básico, algunos tienen facilidades adicionales para el aprovechamiento del gas; otros carecen de algunos procesos intermedios porque el crudo sale bastante limpio y requiere mínimos tratamientos, pero en general el esquema presentado es relacionable con todos.

8.2 MEDICIÓN ESTÁTICA Y DINÁMICA DE HIDROCARBUROS

El objeto de medir un tanque es el de determinar el nivel exacto de líquido en su interior. Las cantidades cargadas o descargadas son determinadas a partir del cálculo de la diferencia en volumen de líquido contenido en el tanque antes y después de completada la operación de llenado y/o vaciado

En los procesos de medición de hidrocarburos se tienen dos situaciones particulares, la primera es que el crudo o líquido a medir se encuentre en reposo o la segunda, que este se encuentre en circulación, al realizar las mediciones sobre el crudo en cualquiera de estas dos situaciones se tiene que será medición estática o dinámica respectivamente. Cuando se realiza cualquiera de los dos tipos de mediciones, las características de medición cambian significativamente, incluyendo los elementos de medición empleados, métodos y variables a considerar en el proceso.

8.2.1 MEDICIÓN ESTÁTICA

Esta consiste en la medición de niveles de líquido y agua libre en tanques de almacenamiento atmosférico y/o presurizado para transferencia de custodia en

condiciones estáticas garantizando de esta manera la confiabilidad de la información volumétrica. Esta aplica a todas las áreas operativas que requieran determinar el contenido volumétrico neto de hidrocarburo a condiciones estándar en tanques de almacenamiento para transferencia de custodia y fiscalización de petróleo y sus derivados en condiciones estáticas. Cubre desde la determinación de la altura del líquido de hidrocarburo y agua libre, hasta el cálculo del volumen Neto de hidrocarburo almacenado en el tanque.

8.2.2 MEDICIÓN DINÁMICA

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.

Este tipo de medición ofrece grandes ventajas respecto a la medición estática en cuanto a aprovechamiento de los tanques de almacenamiento, al no darles uso exclusivo para operaciones de recibo y despacho, se puede indicar la rata de flujo[7] en tiempo real y el volumen del proceso, permite realizar en tiempo real el control de mezclas de productos en línea o la división precisa de una corriente en múltiples líneas, se permite la verificación del medidor de flujo y se permite controlar en tiempo real un toma muestras automático por medio de la rata de flujo.

[7] Rata de flujo es el volumen, la masa, o el peso de un líquido que pasa a través de cualquier tubería por la unidad del tiempo.

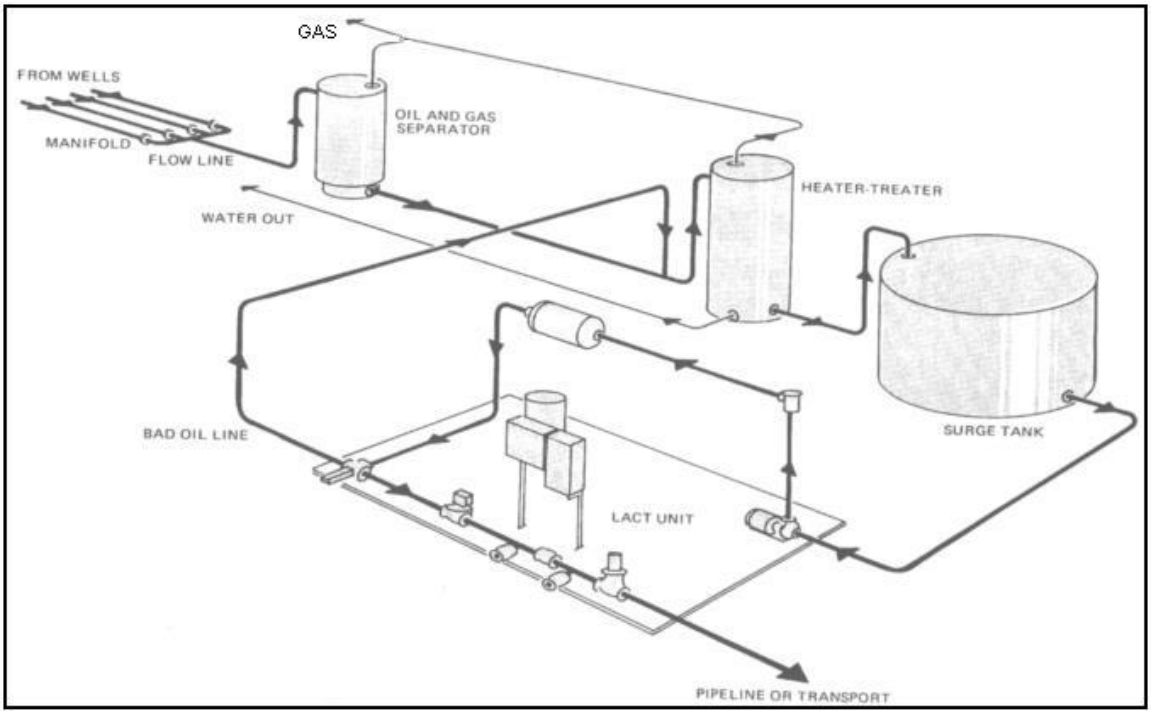


Figura. 24 Recorrido del crudo a través de una facilidad de medición y tratamiento.
Fuente: Ecopetrol.

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: Donde se encuentra el medidor de desplazamiento positivo (MDP) que comúnmente es de tipo álabes deslizantes, el bi – rotor y el oval.

❖ MEDIDORES DE FLUJO INFERENTES: Estos pueden ser,

- Medidores tipo turbina convencional.
- Medidores tipo turbina helicoidal.
- Medidores tipo Coriolis.

- Medidores tipo ultrasónico de tiempo de tránsito.

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.

- **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 que son las bobinas de inducción magnética (pick up) con preamplificador electrónico, sensor de inducción por efecto Hall y 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 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.

8.3 INSTRUMENTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE UN SISTEMA PARA MEDICIÓN DINÁMICA.

Al tratarse de medición dinámica se deben considerar otros factores y características tales como el nivel de impurezas del hidrocarburo (%BSW), la viscosidad, el tipo de fluido a transferir, es decir, si es crudo, refinado o combustible. Además es de vital importancia considerar el sentido de flujo que se le debe dar al proceso para garantizar la correcta medición de las variables determinantes y el correcto cuidado de todos los equipos e instrumentos que conforman un sistema de medición dinámico. Para satisfacer todas las necesidades que requieren estos sistemas es necesario contar con toda la instrumentación apropiada para este caso, el personal y la distribución básica para los elementos.

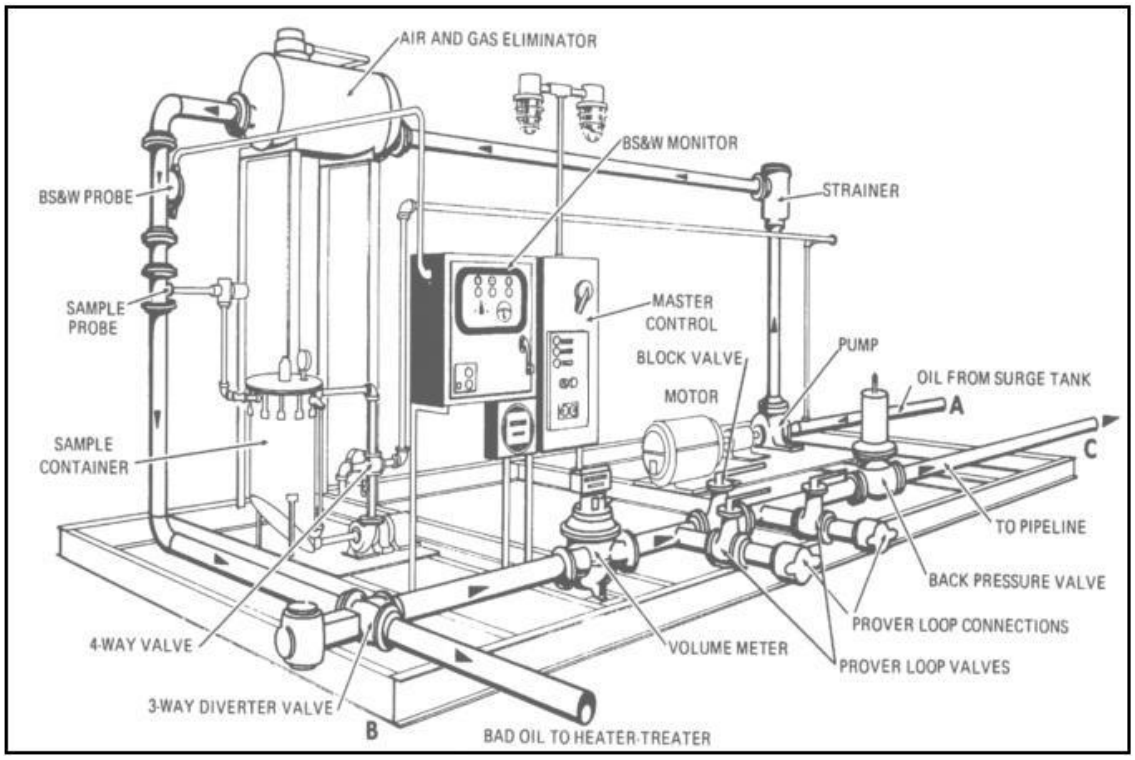


Figura. 25 Distribución básica y componentes principales de un patín de medición dinámica.
Fuente: Ecopetrol

El arreglo y la selección del número de brazos que conforman un sistema de medición dependen de la tecnología y tamaño del medidor, de la máxima rata de flujo, viscosidad del producto a manejar y de los requerimientos de incertidumbre del sistema. A continuación se muestra un diagrama típico de tres brazos con la posibilidad de trabajar simultáneamente en paralelo.

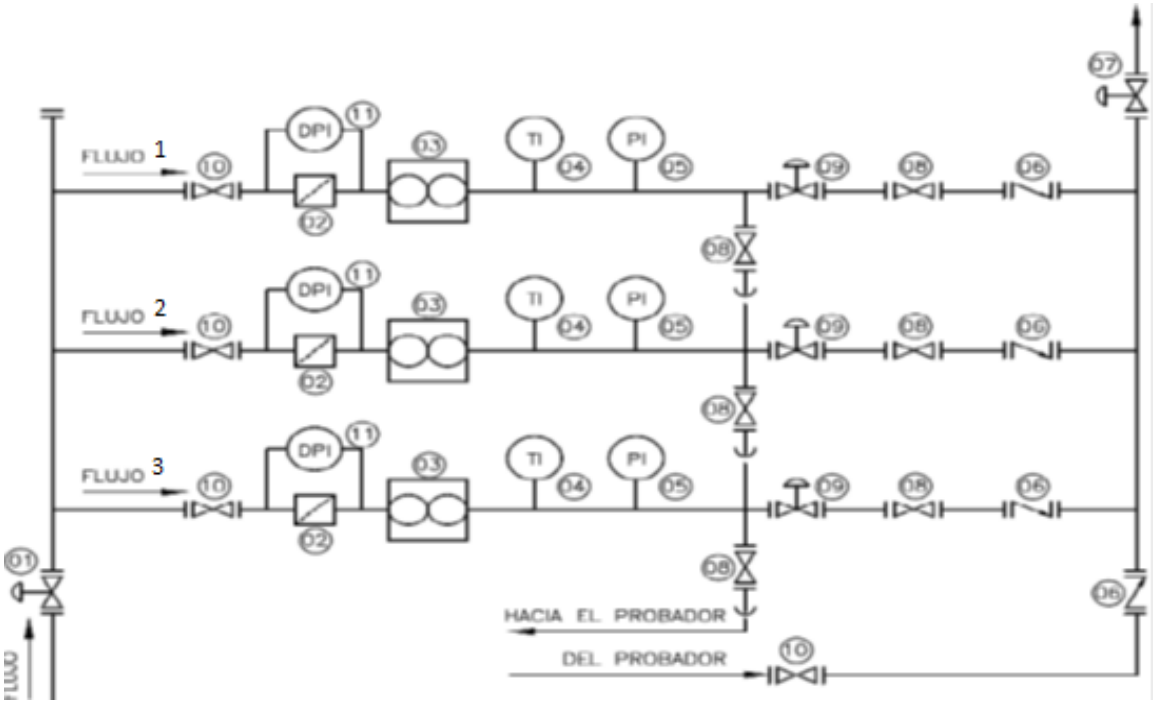


Figura. 26 Distribución básica de un sistema de medición dinámica en paralelo.
Fuente: MMH Capítulo 5, Medición Dinámica.

DESCRIPCIÓN:

1. Válvula reductora de presión
2. Filtro colador y/o eliminador de aire
3. Medidor de flujo, convencionalmente tipo DP.
4. Sensor de temperatura
5. Sensor de presión
6. Válvula cheque.
7. Válvula de control (opcional).
8. Válvula de doble sello y purga.
9. Válvula de control de flujo (si es necesaria).
10. Válvula de bloqueo (si es necesaria).
11. Dispositivo medidor de diferencial de presión.

Se puede observar claramente que se tiene una entrada de flujo principal que atraviesa la válvula 01 reduciendo la presión de este para su posterior ingreso al sistema, inmediatamente se desprenden tres brazos de medición flujo 1, flujo 2 y flujo 3, en los cuales el primer elemento que se encuentra es la válvula de bloqueo tal y como se recomendaba en la descripción de implementación de estas, a continuación se encuentran los eliminadores de aire en paralelo con un dispositivo medidor de diferencial de presión el cual nos indica la presión que entra al medidor de flujo y si el valor de esta se encuentra dentro de los rangos permitidos. A continuación se encuentran los sensores de presión y temperatura, datos con los cuales se procede a hacer el cálculo de los factores de corrección tanto de temperatura, volumen y densidad obtenidas los cuales están predeterminados según la variación obtenidas en un computador de flujo implementado en un sistema de medición o se pueden determinar manualmente por medio de tablas de factor de corrección determinadas por API. Enseguida se encuentran válvulas para el control y direccionamiento del flujo como la válvula check que impedirá el retorno del fluido hacia el brazo de medición para el posterior ingreso del producto al ducto de salida principal.

Cuando se diseña un sistema de medición dinámica, el objetivo es obtener la mejor exactitud de la medición, independiente de la cantidad de producto. La exactitud de la medición de un sistema depende de los medidores, probadores, válvulas y otros equipos seleccionados. El costo del mantenimiento preventivo para los medidores de desplazamiento positivo puede ser significativo cuando se manejen líquidos con lubricación muy baja o de características abrasivas; comparativamente el costo de mantenimiento preventivo de los medidores tipo turbina es frecuentemente bajo. El costo de mantenimiento preventivo de los medidores tipo coriolis y ultrasónicos es relativamente bajo por no tener partes internas móviles, pero el costo de adquisición como tal del medidor tipo coriolis es el más elevado en el mercado debido a su versatilidad y disponibilidad para gran variedad de productos. El hecho de garantizar la contrapresión a los sistemas que lo requieran incrementa los costos por consumo de energía.

Al momento de realizar el diseño de un sistema de medición dinámica se deben considerar aspectos relevantes tales como expansiones futuras, actualización

tecnológica, accesibilidad a los equipos para mantenimiento, verificación de la exactitud y aseguramiento metrológico. Es de vital importancia conocer las características de los medidores de flujo apropiados a cada producto y proceso.

Para determinar el número de brazos a implementar en un sistema de medición se considera factores técnicos y consideraciones de negocio (Relación Costo/Beneficio), teniendo en cuenta que la configuración óptima desde el punto de vista de la incertidumbre es la de tres (3) brazos en operación y uno (1) en stand by (dependiendo del flujo a manejar, dado que en Terminales marítimos y en algunos sitios especiales, se usan más de 4 brazos de Medición, cuando requieren medir altos flujos).

8.3.1 MEDIDORES DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO (MDP): Estos dispositivos 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.

Figura. 27 Medidor de desplazamiento positivo MDP
Fuente: http://www.redlands.com.br

Del mismo modo se encuentran ciertas ventajas y desventajas al trabajar con estos medidores de flujo por desplazamiento positivo tales como:

VENTAJAS (MDP)	DESVENTAJAS (MDP)
• Han estado en uso por más de 100 años, por lo que son ampliamente aceptados y confiables. • Muy buena exactitud (hasta ±0,15% o mejor) y repetibilidad (±0,02%). • Apropiados para medición de líquidos con alta viscosidad. • Fácil de probar o verificar. • Baja caída de presión. • Capacidad para operar sin suministro de potencia externa. • Capacidad para registrar volúmenes a ratas de flujo cercanas a cero. • No requiere acondicionador y enderezador de flujo.	• Cambios súbitos y significativos en la rata de flujo pueden llegar a dañar el medidor. • Algunos diseños generan flujo pulsante en la tubería. • Mayor susceptibilidad a corrosión y erosión. • Múltiples partes mecánicas. • Alto stock de repuestos para mantenimiento. • Costos de inversión altos. • Susceptibilidad a desbocarse por efecto de vaporización o de aire atrapado en el fluido. • Reducción severa en el flujo si se atasca el medidor. • La rata mínima de flujo varía en función de la viscosidad y de las tolerancias internas del medidor.

Tabla 3. Características MDP.
Fuente: Autor.

El medidor de desplazamiento positivo es quizá el más completo de todos los tipos de medidores de flujo, así mismo este dispone de diferentes tipos de configuraciones que hacen que sea más dinámico o flexible frente a la necesidad de medición, estas son:

- MDP tipo álabes deslizantes: Es el más usado en procesos de transferencia de custodia en la industria petrolera, conformado por tres elementos que son la carcasa exterior con las conexiones de E/S, la unidad interna de medición que

separa el flujo en segmentos discretos para cuantificarlos y el tren de engranajes que convierte un volumen fijo por revolución del elemento de medición a un volumen convencional nominal (barriles, galones, m^3) por revolución del eje de entrada al medidor.

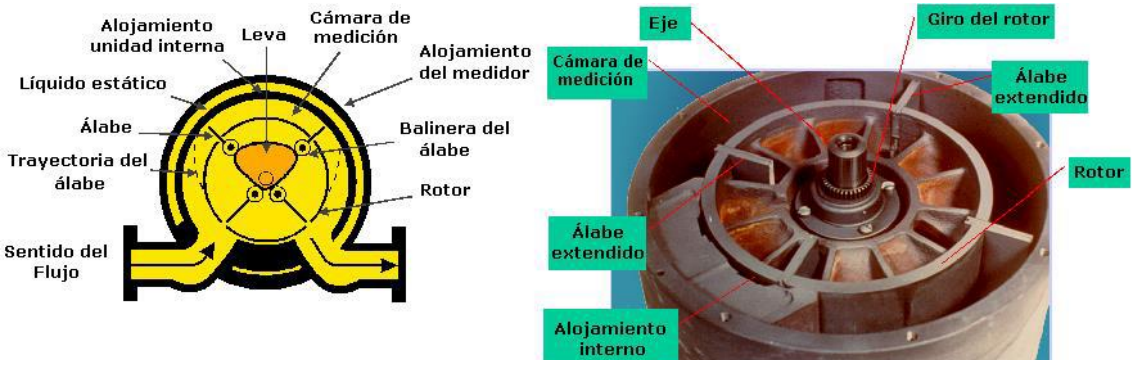


Figura. 28Unidad interna de un MDP tipo álabes deslizantes.
Fuentes: Rotary Vane PD Meter (FMC Technologies).

A medida que el líquido fluye a través del medidor, el rotor y los álabes giran alrededor de una leva fija, haciendo que las mismas se muevan hacia afuera. Los movimientos sucesivos de los álabes forman una cámara medidora de un volumen exacto entre los álabes, el rotor, la carcasa y las cubiertas superior e inferior. Una serie continua de estas cámaras cerradas se forma por cada revolución del rotor.

- MDP tipo rueda oval: 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. La medida es prácticamente independiente de variaciones en la densidad y en la viscosidad del líquido. La precisión es de ±0,50% del caudal total. Los tamaños varían de 1/2” a 3”.

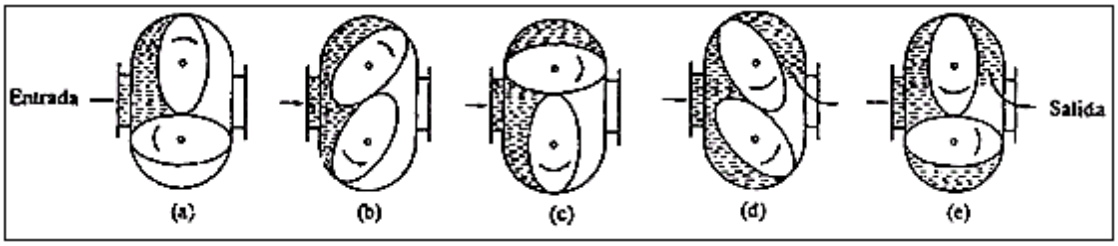


Figura. 29 Funcionamiento MDP tipo rueda oval.
Fuente: FMC Technologies paper TP 0A014

Inicialmente las ruedas ovaladas se encuentran una en posición vertical y otra en posición horizontal, al momento de realizar un ciclo de paso de fluido por el medidor las ruedas han tenido un giro de 180° y así se puede calcular la cantidad de flujo volumétrico que ha pasado por este.

- MDP tipo bi – rotor (estándar y axial): El estándar consiste en dos rotores sin contacto mecánico entre sí que giran como únicos elementos móviles en la cámara de medida. La relación de giro mutuo se mantiene gracias a un conjunto de engranajes helicoidales totalmente cerrado y sin contacto con el líquido.

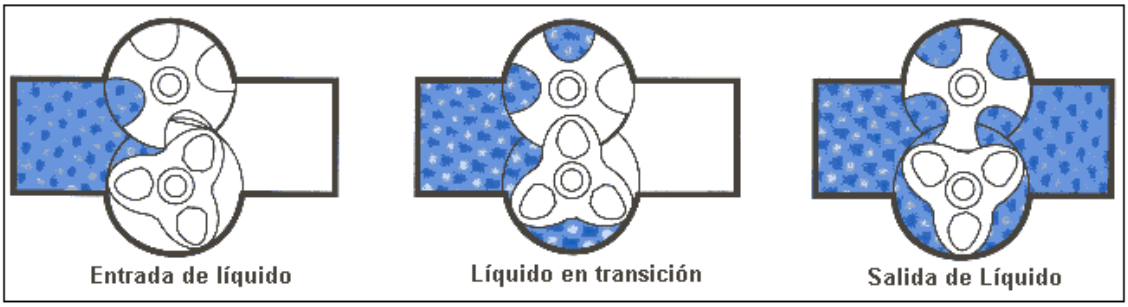


Figura. 30 Funcionamiento MDP tipo bi-rotor.
Fuente: FMC Technologies paper TP 0A014

El bi-rotor axial se diferencia del estándar ya que utiliza una unidad de medición montada en paralelo perpendicular al flujo. Esta orientación especial da buen resultado en instalaciones compactas, mejorando la precisión y causando bajas pérdidas de presión. Es ideal para oleoductos de alta capacidad, refinerías, cargas de tanqueros y otras aplicaciones de transferencia de volumen.

8.3.2 MEDIDORES DE INFERENCIA: Al ser medidores de inferencia deducen la rata de flujo del producto por medio de la medición de alguna propiedad dinámica de la corriente de flujo. Entre los medidores de inferencia más comunes están las placas de orificio, medidores másicos Coriolis, medidores tipo vórtex, los

medidores ultrasónicos y los medidores tipo turbina, los tipos de medidores de inferencia aprobados por el API MPMS para operaciones de transferencia de custodia son: turbina (convencional y helicoidal), Coriolis y ultrasónico.

Tipo Turbina: Deduce la rata de flujo, midiendo el movimiento rotativo (velocidad angular) de un rotor de álabes, o impulsor que está suspendido en la corriente de flujo, e infiere el volumen con base en la velocidad media del fluido, la cual es directamente proporcional a la velocidad angular de rotación y al área transversal efectiva de paso de flujo en el medidor.

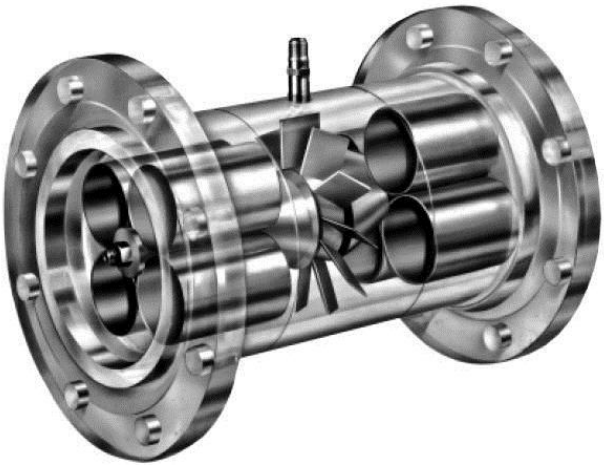


Figura. 31 Medidor Tipo Turbina.
Fuente: www.directindustry.es

Para el correcto funcionamiento y obtención de la mejor exactitud posible del medidor tipo turbina se plantean dos hipótesis con el fin de obtener el flujo volumétrico, en primer lugar se tiene que la rata de flujo volumétrico es directamente proporcional a la velocidad promedio del líquido que fluye por la tubería, teniendo la relación.

$Q = A * V$ Ecuación (1).

Dónde:

$Q = Rata\ de\ flujo\ volumétrico.$

$V = Velocidad\ promedio\ del\ líquido\ que\ fluye.$

$A = Área\ transversal\ efectiva\ del\ medidor.$

Esta afirmación sería correcta si durante los procesos de calibración del medidor el área de la sección efectiva de flujo a la altura del punto de detección del medidor permanece constante. En segundo lugar existe una relación constante entre la velocidad del rotor y la velocidad del líquido, es decir, la velocidad media de la corriente es proporcional a la velocidad angular del rotor, esta velocidad del rotor puede alterarse por factores como el ángulo del álabe, la fricción viscosa, fricción de rodamientos y acondicionamiento del flujo.

Estos medidores tipo turbina deben trabajar con una corriente de flujo que ha sido suficientemente acondicionada para eliminar remolinos y la deformación del perfil de la velocidad causada por filtros, codos, válvulas y otros accesorios de tubería.

A continuación se muestran algunas características del medidor de flujo tipo turbina:

MEDIDOR TIPO TURBINA	
VENTAJAS	**DESVENTAJAS**
• Puede operar en un rango bajo a medio de viscosidades. • De fácil mantenimiento. • Caída de presión baja. • Menos afectado por depósitos en el rotor que la turbina convencional. • Algunos modelos tienen incorporado el acondicionador de flujo al medidor.	• Debe ser calibrado utilizando un método de interpolación de pulsos. • Requiere acondicionamiento de flujo.

Tabla 4. Características medidor de flujo tipo turbina.
Fuente: Autor.

Tipo Ultrasónico: Este tipo de medidores ultrasónicos emplean pares de transductores ultrasónicos donde la señal emitida por el transmisor viaja transversalmente a la dirección del fluido hacia el receptor y enseguida llega a este, se encamina en sentido contrario nuevamente hacia el transmisor. La

diferencia de tiempos entre ida y vuelta es proporcional a la velocidad media que tiene el fluido.

Partiendo de una distancia conocida entre los sensores, entonces la diferencia de tiempo de tránsito medida es directamente proporcional a la velocidad de flujo. Ambos sensores están conectados a un transmisor. El transmisor excita los sensores para generar las ondas de sonido y mide el tiempo de tránsito de estas ondas que se propagan de un sensor al otro. Los sensores que están en contacto directo con el líquido se conocen como “sensores de inserción o húmedos”.

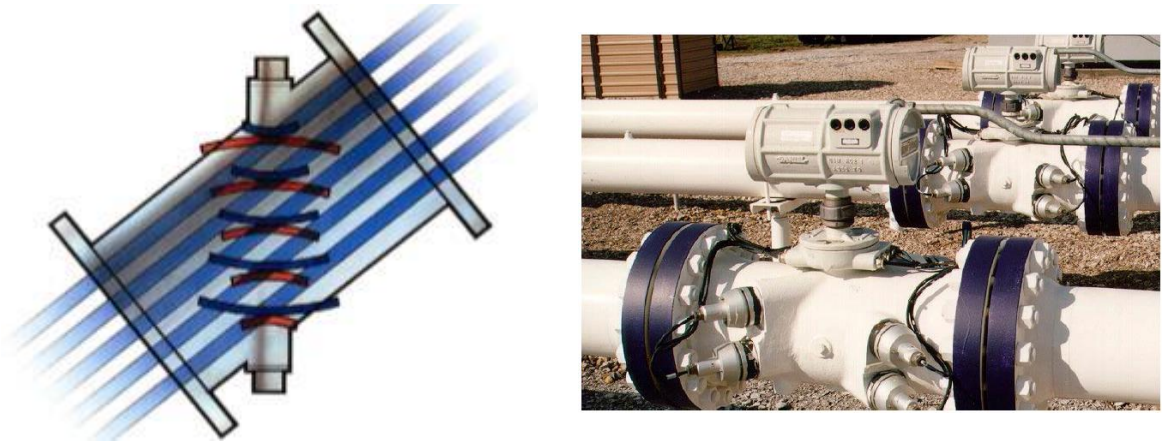


Figura. 32 Medidor de flujo ultrasónico.
Fuente: http://www.maddalena.it

Para obtener el valor de la medida de flujo, se miden los tiempos de tránsito de pulsos que viajan diagonalmente a través de la tubería, tanto en dirección del flujo, como también contrario a este, analíticamente para obtener la velocidad del flujo se contrarrestan las ecuaciones de velocidad con tiempo de recorrido de pulsos del transmisor 1 al 2 y del transmisor 2 al 1 (Figura 11) de manera que los pulsos que viajan con la trayectoria del flujo viajan más rápidamente y los pulsos que viajan en contra de la trayectoria del flujo viajan más lento. Finalmente se obtiene por método de diferencia en el tiempo:

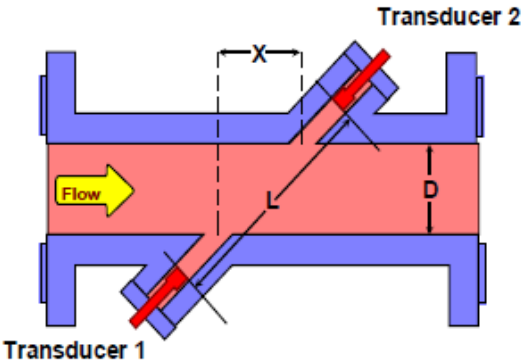


Figura. 33 Esquema de operación medidor de ultrasonido.
Fuente: FMC Technologies.

$$U_m = \frac{L^2}{2 * X} * \frac{T_{12} - T_{21}}{T_{12}T_{21}}$$

Ecuación (2).

Dónde:

L: Longitud de separación de los medidores ultrasónicos.

T_{12}: Tiempo de tránsito del pulso ultrasónico del transductor 1 al 2.

T_{21}: Tiempo de tránsito del pulso ultrasónico del transductor 2 al 1.

U_m: Velocidad media axial del líquido que atraviesa la trayectoria entre un par de transductores ultrasónicos.

X = cos(α) donde α el ángulo de la señal ultrasónica hacia el flujo.

Y el caudal (Q) entonces será:

$Q = Um * A$ Ecuación (3).

Donde A es la sección transversal de los transmisores.

La frecuencia de generación de pulsos de los medidores ultrasónicos generalmente es de 20 KHz o mayores. A continuación se muestras algunas ventajas y desventajas de este tipo de medidores de flujo:

MEDIDOR ULTRASONICO	
VENTAJAS	**DESVENTAJAS**

• No genera pérdidas de presión. • Expectativa de larga vida útil. • Amplio rango operativo. • El principio de medición es independiente de las propiedades físicas del fluido. • No tiene partes mecánicas móviles. • Se puede usar en flujo bidireccional. • Software de auto-diagnóstico con indicadores de desempeño. • De uso en diferentes viscosidades del producto.	• Los resultados de la medición son altamente dependientes del perfil de flujo. • Susceptibles a efectos de resonancia y reflexión de armónicos de la señal ultrasónica. • Requiere protección contra señales y corrientes parásitas. • Requiere acondicionamiento del flujo. • Requiere ajuste de cero. • Susceptible a fallas de medida por depósitos en los transmisores. • Requiere probadores con mayor volumen certificado y mayor número de corridas de prueba para obtener el factor del medidor debido a retardos en el microprocesador que genera la salida de pulsos.

Tabla 5. Características Medidor Ultrasónico.
Fuente: Autor.

Medidor másico tipo Coriolis: En este caso se realiza una medición másica del fluido, dado que la masa no se ve afectada por factores como temperatura, presión u otros, elemento primordial al momento de realizar una medición dinámica en fiscalización o transferencia de custodia, y por medio del método de medición del principio de Coriolis[8] se permite realizar una medición del flujo másico directamente.

[8] Principio de Coriolis es el efecto que se observa en un sistema de referencia en rotación cuando un cuerpo se encuentra en movimiento respecto de dicho sistema de referencia. Este efecto consiste en la existencia de una aceleración relativa del cuerpo en dicho sistema en rotación. Esta aceleración es siempre perpendicular al eje de rotación del sistema y a la velocidad del cuerpo.

Se mide la masa directamente, y el valor de esta se divide por la densidad determinada por el equipo, el medidor está conformado por un sensor y un transmisor, donde el sensor posee uno o dos tubos por los cuales pasa el fluido, estos tubos se hacen vibrar a una frecuencia natural de resonancia, estas vibraciones son detectadas por unos sensores y convertidas a rata de flujo másico mediante un transmisor electrónico, la corriente de flujo genera una fuerza de Coriolis que es directamente proporcional a la rata de flujo del líquido. La magnitud de la fuerza de Coriolis puede ser detectada y convertida a flujo másico. Para la generación de la fuerza de Coriolis se requiere la presencia de dos fenómenos, un movimiento de rotación y una masa que se mueve en dirección y hacia afuera del eje de rotación.

Figura. 34 Medidor Tipo Coriolis.
Fuente: Micromotion / Siemens.

Cuando la masa del líquido fluye a través del tubo de medición, se somete a una aceleración lateral por las fuerzas de Coriolis, Consecuentemente, las fuerzas de Coriolis actúan en direcciones opuestas a la entrada y a la salida y el tubo de medición empieza a “torcerse”. Este cambio en la oscilación inducida del tubo de medición es registrado como una diferencia de fase por los sensores en cada extremo del tubo. Esta diferencia de fase es directamente proporcional a la masa de líquido y a la velocidad de flujo y por lo tanto al flujo másico.

La combinación de las fuerzas opuestas en ambas secciones del tubo causa una torsión del mismo, produciéndose en cada sección una oscilación de igual frecuencia pero desplazada en fase. Esta diferencia de fase es directamente

proporcional a la rata de flujo como se muestra a continuación:

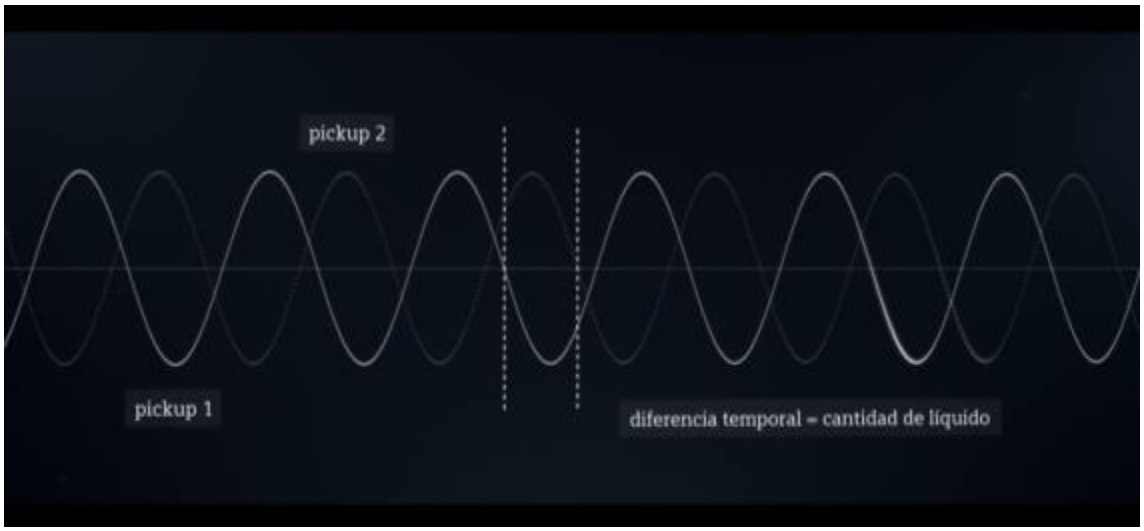


Figura. 35 Señal de respuesta de un medidor tipo Coriolis.
Fuente: Siemens Flujómetro Sitrans FC-430.

Al igual que los demás tipos de medidores, el medidor de flujo inferente tipo Coriolis presenta unas ventajas y desventajas:

MEDIDOR TIPO CORIOLIS	
VENTAJAS	**DESVENTAJAS**
• Su exactitud es ≤ 0,15% en medición de flujo másico. • El sensor es no intrusivo. • Bajos niveles de mantenimiento. • No es susceptible al daño por desprendimiento de gases. • Capacidad para medir a ratas de flujo cercanas a cero. • Mínimamente afectado por cambios en la viscosidad. • Mediciones directas de masa y densidad (proporcionando medición de volumen indirecta).	• Costo inicial alto. • Cambios significativos en la densidad afectan la exactitud. • Alta caída de presión. • Presenta cavitación por baja contrapresión aguas abajo. • Sensibilidad a las condiciones de instalación, incluidos golpes y vibraciones. • Aunque se fabrican en dimensiones de hasta 10”, normalmente no se utilizan tamaños superiores a 6” para las aplicaciones de transferencia de custodia. Esto limita su utilización a altas

• Normalmente no requiere acondicionamiento de flujo. • Capacidad de diagnóstico.	ratas de flujo. • Algunas veces se dificulta su calibración, debido a retardo de tiempo en la generación de los pulsos de salida. • Requiere ajuste del “cero” (tara) en forma periódica (línea presurizada y sin flujo). • Las condiciones operacionales y ambientales (temperatura, presión, densidad y viscosidad) pueden afectar el ajuste del cero. • Susceptible a los efectos de esfuerzos por efecto de mala alineación en las tuberías de acople. • Daños del sensor no pueden ser reparados en el campo. • Mayor número de corridas de prueba para obtener el factor del medidor debido a retardos en el microprocesador que genera la salida de pulsos.

Tabla 6. Características Medidor Tipo Coriolis.
Fuente: Autor.

En caso de querer determinar la densidad del producto, es necesaria la instalación de un transmisor de temperatura para medir la temperatura del producto, ya que con este factor se compensa la densidad observada al momento de realizar la conversión a volumen. El transmisor debe ser independiente al medidor puesto que, la RTD que trae incorporada el medidor no posee la clase de precisión requerida y entra en contacto con la pared del tubo de medición, por lo que su lectura no cumple con los requisitos de una operación de transferencia de custodia.

Además de los filtros, válvulas y eliminadores de aire mencionados anteriormente, se emplean instrumentos que se encargan del cuidado de los instrumentos medidores y captadores como también hay otros instrumentos que ayudan al soporte técnico de la instrumentación principal que conforma un sistema de medición dinámica.

Separadores y monitores de agua: Estos tienen como objetivo mantener dentro de especificación el porcentaje de agua en el crudo que sale de las facilidades de producción e igualmente realizar separaciones de las diferentes corrientes antes de su medición, estos son usados como guía del control de calidad pero no son utilizados para la liquidación volumétrica. El contenido de BSW está determinado por normas API y ASTM que indican los porcentajes permitidos de agua y sedimentos, la extracción de impurezas se indican normativamente en estándares como lo son ASTM D4377 (Karl Fisher), ASTM D4006 (agua por destilación), ASTM D473 (sedimentos por extracción) y API MPMS Capitulo 10 (agua y sedimento). Para determinar el volumen neto del producto medido, una vez el contenido de agua ha sido determinado por análisis de laboratorio, este factor puede ser introducido manualmente al computador de flujo, o utilizado dentro del algoritmo de cálculo del volumen neto en los sistemas de información volumétrica.

Válvula de contrapresión (*Back-Pressure*) y control de flujo: Se instala para evitar la vaporización aguas abajo del sistema de medición, cuando la presión es insuficiente, de esta manera se garantiza una fase líquida y una medición correcta.

Para este caso los medidores tipo turbina generalmente requieren más contrapresión que los medidores de desplazamiento positivo y coriolis, debido a que el camino que toma el flujo en los medidores tipo turbina generan aceleración de la velocidad y reducción en la presión estática lo que podría causar vaporización, emisión de gas y la cavitación subsiguiente. Aunque la contrapresión es un requerimiento crítico para la medición, una excesiva contrapresión resulta en costos excesivos de energía. Se puede sustituir una válvula de contrapresión por una válvula de control de flujo, la cual puede realizar doble función, controlar el flujo y la contrapresión una vez sea instalada aguas

abajo del medidor. Estas válvulas de control de flujo pueden ser automáticas y manuales o intercambiadas, debe estar instalada a una distancia tal que la turbulencia producida no afecte el desempeño del medidor.

Contadores locales: Los contadores o registradoras incorporadas a los medidores de flujo pueden ser de tipo mecánico o electrónico, estos registradores pueden solamente visualizar la cantidad en volumen o también imprimir datos en tiempo real para un registro histórico de flujo volumétrico. Los mecánicos cuentan con contadores acumuladores no-reseteables y contadores resteables que indican el valor medido en unidades enteras, los electrónicos, no-reseteables, pueden ser instalados en campo para registrar localmente el valor indicado del producto, están conectados a un totalizador para indicar los valores en forma entera.

Muestreo (Toma muestras): Debido a que los movimientos de productos a través de los oleoductos o poliductos son medidos en baches o lotes que pueden diferir apreciablemente en las propiedades del líquido (viscosidad y densidad), la densidad e interfaces en la línea deben ser monitoreadas con el fin de segregar baches para las pruebas del medidor, asignar el correcto factor del medidor del producto y poder realizar muestreo de este de acuerdo con los requerimientos contractuales que se debe aplicar a cada bache.

8.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE EQUIPOS DE CAMPO

Frente a las diferentes tecnologías existentes para la medición de flujo en los patines de medición de hidrocarburos, la selección de un medidor de flujo es una labor complicada, debido a los diferentes diseños y tecnologías, pero también al gran número de factores que influencian la escogencia. Para hacer una selección correcta se deberán determinar previamente los parámetros del medidor y de la aplicación respectiva. De esta manera se deben considerar dos etapas que son la definición de la aplicación y la selección del medidor.

8.4.1 DEFINICIÓN DE LA APLICACIÓN: Dependiendo del producto a medir y las características a determinar del mismo, del tamaño del patín de medición, la cantidad de brazos de medición, se debe contar con unos datos previos que

ayudaran a determinar las características del medidor para la selección de este en la segunda etapa.

Algunas de las consideraciones previas para la selección del medidor son:

- Propiedades físicas y químicas del líquido.
- Ratas de flujo esperadas o requeridas.
- Rangos de temperatura y de presión.
- Temperaturas ambientales.
- Duración de la operación (continua o por baches).
- Localización del medidor.
- Accesibilidad para mantenimiento y calibración.
- Consideraciones de seguridad.
- Exactitud requerida.
- Presupuesto de compra.

Por otra parte también es importante considerar algunas características mencionadas en el MPMS de API a la hora de seleccionar el sistema de medición dinámica apropiado para hidrocarburos líquidos como lo son:

- Los altos costos fijos, los cuales hacen deseable una operación continua en el sistema asociado a la relación costo-beneficio.
- La capacidad del sistema, la cual permite la posibilidad de manejar grandes volúmenes y altos caudales de flujo.
- La necesidad de una operación eficiente y una medición precisa (menor incertidumbre) a lo largo del sistema.

8.4.2 SELECCIÓN DEL MEDIDOR: Una vez adquirida la información previa del tipo de producto y aplicación que se tiene en la transferencia de custodia, se procede a evaluar los parámetros propios del producto, donde dependiendo de los valores indicados por los sensores de presión, temperatura, tomamuestras y demás, se cuenta con el medidor que según su principio de funcionamiento se adapta mejor a las condiciones del producto.

A continuación se presentan características técnicas de los medidores de flujo mencionados anteriormente.

Categoría	Unidades	Medidor tipo MDP	Medidor tipo Coriolis	Turbina convencional	Turbina helicoidal	Medidor Ultrasónico (UFM)
Tamaños		< 1" - 16"	< 1/2" - 6"	< 1" - 20"	< 1" - 16"	4" - 24"
Max. Rata flujo	BPH	12.500	4.500	42.000	28.000	63.000
	m^3/h	2.000	715	6.650	4.450	10.000
Máxima presión	psi	1.440 (**)				
	Bar	100				
Rangueabilidad para ±0,15%		8:1 a 200:1	8:1 a 25:1	10:1	40:1	40:1
Tipo de probador recomendado (*)		VTP, SVP, CPP	CPP	SVP, CPP	SVP, CPP	CPP

Tabla 7. Características de los medidores de flujo.
Fuente: Technical Paper FMC Bulletin TP0A014
(*) VTP: Tanque volumétrico; SVP: Probador de Volumen Pequeño; CPP: Probador convencional de tubo.
(**) Para presiones mayores de operación se debe consultar con fabricantes.

Se puede observar que existe gran diferencia entre los valores máximos de rata de flujo, tamaño y rangueabilidad entre un medidor y otro, esto depende en gran medida del tipo de fluido circulante por la tubería, es decir, si el fluido es abrasivo o no. Para líquidos no abrasivos el medidor de desplazamiento positivo puede manejar el más amplio rango de ratas de flujo y de viscosidades, presentando una larga vida útil. Las turbinas helicoidales pueden manejar altas ratas de flujo con viscosidades medias-altas, líquidos no abrasivos y representan la alternativa de costo más bajo.

Los medidores tipo Coriolis se comportan bien dentro de sus rangos limitados de flujo y viscosidad, aunque generan altas caídas de presión. Los medidores ultrasónicos pueden manejar altas ratas de flujo y son los mejores manejando líquidos abrasivos, aunque son más costosos que los demás medidores.

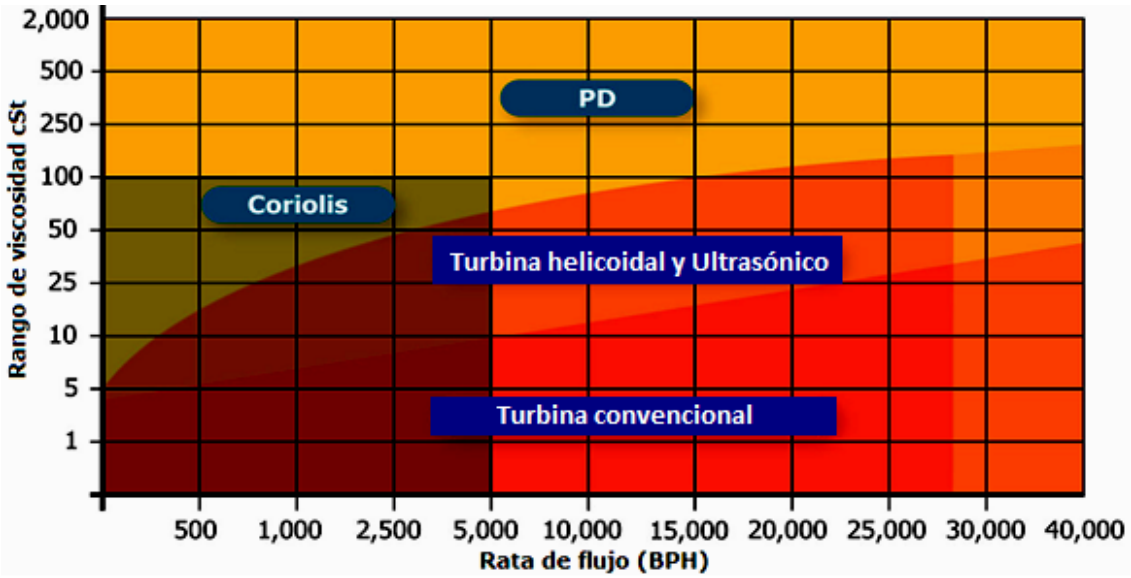


Figura. 36 Aplicación de medidores de flujo según rango de viscosidad cSt y rata de flujo.
Fuente: FMC Technologies.

No obstante, es primordial considerar más aspectos para la selección del medidor de flujo para el producto, también hay que analizar las características dinámicas y físicas de este, las condiciones ambientales presentes al momento de realizar la medición tal como se muestra en la siguiente tabla, si el flujo es continuo o discontinuo, la caída de presión, la viscosidad, contenido de azufre, acides, etc.:

Propiedades del líquido	Condiciones ambientales	Instalación	Aspectos económicos	Rendimiento del equipo
• Presión • Temperatura • Densidad • Viscosidad • Propiedades químicas • Abrasividad • Contenido de SW • Material particulado • Número de Reynolds • Corrosión	• Temperatura • Humedad • Interferencia eléctrica local • Factores de seguridad locales • Efectos de la presión atmosférica	• Dirección del flujo • Diámetro nominal y orientación • Tramos de tubería de entrada y salida • Vibraciones presentes en la tubería • Localización y tipo de las válvulas más cercanas • Localización y tipo de los accesorios más cercanos • Necesidad de filtros y acondicionadores de flujo • Conexiones eléctricas • Accesibilidad para servicio y mantenimiento • Flujo pulsante • Localización de la instrumentación secundaria • Complejidad de la tecnología.	• Precio de compra • Costos de instalación • Riesgo asociado a la falta de exactitud en la medición • Costos de operación • Costos de mantenimiento • Costos de calibración • Costo de repuestos • Costo de propiedad • Obras civiles • Mano de obra • Transporte	• Exactitud requerida • Repetibilidad requerida • Rangeabilidad • Máxima caída de presión permitida • Señales de salida requeridas

Tabla 8. Aspectos a considerar para la selección de medidores.
Fuente: Flow Handbook Capítulo 7 – Endress+Hauser

ATRIBUTO	MDP	TURBINA	CORIOLIS	ULTRASÓNICO
Exactitud	Cumplen requisitos para transferencia de custodia			
Rangeabilidad	Media	Media-alta	Media-baja	Alta
Intervalo de viscosidad	Amplio	Bajo / Media(*)	Amplio	Medio
Costo de adquisición	Alto	Bajo	Medio	Alto
Costo de mantenimiento	Medio-alto	Bajo	Bajo	Bajo
Desgaste de partes	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Sensibilidad al perfil del flujo	Bajo	Alto	Medio(**)	Alto
Caída de presión	Media	Media	Alta	Despreciable
Tolerancia a vibraciones	Alta	Alta	Crítica	Alta
Tolerancia a ruido acústico	Alta	Alta	Alta	Baja

Tabla 9. Comparación de medidores.
Fuente: Equipo extendido ECP-VSM-PMC
(*) Bajo: turbina convencional / Media: turbina helicoidal.
(**) Dependiendo del diseño del medidor (lineal o en U).

Una vez recopilada esta información se puede decir de manera general que los medidores tipo turbina se prefieren para altas tasas de flujo y aplicaciones de baja viscosidad, igualmente en aplicaciones de presiones altas, el costo de capital e instalación puede ser menor con este tipo de medidores. De cualquier modo se debe tener en cuenta la viscosidad, el contenido de cera o la presencia de materiales fibrosos que pueden limitar el uso de las turbinas. Cuando se evalúen los méritos relativos a los medidores, se deben considerar los costos asociados al mantenimiento preventivo y/o correctivo y a su operación.

8.5 PROBADORES PARA LA MEDICIÓN: Así como se emplean los medidores para el proceso de transferencia de custodia, estos medidores también deben ser probados preferiblemente con el mismo líquido que están midiendo y a las mismas condiciones de rata de flujo, presión y temperatura. Este proceso debe hacerse con alta precisión, dado que las particularidades del medidor, sus equipos auxiliares y el tipo de probador volumétrico puede afectar la incertidumbre de la medición. Por esta razón debe existir un probador, un elemento que corrobora la información arrojada por el medidor de flujo, el cual por métodos diferentes a los empleados por el medidor está en la capacidad de medir el volumen que pasa por unidad de tiempo por el sistema de medición.

Debido al requerimiento de un alto grado de precisión en la medida del medidor, tanto el medidor como el probador a ser usado deben ser calibrados respecto a las condiciones físicas del fluido y ambiente presente durante el proceso.

El propósito de probar o calibrar un medidor es el de poder determinar el Factor de Medición del medidor (Meter Factor o MF), el cual se usa para corregir las inexactitudes del medidor sin tener que realizar ajustes mecánicos o electrónicos a este. El factor MF se aplica al volumen indicado para calcular el volumen bruto y a este volumen bruto se le aplican los factores de corrección por temperatura y presión para obtener el volumen estándar, del mismo modo, según el valor del MF se evalúa la condición, comportamiento y desempeño de un determinado medidor y/o probador.

Este factor del medidor se obtiene de dividir el volumen certificado del probador por el volumen indicado por el medidor, en otras palabras, se compara el volumen del probador con el volumen del medidor.

Si el MF = 1,0000	El medidor registra el volumen correcto.
Si el MF < 1,0000	El medidor registra un volumen mayor al debido.
Si el MF > 1,0000	El medidor registra un volumen menor al debido.

Existen varios tipos de probadores según su principio de funcionamiento:

a) Probadores de tubería de desplazamiento mecánico.
b) Probadores Convencionales.
c) Probadores de Pequeño Volumen (Compactos).
d) Tanques Probadores.
e) Medidores Maestros.

Así mismo los probadores pueden ser:
a) Móviles (portátiles) o Estacionarios (Fijos).
b) Dedicados (para un Sistema de Medición) o Compartidos (para varios Sistemas de Medición).

8.5.1 Criterios de selección de probadores

- Las características metrológicas de los sistemas de probadores deben ser, como mínimo un nivel superior al nivel del equipo a calibrar.
- Los tubo-probadores deben tener una resolución de pulsos entre interruptores detectores de esfera o desplazadores, con respecto al medidor, de 1 parte en 10.000 ó mejor. Lo anterior se asegura utilizando probadores que garanticen al menos 10.000 pulsos entre interruptores detectores o empleando la interpolación de pulsos para probadores que no cumplan con éste requisito.
- Deben instalarse lo más cercano posible a los medidores a calibrar y aguas abajo del sistema de limpieza. Además debe tener una válvula de alivio térmico, que garantice aliviar las sobrepresiones por expansión térmica cuando el probador no esté en línea.
- Con el fin de mantener la temperatura del producto estable para facilitar los procesos de calibración de medidores y la recalibración del probador por el método del drenado de agua, el probador debe estar bajo cubierta. En los sitios donde lo anterior no sea posible por limitaciones de espacio, se podrá instalar aislamiento térmico o pintura ultrareflexiva. La principal consideración que determina la especificación de este aislamiento térmico tanto para el probador como para la tubería asociada, es el ΔT entre la temperatura ambiente y la temperatura del fluido, ver capítulo 4.5.1 del MMH de Ecopetrol.
- Los probadores deben diseñarse de tal forma que puedan manejar los flujos máximos y mínimos de los medidores a ser calibrados, teniendo en cuenta que sus características metrológicas sean mejores que las del medidor a calibrar y cumpla con la norma API MPMS 4.8 Sistemas de prueba.
- La superficie interna, los elastómeros de los sellos, el recubrimiento interno y demás materiales en contacto con el fluido, deben ser de un material que pueda resistir el fluido que se maneja y sus contaminantes.

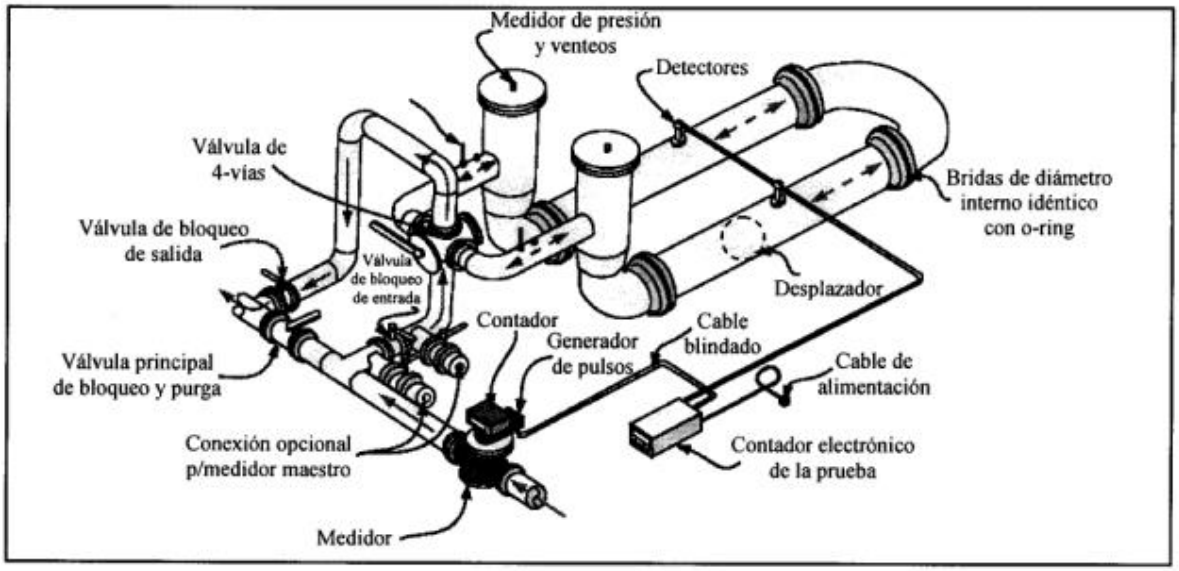


Figura. 37 Probador Convencional.
Fuente: www.4shared.com

Cuenta con cámaras de lanzamiento, una sección de volumen calibrado, sección de carrera previa, interruptores detectores y un desplazador el cual puede ser de tipo esférico o de pistón. Los detectores delimitan la sección de volumen calibrado, en las cámaras de lanzamiento se posibilita el paso del fluido libremente una vez el desplazador ha llegado a este punto y es frenado por la misma, cuando se invierte el sentido de flujo, éste empuja el desplazador fuera de la cámara, lanzándolo hacia la sección de volumen calibrado. Al menos una de las cámaras debe tener tapa tipo apertura rápida, con protección por presión antes de poderse abrir.

Los probadores convencionales en línea se adaptan fácilmente a sistemas de automatización y control remoto; su operación es rápida, fácil y reproducible, tanto en un probador fijo como portátil. Los probadores convencionales en línea son relativamente costosos. En la sección de volumen calibrado se pueden instalar varios interruptores detectores para tener más de un volumen calibrado.

A continuación se presentan los criterios de selección de un probador:

	TIPO DE PROBADOR	TANQUE DE PRUEBA	MASTER METER	COMPACTO Ó SVP	BIDIRECCIONAL DE PISTÓN	BIDIRECCIONAL DE ESFERA	UNIDIRECCIONAL DE ESFERA
CRITERIOS DE SELECCIÓN PARA SU USO	PDM	S	S	S	S	S	S
	TURBINA	N	S	S1	S	S	S
	CORIOLIS	N	S	S*	S*	S	S
	ULTRASÓNICO	N	S	S*	S	S	S
	CRUDOS PESADOS	N	S	S*	S	S	S
	REFINADOS	S	S	S	S	S	S
	COSTO: H=ALTO M=MEDIO L=BAJO	B	M	H	M	M	M
	FÁCIL INSTALACIÓN	S	S	S	N	N	N
	FÁCIL TRANSPORTE	S	S	S	N	N	N
	DESGASTE DE CUBRIMIENTO INTERNO	N	S	S	S	S	S
	DESGASTE DE MATERIAL INTERNO	N	S	N	N	N	N
	ACUMULACIÓN DE PARAFINAS	S	S	S	N	N	N
	CAMBIOS FISICOS DEL PROBADOR	S	S	S	N	N	N
	FALLAS O DESGASTE EN INTERRUPTORES DETECTORES	N	N	S	S	S	S
	SU CALIBRACIÓN PARA DESGASTE NORMAL SE REALIZA CADA: (EN AÑOS), VER**	5	0,25	3	5	5	5
	SE RECOMIENDA INSTALAR AGUAS ABAJO DEL MEDIDOR	S	S	S	S	S	S
	SU INCERTIDUMBRE HIPOTÉTICA ES DE: (SEGÚN API MPMS CAP. 4.1. TABLA 3)	0,015	0,06	0,03	0,03	0,03	0,03
	NOTAS: S=SI, N=NO, *=DEPENDE DE LA VISCOSIDAD, S1=SIEMPRE Y CUANDO LA COMPARACIÓN SE REALICE EN VOLUMEN O EN MASA EN AMBOS MEDIDORES, **= VER MÉTODO PARA DETERMINAR LA FRECUENCIA DE CALIBRACIÓN DE PROBADORES CUANDO EL DESGASTE NO ES NORMAL, DEBIDO A ALTA UTILIZACIÓN, LÍQUIDOS CON ALTO CONTENIDO DE SEDIMENTO, ETC., SEGÚN EL APÉNDICE B DEL CAPITULO 4.9 DEL API MPMS PARÁGRAFO 1.						

Tabla 10. Selección de un probador.
Fuente: Estándar de ingeniería para medición de hidrocarburos Ecopetrol.

8.5.2 Aspectos a considerar en las variables del proceso: Así como se encuentran cambios en los parámetros determinantes durante un proceso de transferencia de custodia como lo es la temperatura, el volumen, la densidad, la presión y demás, estos a su vez comprenden unas características y principios físicos que rigen su comportamiento.

En el caso de la temperatura, se debe contemplar un rango esperado de operación del líquido, como también la temperatura ambiente. Se recomienda el uso de aislamiento y protección solar (techo cubierto) en los sistemas de medición y calibración que manejan productos con alto coeficiente de expansión térmica y alta presión de vapor (propanos, butanos, PGR y GLP entre otros). Cambios en la temperatura de un hidrocarburo líquido causan cambios en su viscosidad. Estos cambios resultan en variaciones del factor del medidor y posibles variaciones en

los rangos de operación normal. Esta recomendación final aplica para todos los tipos de medidores.

En el caso del mismo líquido se debe considerar características físicas y químicas como la viscosidad, lubricidad y punto de fluidez, la densidad (que incluye la Gravedad API), analizar presencia de fibras, parafinas u otros materiales extraños, duración de la operación de transferencia, si es continua o intermitente, la localización, el espacio disponible, y el tipo de control (local o remoto, atendido o no) requerido para el sistema de medición, incertidumbre total requerida en el sistema y los acuerdos comerciales de porcentaje de exactitud requerido, pruebas realizadas por el fabricante y/o dentro de la empresa con dicho medidor y tipo de producto, tipo de probador requerido y frecuencias de calibración, costos de mantenimiento y disponibilidad en sitio.

Se debe garantizar que la presión de operación sea mayor a la presión de vapor del líquido a ser medido, por lo tanto se debe seleccionar el tipo de válvulas de control necesarias para garantizar una fase líquida, permitiendo buena precisión en la medida.

Todo tipo de medidor de flujo opera dentro de unos límites máximo y mínimo de su capacidad de medición, el rango de flujo considera las capacidades máximas y mínimas de la rata de flujo en las que opera el sistema de medición, donde se deberá tener en cuenta las recomendaciones del fabricante para determinar los límites en los cuales el medidor ofrece la mejor precisión. Típicamente en los medidores de desplazamiento se requiere ratas superiores al 20% de la máxima capacidad dada por el fabricante para obtener precisión óptima. En los medidores tipo turbina, dependiendo de las características del fluido, se requiere que el flujo de operación este por encima del 40% de su capacidad máxima.

A continuación se presentan consideraciones relevantes para la selección no solamente de medidores y probadores de flujo sino también para la demás instrumentación participante en el proceso:

- Las ratas de flujo de operación; y si el flujo es continuo, intermitente, fluctuante, bidireccional y/o reversible.
- Las especificaciones de desempeño (por ejemplo, la linealidad del medidor y la repetibilidad) que se requieren para la aplicación.
- La clase y tipo de conexiones de tubería, los materiales y las dimensiones del equipo a utilizarse.
- El espacio disponible para la instalación del medidor y la instalación de prueba.
- El rango de las presiones de operación (incluidos los aumentos súbitos), pérdidas de presión aceptables a través del medidor, y si la presión en el líquido es adecuada para prevenir la evaporación.
- El rango de operación de temperaturas y la aplicabilidad de compensación automática de temperaturas.
- Los efectos de contaminantes corrosivos en el medidor.
- La cantidad y tamaño de partículas extrañas, incluidas partículas abrasivas, que son arrastradas por la corriente del líquido.
- Los tipos de dispositivos de lectura e impresión o sistemas a emplearse, preamplificadores de señales y unidades estándar del volumen y masa que se requieran.
- El tipo, método y frecuencia de calibración.
- El método de calibración del medidor en su rata típica de entrega y el método para activarse o desactivarse en un banco de medidores, por cambios en la rata de entrega.
- Si se requiere registro de volumen y/o masa.
- El método para validar o modificar un factor del medidor.
- La necesidad de equipo accesorio, como totalizadores, pulsadores, aparatos de inyección de aditivos, combinadores y dispositivos para controlar la entrega de una determinada cantidad.
- Válvulas en la instalación del medidor. Éstas deben recibir una consideración especial porque su desempeño puede afectar la precisión de la medición. Las válvulas de control de flujo o presión en la corriente principal del medidor, deben ser capaces de prevenir choques o elevaciones de presión, con aperturas y cierres suaves.
- Otras válvulas, particularmente aquellas ubicadas entre los medidores y el

probador, requieren de cierres a prueba de fugas, que pueden lograrse con válvulas de doble bloque y purga (double block-and-bleed valve).

- Métodos/costos de mantenimiento y repuestos requeridos.
- Los requerimientos adecuados para desmontes y cierres de seguridad.
- Suministro de potencia eléctrica para medidores continuos o intermitentes.
- Niveles de fidelidad y seguridad de los sistemas de transmisión de datos por pulsos.

Los equipos complementarios se deben seleccionar de acuerdo con las siguientes condiciones de la instalación:

- Todos los componentes electrónicos de los sistemas de medición de transferencia de custodia deberán cumplir con la recomendación API MPMS 21.2.
- 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 antes vistos.
- 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 o registrador debe ser compatible con el medidor y su sistema de transmisión.
- Instalación: Todo el equipo debe instalarse y operarse de acuerdo con las recomendaciones del fabricante; y deberá ajustarse a las regulaciones aplicables.

8.6 DISPOSICIÓN DE UN SISTEMA DE MEDICIÓN DE CALIDAD, CANTIDAD Y PRUEBA.

Un sistema de medición de hidrocarburos líquidos está conformado por tres tipos de dispositivos, los cuales son dispositivo primario, secundario y terciario, el esquema se muestra a continuación:

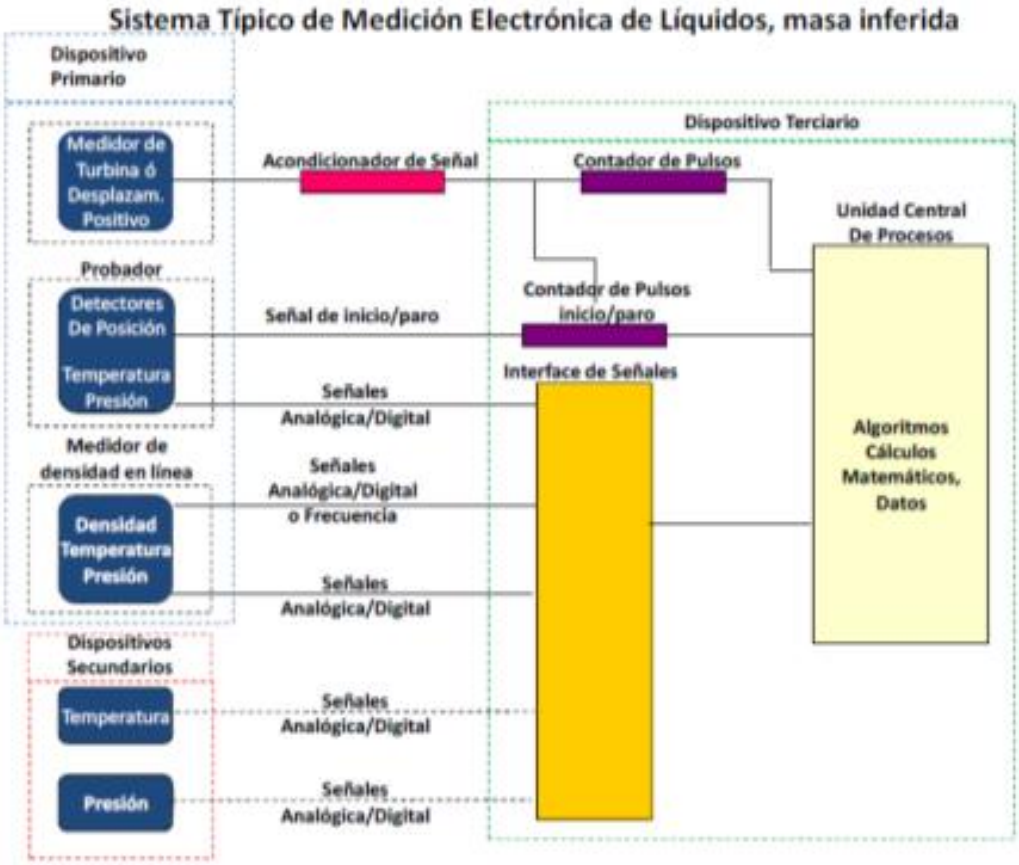


Figura. 38 Sistema típico ELM, volumen, masa inferida.
Fuente: ECP-VST-P-INS-ET-018, Estándar de Ingeniería.

Se destaca que dentro de los dispositivos primarios encontramos los medidores de flujo, puesto que es el equipo principal de un sistema de medición, junto con los probadores que contribuyen con la calibración y a su vez el medidor de densidad en línea donde interviene la temperatura y la presión. Enseguida encontramos que como dispositivos secundarios se tendrían los sensores de temperatura y presión, los datos captados por estos elementos se trasfieren a través de señales analógicas/digitales hacia el dispositivo terciario que viene siendo la CPU del sistema o en este caso específico de medición dinámica un computador de flujo, pasando por etapas de acondicionamiento de señal que como se manejan en casi todos los tipos de industria son señales de corriente de entre 4 mA – 20 mA o señales de voltaje entre 0 V – 10 V.

Para la implementación de unidades de medición dinámica se encuentran dos disposiciones regulares que son:

a) Un medidor en línea midiendo todo el flujo y otro en paralelo como reserva

(“*stand-by*”).

b) Banco de medidores en paralelo, donde un número de ellos tiene la capacidad para medir el flujo total a través del sistema, manteniendo uno o dos como reserva, dependiendo del número total de medidores del sistema.

8.7 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.

En las Figuras 17 y 18, se presentan 2 tipos de instalación de un medidor maestro como también las dos configuraciones para montaje de sistemas de medición dinámica.

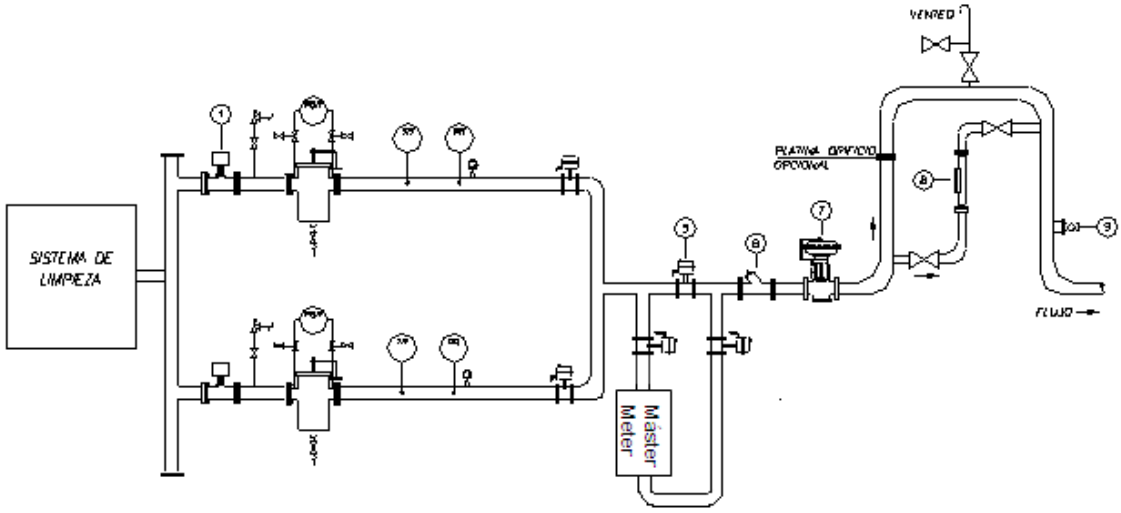


Figura. 39 Instalación de un medidor maestro a un sistema de medición con un medidor en línea y el otro en stand by.
Fuente: Ecopetrol

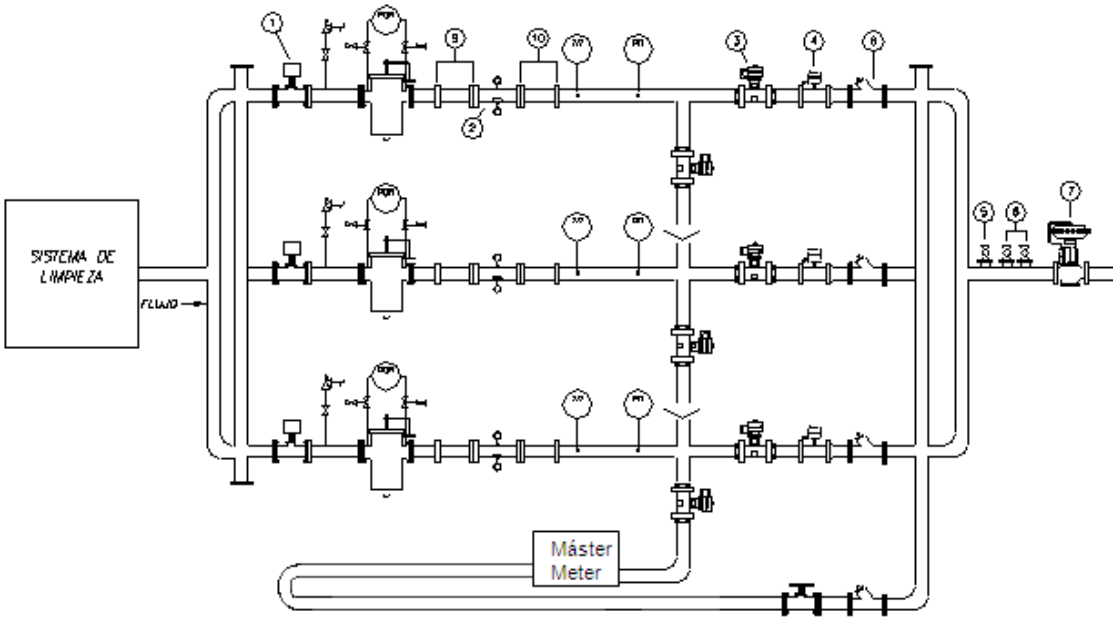


Figura. 40 Instalación de un medidor maestro a un sistema de medición en configuración de banco de medidores
Fuente: Ecopetrol

Para garantizar la fase líquida a través del sistema de medición, la presión de operación en los brazos de medición deberá ser mantenida por encima de la presión de vapor del líquido bajo medida. La velocidad del fluido no deberá ser superior a la velocidad de erosión para líquidos, de conformidad con lo recomendado por el API RP- 14A. Esto es cuando el fluido fluye a través de una

tubería a altas velocidades, puede ocurrir la erosión de la tubería. Esto es verdad especialmente para capacidad de flujo de gas altos en la cual la velocidad in-situ puede exceder entre 60 a 70 ft/sec. Esta erosión no es un problema en pozos de petróleo, aunque algunos pozos con altos índices de relación gas-liquido pueden estar sujetos a erosión. La velocidad en la cual la erosión empieza a ocurrir no puede ser determinada con exactitud, y si las partículas sólidas como la arena están en el fluido, la erosión puede ocurrir en velocidades relativamente bajas. Esta velocidad está relacionada con la densidad del fluido, por lo cual es necesario conocer esta variable, la relación se da por:

$$Ve = \frac{c}{(p_m)^{\frac{1}{2}}}$$

Ecuación (4).

Dónde:

$Ve\ es\ la\ velocidad\ erosional\ en\ \left[\frac{pies}{seg}\right]$

$p_m\ es\ la\ densidad\ del\ fluido\ en\ \left[\frac{lb}{pies^3}\right]$

$c\ es\ una\ constante\ empírica.$

El valor de C puede ir de 150 – 200 para un flujo continuo y un líquido sin impurezas, en caso contrario se puede llegar a asumir hasta un valor de 250.

8.8 DESEMPEÑO DE EQUIPOS ELECTRÓNICOS: 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 ratas 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 el operador, 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.

8.9 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS: Los Dispositivos que conforman el sistema de medición deben cumplir con las siguientes especificaciones técnicas:

➢ **Medidores de flujo para líquido:** estos deben cumplir con condiciones de linealidad y repetibilidad de manera que:

Linealidad <= ± 0.15% en un intervalo de flujo 10:1
Repetibilidad <= ± 0.02% en todo el intervalo de flujo 10:1

Dado que la prioridad de realizar una medición a la transferencia de custodia es reducir la incertidumbre de las cantidades transportadas, para el cálculo de esta misma se debe utilizar el valor real de repetibilidad reportado en las corridas de

calibración, afectando negativamente el resultado cuando se exceden las 5 corridas consecutivas.

- **Medidores de densidad:** estos medidores no son empleados solamente para transferencia de custodia sino también para detección de interfaces, flujo másico y volumétrico como también para la identificación de producto y de calidad.

La densidad se define como la masa por unidad de volumen, sus unidades son expresadas en libras por pie cúbico (lb/ft3), gramos por centímetro cúbico (g/cc) o kilogramo por metro cúbico (kg/m3). Estas unidades se emplean para expresar la densidad en las condiciones de la línea. Al igual que en la magnitud del flujo líquido se tienen una valores límites para la densidad:

Exactitud: ≤ ± 0.0010 gr/cm3 y repetibilidad ≤ ± 0,0005 g/cm3 en el intervalo de 0.3 a 1.1 gr/cm3, de conformidad con el MPMS del API, capitulo 14.6 parágrafo 8.4.

La densidad y consecuentemente el volumen de los hidrocarburos son sensibles a cambios en las condiciones de temperatura y presión. Los factores de corrección de volumen (VCF) se usan para ajustar los volúmenes observados para obtener volúmenes correspondientes a condiciones estándar de temperatura y presión.

Respecto a la instalación, un medidor de densidad debe instalarse acorde a las especificaciones del fabricante y lo más cerca posible al medidor de flujo, en un soporte aislado del proceso para evitar vibraciones. Para verificación del funcionamiento del medidor se deben instalar facilidades para utilizar líquidos de referencia instalando válvulas de bloqueo adecuadas para poder sustituir el producto existente dentro del medidor por un líquido de densidad conocida y dejar previsto un punto de toma de muestras manual para realizar verificaciones, la señal transmitida al computador de flujo será de pulsos o corriente y las constantes del densitómetro se introducen en el computador de flujo. La velocidad de diseño recomendada por los fabricantes es de 4.000 l/hora para productos limpios y de 1.000 l/hora para productos que contengan partículas, la máxima

velocidad de operación es de 15.000 l/hora, sin exceder una rigidez que supere una vibración de 0,6 g (g = fuerza gravitacional).

- **Sensores de temperatura RTD:** Al igual que los densitómetros, estos deben ir lo más cerca posible del medidor de flujo, los puntos de medición de temperatura serán representativos de las condiciones de proceso del medidor.

- **Transmisor de temperatura:** Estos serán utilizados en donde los requerimientos de distancia entre el sensor y el computador de flujo sean mayores a los recomendados por el fabricante. Los transmisores indicadores de temperatura deben tener la capacidad de aceptar RTDs (PT-100), 4 hilos, con sus respectivos coeficientes de Callendar Van Dussen[9] y la incertidumbre total de la medida de temperatura para el lazo debe ser ≤ ± 0.12 ºC. La señal de salida será de 4 mA – 20 mA con una resolución de 0.001 mA.

- **Medidores de presión:** El transmisor de presión debe tener una precisión de 0.15% de F.S. (Full Scala) o mejor, de manera que garantice una incertidumbre combinada total inferior a 0.2% en medición de presión. La señal de salida será de 4 – 20 mA con una resolución de 0.001 mA. En general la máxima desviación de la medida no debe ser superior a 3 psi en cualquier punto del span.

- **Toma muestras automático:** Es un accesorio de gran utilidad, se emplean para tomar un volumen representativo del producto y de esta manera evaluar sus propiedades más representativas, como son el nivel de BSW y concentración de sal.

El modo de operación de este toma muestras depende de las señales provenientes del sistema de control de la unidad de medición que bien puede ser el computador de flujo (CF), el PLC o un DCS y también parte de información proveniente de la interfaz hombre – máquina (HMI), garantizando de esta manera que la información proviene del volumen total del producto que circula por el

[9] Coeficientes Callendar Van Doussen: Son coeficientes de la ecuación que describe la relación resistencia – temperatura en una RTD, donde se amplían rangos de temperatura de 0 – 200 °C que permiten compensar la inexactitud de un termómetro RTD.

sistema de medición, en caso de tener 2 o más CF se deben sumar los volúmenes para que controle él toma muestras.

Además se encuentra el controlador asociado el cual controla la operación del extractor de muestras, permitiendo la selección de la frecuencia de muestreo. Los lineamientos para la frecuencia de muestreo pueden ser dados en términos de grabs[10] por volumen almacenado en una determinada longitud de tubería. Para determinar la frecuencia de muestreo automático, de acuerdo al tamaño de bache a transferir, y que la muestra obtenida sea representativa se sigue:

$$frecuencia\ de\ muestreo\ (Span) = \frac{Tamaño\ del\ bache\ (barriles)}{numero\ de\ grabs\ de\ la\ muestra}$$

(Ecuación 5).

Dónde el número de grabs depende del volumen del mismo y del tamaño de la muestra requerida (galones generalmente).

Figura. 41 Sonda y extractor de toma muestras para un sistema de medición.
Fuente: www.estrucplan.com.ar

Los medidores de flujo para transferencia de custodia deben utilizarse para establecer la frecuencia de toma de muestras o grabs. Cuando se mide el flujo con múltiples medidores, él toma muestras deberá estar gobernado por la señal del flujo resultante de la sumatoria de los flujos de cada medidor.

[10] GRAB: Es el volumen de líquido extraído de la tubería por una simple actuación del extractor del toma muestras. La suma de todos los grabs es un 'sampler' o muestra.

8.10 EL COMPUTADOR DE FLUJO

Un 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 líquido 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 automáticos, 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, 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. Incluye la posibilidad de alimentar la densidad base (a 60 ºF) obtenida en laboratorio.

Deberá imprimir el tiquete del medidor y el reporte del probador, proporcionará

funciones de alarma, informes históricos y acceso a los datos de archivo y seguimiento de batches, guardando en su memoria hasta 8 tiquetes como mínimo, teniendo opción de su recuperación; El computador será capaz de realizar todas sus funciones en línea. De igual forma el computador deberá contar con niveles de protección para acceder a los parámetros de configuración. Una muestra de las entradas secundarias, se deberá efectuar mínimo una vez cada 5 segundos.

8.10.1 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.

8.10.2 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 tiquete de batch, calibración, configuración, diarios, instantáneos y auditorias. 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 tiquete 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 tiquete de bache. 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 bache en curso.
- Capacidad de manejar tres tipos de archivos por estación de medición: Archivos de tiquetes de bache, 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.

8.11 CONEXIONES ELÉCTRICAS

- Interferencia del cableado de corriente AC: Todo el cableado de corriente AC debe instalarse al menos a un (1) metro de distancia del cableado de señal. La mayoría de sistemas no requieren protección electromagnética si la corriente es menor de 10 amperios.

- Interferencia de frecuencia de radio: Se debe evitar la interferencia de radiofrecuencias (RF) aislando los cables y asignando rutas para minimizarla. Se pueden requerir filtros en las entradas del equipo.

8.12 TRANSMISIÓN DE DATOS

Típicamente, las señales se trasmiten en pares conductores protegidos y entorchados dentro de un cable multipar aislado e instalado en conductos, bandejas porta cable o acorazado enterrado. La línea de impedancia debe diseñarse para que opere dentro de la máxima impedancia especificada por el fabricante del equipo.

Las señales se pueden transmitir por otros medios (por ejemplo, fibra óptica o cables coaxiales) según lo recomiende el fabricante del equipo.

En ésta sección se sugiere incluir lo relacionado con Áreas clasificadas para instalación de sistemas de medición y prueba, normas que regulan la instalación y conexión de potencia y de señales entre los equipos e instrumentos de campo y los tableros de conexión en los cuartos de control, conducción de señales de pulsos A y B de medidores por ductos separados hasta el computador de flujo.

Así mismo se deben asegurar conexiones de puesta a tierra adecuadas a la instalación que se está empleando, si es aérea o con enclavamiento a tierra,

cumpliendo con las normas estipuladas en el reglamento eléctrico RETIE y con recomendaciones del fabricante.

8.12.1 Niveles de seguridad del sistema de transmisión de datos de pulsos de los medidores de flujo.

En esta sección se trata lo referente a fidelidad y seguridad de la transmisión de los datos entre los dispositivos electrónicos de un sistema de medición dinámica. Se clasifican los niveles de seguridad en A, B, C, D y E donde A es el de más alto grado de seguridad y E el de menor grado y así mismo estos niveles pueden trabajar por separado o en conjunto.

A) Nivel A, este consiste en una verificación continua y corrección por métodos de comparación, este nivel de seguridad está destinado a proveer protección contra interferencias transitorias y no deseadas, en adición a fallas y errores funcionales, en el esquema presentado a continuación se observa un sistema de transmisión dual protegido contra ambas fallas dinámicas que proceden del monitoreo de pulsos duplicados y por análisis estático de la integridad eléctrica de los circuitos de transmisión. El sistema debe poder operar como un sistema de nivel E si falla alguno de los canales de transmisión. Una ventaja del nivel A es su capacidad para detectar fallas mecánicas en los transductores. Los pulsos simultáneos causados por interferencia simétrica, son rechazados automáticamente y no influyen en el sistema, se dará la alarma en todas las circunstancias cuando los pulsos impares son recibidos por el comparador, este puede ser deseable para proporcionar redundancia en uno o todos los elementos mostrados.

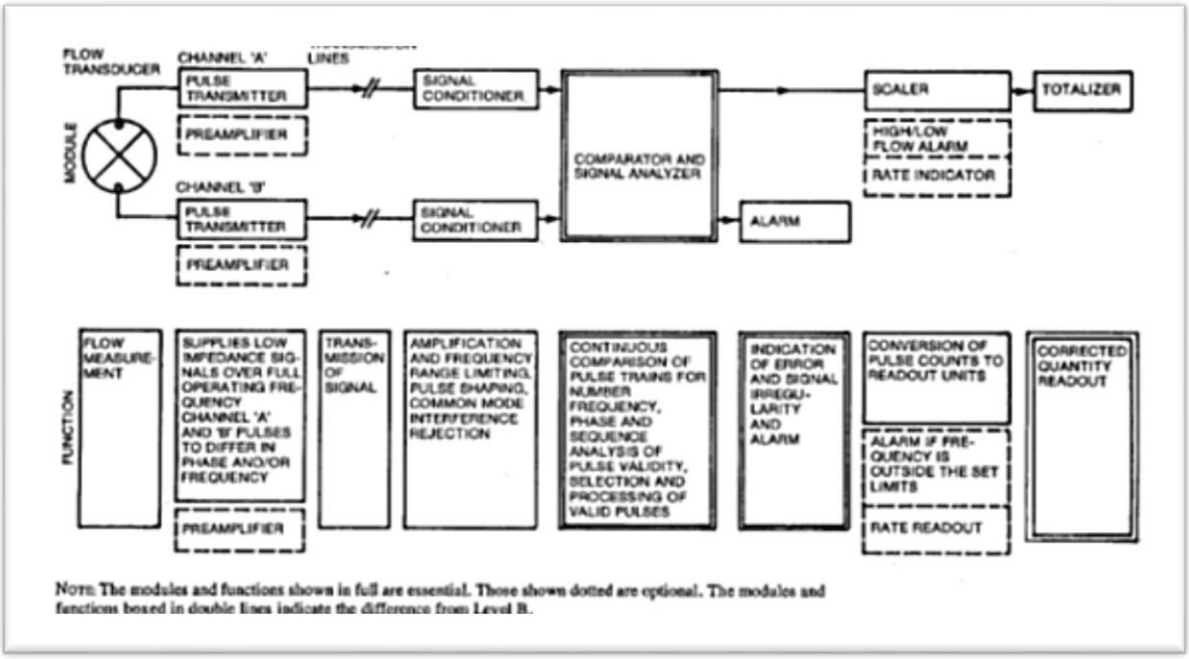


Figura. 42 Arreglo funcional típico para un sistema de seguridad de pulsos nivel A.
Fuente: API MPMS capítulo 5, sección 5.

Nota: Los bloques encerrados en línea discontinua o punteada son opcionales, los bloques encerrados en línea continua son esenciales.

B) Nivel B, consiste en un monitoreo continuo, indicación de error y señalización de alarma por métodos de comparación. Este nivel de seguridad está destinado a proveer advertencias contra interferencias transitorias y no deseadas en adición a errores y fallas funcionales. En el esquema presentado a continuación se observa un sistema de transmisión dual con un comparador dual de pulsos donde el tren de pulsos es monitoreado continuamente por número, frecuencia, fase y secuencia y cualquier irregularidad es indicada. Simultáneamente los pulsos de interferencia deben ser detectados e indicados. La alarma se dará si los pulsos se pierden o son obtenidos a través de otro canal.

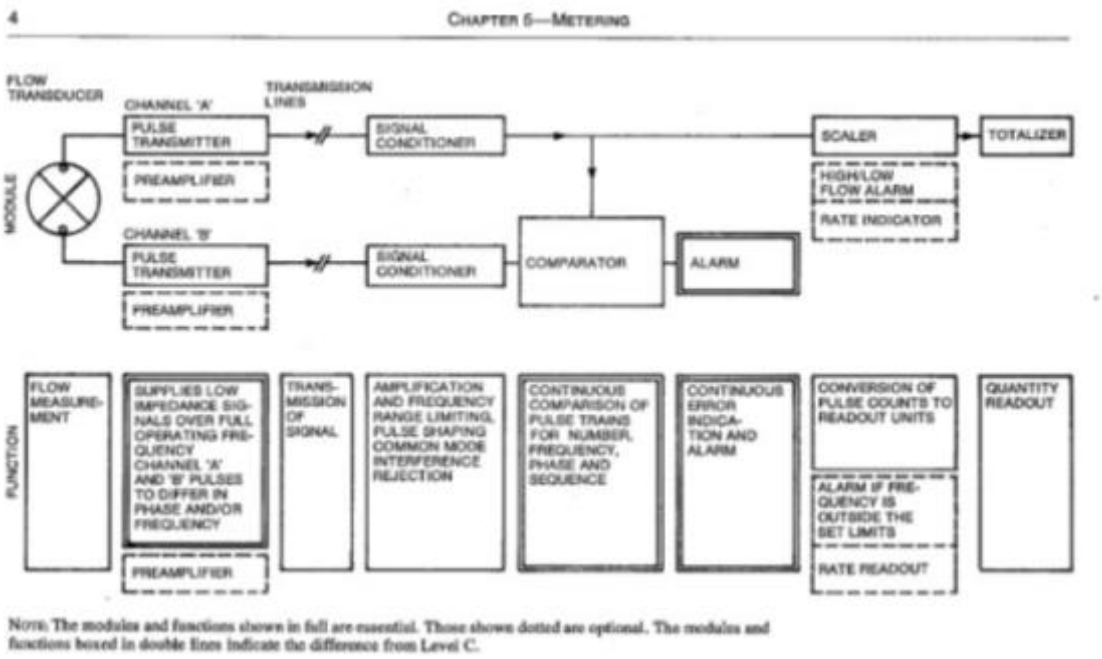


Figura. 43 Arreglo funcional típico para un sistema de seguridad de pulsos nivel B.
Fuente: API MPMS capítulo 5, sección 5.

Nota: Los bloques encerrados en línea discontinua o punteada son opcionales, los bloques encerrados en línea continua son esenciales.

C) Nivel C, consiste en un monitoreo de error automático e indicación de error en intervalos especificados por métodos de comparación. Este nivel de seguridad está destinado a proveer protección contra errores y fallas funcionales y puede ser logrado por métodos de diseño. El tiempo de los intervalos para el monitoreo puede estar sujeto a los datos de la experiencia obtenida. En el esquema presentado a continuación se observa un sistema de transmisión dual con un comprador dual de pulsos de diseño simple. Si los pulsos obtenidos llegan estar numéricamente fuera de sintonía, una advertencia será entregada por el comparador (contador diferencial). El nivel de seguridad C será superado por otros trastornos tratados con sistemas por alto nivel de seguridad. Este está diseñado para que esta forma de monitoreo de errores se lleve a cabo periódicamente, el equipo de monitoreo puede ser compartido con otros sistemas de medición. El nivel C puede ser inferido del resultado de los periodos de monitoreo.

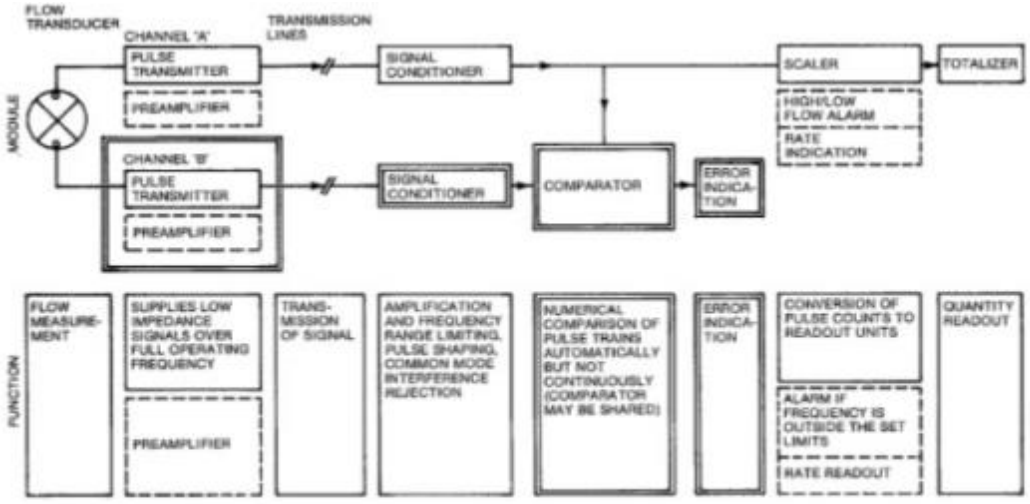
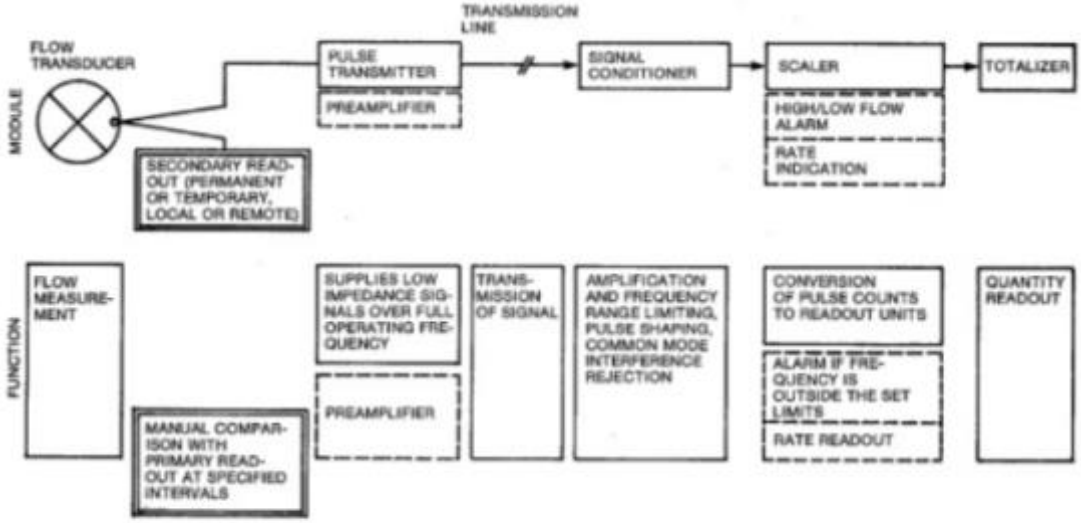


Figura. 44 Arreglo funcional típico para un sistema de seguridad de pulsos nivel C.
Fuente: API MPMS capítulo 5, sección 5.

Nota: Los bloques encerrados en línea discontinua o punteada son opcionales, los bloques encerrados en línea continua son esenciales.

D) Nivel D, consiste en un monitoreo manual de errores en intervalos especificados por métodos de comparación. Este nivel de seguridad está destinado a proveer protección contra errores y fallas funcionales y es un método de verificación por acción manual. La lectura de salida puede ser revisada visualmente contra un sistema independiente de totalización. En el esquema presentado a continuación se observa un sistema simple con medios para hacer una valoración periódica manual de seguridad. La lectura de salida secundaria puede ser permanente o temporal, local o remota. La comparación manual realizada durante una comprobación periódica controlará la integridad de la transmisión y de elementos totalizadores.



NOTE: The modules and functions shown in full are essential. Those shown dotted are optional. The modules and functions boxed in double lines indicate the difference from Level E.

Figure 2—Typical Functional Arrangement for a Level D Pulse Security System

Figura. 45 Arreglo funcional típico para un sistema de seguridad de pulsos nivel D.
Fuente: API MPMS capítulo 5, sección 5.

Nota: Los bloques encerrados en línea discontinua o punteada son opcionales, los bloques encerrados en línea continua son esenciales.

E) Nivel E, la reducción de errores en el nivel E es lograda solamente por los correctos aparatos instalados de buena calidad. Este es un sistema totalizador sencillo. El esquema presentado a continuación muestra un sistema simple con provisiones no incorporadas para el monitoreo de errores. Solamente los elementos y sub-unidades de buena calidad, correctamente instalados, darán confianza en la seguridad del sistema. El uso de un preamplificador transmisor para el manejo de la línea de transmisión es considerado beneficioso por la mayoría de aplicaciones como también lo es la provisión de acondicionamiento de señal. El sistema no difiere en calidad de hardware respecto a más sistemas de seguridad que usan los mismos elementos.

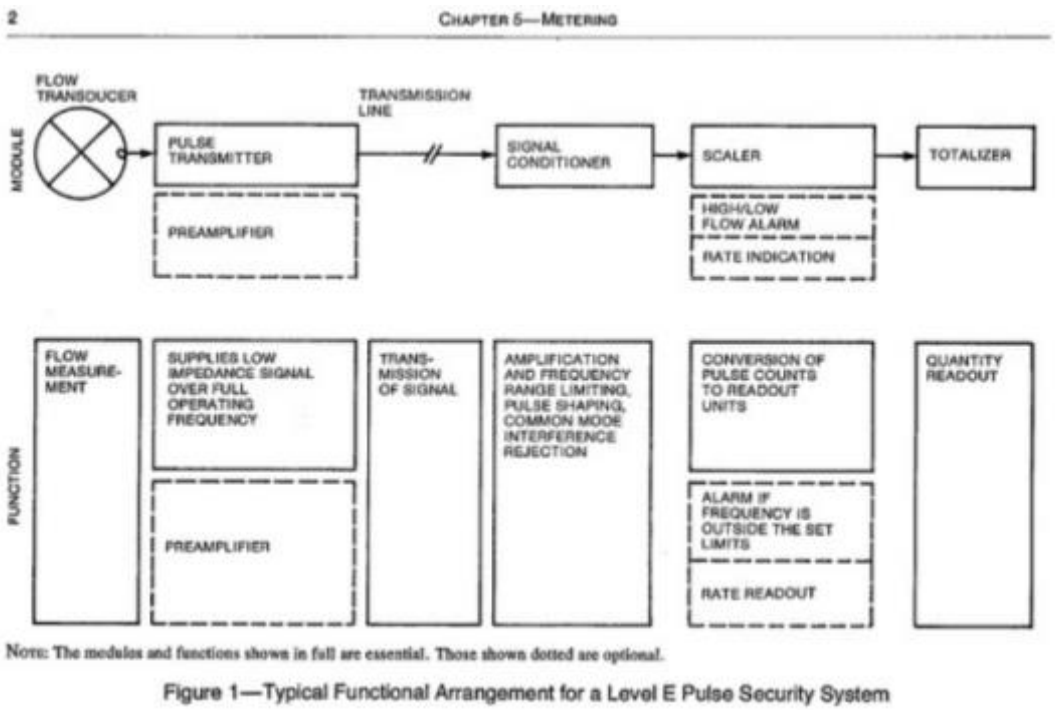


Figura. 46 Arreglo funcional típico para un sistema de seguridad de pulsos nivel E.
Fuente: API MPMS capítulo 5, sección 5.

Nota: Los bloques encerrados en línea discontinua o punteada son opcionales, los bloques encerrados en línea continua son esenciales.

8.13 PROTECCIONES DEL CABLEADO Y CONTRA PERTURBACIONES

La protección del cableado puede ser de cobre, aluminio o acero, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante. La protección global debe estar unida, junto con todas las cajas de conexiones, únicamente, a una línea de corriente neutra conectada directamente a tierra o por medio de una barra que también lo esté.

Deben instalarse protectores a los puertos de comunicación.

Se debe suministrar la protección contra perturbaciones para preservar el transmisor de nivel y temperaturas; y para asegurar la transmisión de los datos medidos. Se debe tener una precaución especial en áreas donde hay una alta incidencia de rayos y, en particular, cuando los sistemas de medición se ubican lejos del equipo de lectura central. El sistema protector de rayos debe absorber el

incremento de energía en la señal o líneas de energía.

Los picos pueden dañar el equipo y no deberían pasar a través del sistema, se debe asegurar una buena protección contra éstos y asegurar que no exista una interferencia con la operación normal del equipo; su selección e instalación debe basarse en las recomendaciones del fabricante del equipo.

8.13.1 Instalación de protectores de picos:

Los protectores deben instalarse en ambas terminaciones de las líneas de transmisión de señal para proteger la fuente de la señal y su unidad de recepción contra las propagaciones de picos y rayos en ambas direcciones del punto de inducción. Asimismo, se puede proporcionar la protección contra rayos con la técnica de separación galvánica.

Protectores de picos de rayos con conexión a tierra. Se deben conectar los cables a una conexión a tierra para protegerlos contra perturbaciones y picos. Si no se dispone de una conexión a tierra confiable, se debe suministrar una barra conductora a tierra (cinco ohmios es una resistencia de tierra aceptable).

8.14 SISTEMA DE CONTROL

El control se hace desde un solo sistema PLC o DCS, incluyendo el control de los sistemas de medición, los sistemas inferiores como el control de inyección de inhibidores de corrosión se hace también desde el PLC o DCS y no desde el HMI o el computador de flujo.

Además debe contener:

- Protocolo de comunicación MODBUS o ETHERNET.
- Registro de alarmas y eventos del sistema de medición.
- Un sistema SCADA con registro de todos los datos de medición.
- Monitoreo de todas las variables actuales de la medición, mencionadas anteriormente.

- Programación y control de Batch.
- Control de él toma muestras automático, incluyendo inyección de inhibidor de corrosión, mejorador de flujo.
- Alineación de medidores y probador para calibración.

8.15 TIEMPOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Ahora para saber la frecuencia con que se pueden presentar los servicios que se buscan ofrecer por parte de Tecnicontrol S.A. es necesario conocer la normatividad aplicable a los tiempos de mantenimiento y operación de todos los equipos e instrumentación asociada a un sistema de medición dinámica.

Tiempos de Operación y mantenimiento de un sistema de medición y sus equipos basados en el MMH Capítulo I con regulaciones de normatividad API y ASTM.

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
1	PROBADORES	Patrones volumétricos tipo tanque (seraphines) Usados en calibración de probadores volumetricos	Inspección antes de ser utilizado (Ver nota 5)	Antes y después de ser utilizado	5 años dependiendo de su estado, según API MPMS 4.7_ 2009. Mar 07 de 2012 (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS Capitulo 4 Sección 7.5.3
2		Probador tipo tanque	Inspección antes de ser utilizado (Ver nota 5)	Antes y después de ser utilizado	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
3		Probador Master Meter	No Aplica	Según análisis de resultados contra la Carta de Control	3 meses para cada producto y a condiciones similares de operacionales del medidor que se va a calibrar (Ver nota 2)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
4		Probadores Compactos (Probadores Unidireccionales de pistón) Probadores de Pequeño Volumen (SVP)	No Aplica	Semestral	3 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11
5		Unidireccional de Esfera Bidireccional de Esfera o de Pistón.	No Aplica	Semestral	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)	Capitulo 4	API MPMS capitulo 4 sección 8.2.11

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
6	MEDIDORES PARA LIQUIDOS	Medidores con probador dedicado	Diaria a semanal dependiendo de la criticidad del sistema. Para exportación por cada embarque	Según análisis de resultados contra la Carta de Control	Mensual por producto o según Contrato o Acuerdo entre las partes	Capitulo 5	API MPMS Capitulo 5 Sección 2
7		Medidores con probador portátil	Diaria del Meter Factor mientras esté conectado el probador	Según análisis de resultados contra la Carta de Control	Semestral por producto o según Contrato o Acuerdo entre las partes	Capitulo 5	API MPMS Capitulo 5 Sección 2
8	MEDIDORES GAS NATURAL	Medidores con Master Meter	Mensual a la Instrumentación asociada y Comp. Flujo: Temp, Pres (Estática y Diferen.) y Calidad (Compesició, Humedad, Azufre) y Autodiagnóstico (si aplica)	Por discrepancias contra los balances diarios y por mal funcionamiento	Anual o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)		API MPMS CAPITULO 21. 2. API MPMS CAPITULO 21. 1.
9		Medidores sin Master Meter		Por discrepancias contra los balances diarios y por mal funcionamiento	5 años o menos dependiendo de su estado (Ver nota 3)		API MPMS CAPITULO 21. 2. API MPMS CAPITULO 21. 1.

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
10	INSTRUMENTOS DE CAMPO, VÁLVULAS Y MISCELANEOS	Lazo de Presión (Transmisor, equipo terciario, etc)	En línea Líquidos : Trimestral. Lazo completo (3 pasos según procedimiento) Líquidos: Bianual Gas Natural: Mensual	No Aplica En caso de falla remplazar el Equipo	Según recomendación fabricante o en su defecto cada 2 años. (Ver nota 3).		
11		Lazo de Temperatura) (RTD, Transmisor, equipo terciario, etc)	En línea Líquidos : Trimestral. Lazo completo (3 pasos según procedimiento) Líquidos: Bianual Gas Natural: Mensual	No Aplica En caso de falla remplazar el Equipo	Según recomendación fabricante o en su defecto cada 2 años. (Ver nota 3).		
12		Densitómetros	Semestral Frecuencias Densitómetro 1.- lleno Agua 2.- lleno Aire	Semestral Limpieza interna	2 a 5 años Si no pasa la verificación se debe calibrar (Ver nota 3)	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
13		Válvulas de doble bloqueo y purga	Trimestral	Anual y cuando tenga pase	No Aplica	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
14		Actuadores para Válvulas	Anual Ajuste a los límites de Carrera	Cada 2 años	No Aplica	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
15		Válvulas de expansión térmica	Semestral	Cuando falle	Anual	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6
16		Válvulas de seguridad	Semestral	Cuando falle	Semestral	Capítulo 6	API MPMS Capítulo 6

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
17	VÁLVULAS Y MISCELANEOS	Lazos de control PID (Computador de Flujo, Sistema de Control, PLC, DCS, etc.)	Semestral	Cuando falle	Semestral	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
18		Computadores de flujo (Configuración, Archivos de Alarma y Eventos)	Anual	Cuando falle	Anual (Entradas / Salidas Análogas) (Ver nota 3)	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
19		Sincronización de Relojes (Computadores de Flujo, Sistemas de Control, Equipos) (Ver nota 4)	Mensual	No Aplica	No Aplica	Capítulo 21	API MPMS Capítulo 21
20		Báscula Camionera	Trimestral	Trimestral	Anual (Ver nota 3)	-	-
21		Sistemas Híbridos de Medición de Tanques (SHMT) (Tanques Atmosféricos) (Nivel, Temperatura y Densidad)	Mensual Nivel - Manual con Cinta Temp - Manual con Termómetro Dens - Manual con	Anual o cuando falle (Ver nota 3)	Anual (Ver nota 3)	Capítulo 3	API MPMS Capítulo 3.2
22		Sistemas Híbridos de Medición de Tanques (SHMT) (Tanques Presurizados) (Nivel, Temperatura y Densidad)	Semestral Nivel - Manual con Cinta Temp - Manual con Termómetro Dens - Manual con	Anual o cuando falle (Ver nota 3)	Anual (Ver nota 3)		

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
23	INSTRUMENTOS DE CAMPO, VÁL	Tanques de Almacenamiento (Tablas de Aforo)	5 años (Ver nota 3)	Cuando se requiera (Por cambio de producto, Falla estructural, etc.)	15 años (Ver nota 3)	Capitulo 2	API MPMS Capitulo 2.2A, Apéndice A
24		Cintas de medición	Inspección - diaria o antes de sus uso Verificación - Anual	No Aplica	No Aplica	Capitulo 3	API MPMS Capitulo 3.1A, numeral 3.1A.8
25		Termómetros Electrónicos (PET)	Trimestral	No Aplica	Anual (Ver nota 3)	Capitulo 7	API MPMS Capitulo 7 numeral 8.2
26		Termómetros de vidrio Termómetros Bimetálicos Hidrómetros Termohidrómetros	Trimestral	No Aplica	No Aplica	Capitulo 7	API MPMS Capitulo 7 numeral 8.3.1.
27		Manómetros (Bourdon)	Semestral	Cuando falle	Anual (Ver nota 3)		
28		Tomamuestras Automático	Semestral	Semestral y número de operaciones de Extracción	No Aplica	Capitulo 8	API MPMS Capitulo 8 Sección 2

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
30	EQUIPOS DE REFERENCIA	Multimetros Calibradores de campo	N.A. Semestral	No Aplica	2 años (Ver nota 3)	-	-
31		Patrones de MEDICIÓN generación de Temperatura (Baño seco controlado)	N.A. Semestral	Semestral o cuando falle	2 años (Ver nota 3)	-	-
32		Patrones de generación de presión (peso muerto)	Semestral	Semestral o cuando falle	5 años (Ver nota 3)	-	-
33		Manómetros (Bourdon, digitales)	Anual	Cuando falle	2 años (Ver nota 3)		
34		Termómetros (Vidrio, Digitales)	Anual	Cuando falle	2 años (Ver nota 3)		

Item	TIPO DE EQUIPO		PERÍODOS (Ver nota 1)			REFERENCIA	
			VERIFICACIÓN / AJUSTE	MANTENIMIENTO	CALIBRACIÓN	MMH	NORMA INTERNACIONAL
35	EQUIPOS DE LABORATORIO	Analizadores de Calidad de Laboratorio: Karl Fischer, balanza analítica, salinómetro, termohigrómetro, mufla, Trampas de destilación, Cromatógrafo y demás equipos de laboratorio	El control metrológico del laboratorio se establecerá con base en la recomendación del fabricante de cada equipo o en la recomendación que establece cada uno de los métodos de ensayo estándar Internacionales, implementados en el Laboratorio.			Capítulo 1	-

Notas:

1	De forma general: 1.- Todo equipo o instrumento debe venir calibrado de fábrica con su correspondienmte certificado de calibración 2.- El periodo entre Verificaciones/Ajuste, podrá modificarse (ampliarse o disminuirse) de acuerdo a los registros históricos, a las recomendaciones del fabricante o a los análisis estadísticos, siempre y cuando se encuentren debidamente documentados y justificados, no deberá ser superior a 2 años.
2	La calibración podrá ser realizada directamente por Ecopetrol o por un Ente externo certificado para hacerla.
3	La calibración se deberá realizar por un Ente o Laboratorio certificado para hacerla. No se recomienda que Ecopetrol realice directamente estas calibraciones.
4	Debe hacerse por señal de sincronismo donde haya conexión a Scada, Satelite o señal Web
5	Inspección: Examen cuidadoso que se hace de un lugar o de una cosa con el objeto de determinar el estado en que se encuentra física y mecánicamente y reportarlo.

Tabla 11. Tiempos de operación y mantenimiento de los equipos e instrumentación de un sistema de medición dinámica.
Fuente: MMH Capítulo 1 Ecopetrol.

8.16 UNIDADES LACT.

Las unidades LACT son equipos especiales diseñados para medir y registrar automáticamente la transferencia de custodia por concesión de los volúmenes en barriles de petróleo crudo producido en los diferentes campos u operaciones de producción, así como de los volúmenes de hidrocarburos provenientes de instalaciones industriales anexas, para luego ser transportados por el oleoducto.

Está constituido por el banco de medidores, tomamuestras y probadores de medidores diseñados, instalados y equipados de conformidad con las normas API especificación, 11N, API 2502 o su equivalente, por sus siglas en inglés Lease

Automatic Custody Transfer, este equipo opera automáticamente una vez los niveles máximo y mínimo son alcanzados en un tanque de stock para iniciar la transferencia del crudo hacia una tubería de transporte.

8.16.1 COMPONENTES BASICOS DE UNA UNIDAD LACT

Al igual que un patín de medición dinámica para combustibles livianos y otros productos derivados del petróleo y para gas, un patín de medición LACT cuenta con los siguientes componentes fundamentales:

a) Bomba de Carga.
b) Sistema de muestra: El cual contiene el tomamuestras automático, el tanque probador y una bomba de recirculación.
c) Eliminador de aire.
d) Medidor de flujo (de diferentes tipos).
e) Probador y monitor de contenido de BSW (ubicado verticalmente aguas arriba del medidor de flujo).
f) Válvula de desvío.
g) Válvula check.
h) Válvula de retorno.
i) Sensórica asociada (temperatura, presión, densidad)
j) Computador de flujo.

A continuación se muestra el esquema de operación de una unidad LACT tanto para carga de una carrotanque como para introducción de crudo a un oleoducto.

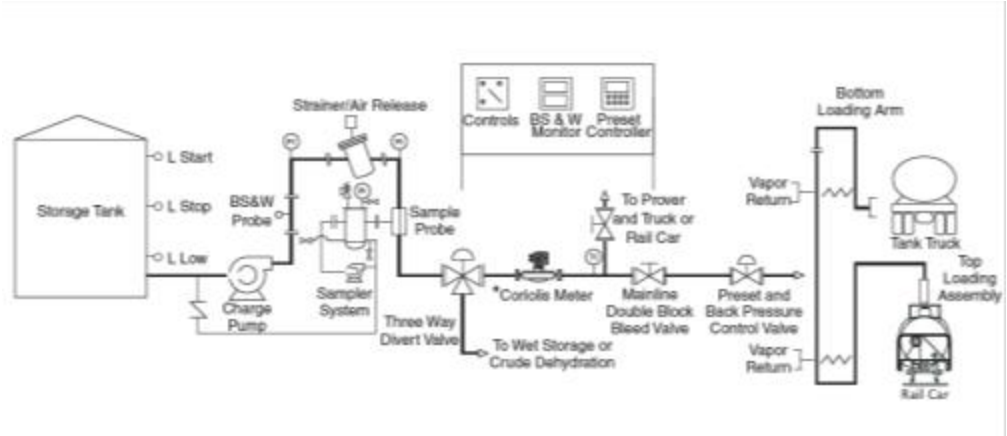


Figura. 47 Operación de unidad LACT para carga de un carrotanque.
Fuente: FMC Technologies.

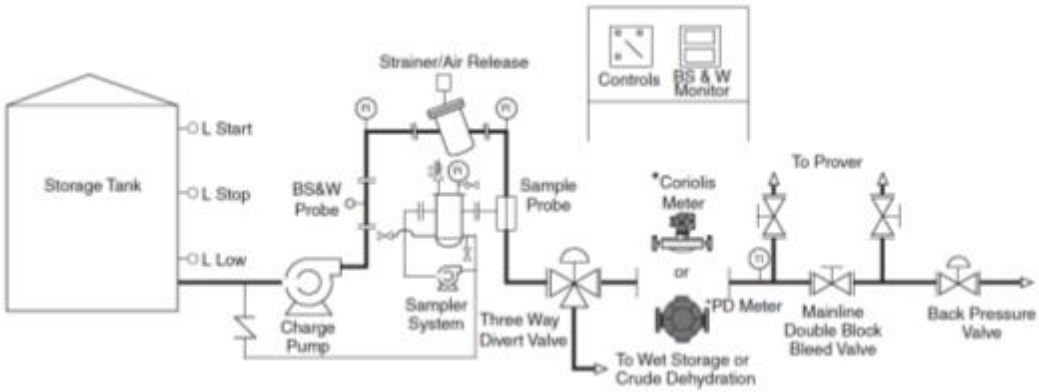


Figura. 48 Operación de unidad LACT para transferencia de crudo hacia un oleoducto.
Fuente: FMC Technologies.

8.16.2 ESPECIFICACION Y OPERACIÓN DE UNA UNIDAD LACT

A continuación se muestra las especificaciones estándar comunes para una unidad LACT.

STANDARD LACT SKID SPECIFICATIONS[1]			
Skid Size	2" - 150#	3" - 150#	4" 150#
Operating Flow Rate	142 GPM (6,500 BPD)	365 GPM (16,700 BPD)	685 GPM (31,300 BPD)
Product	Crude Oil		
Density (Specific Gravity or °API	30 - 70 API		
Operating Pressure (Min.)	30 psi		
Operating Pressure (Max.)	65 psi		
Operating Temperature (Min.)	40° F		
Operating Temperature (Max.)	120° F		
Length	14'	14.5'	15'
Width	6'	6.5'	6.5'
Height	6'	6.5'	7'
Estimated Weight	4,100 lbs.	4,600 lbs.	5,200 lbs.
Voltage at Final Destination	230/480 volt - 3 Phase - 60 Hz		

Tabla 12. Especificaciones técnicas de una unidad LACT.
Fuente: FMC Technologies.

Para la selección del medidor apropiado en un patín de medición LACT FMC Technologies recomienda considerar parámetros metrológicos en primer lugar partiendo de la precisión y prosiguiendo a analizar la repetibilidad, linealidad y estabilidad.

También se analizan las aplicaciones para las cuales se necesita el patín de medición, estas pueden ser en pozos de petróleo crudo, pozos de condensado, rango del flujo de operación, rangos de temperatura y presión (control necesario), rango de viscosidad, rango de gravedad API, porcentaje de agua, cerilla, contaminantes, corrosivos y depósitos.

A continuación se muestra una tabla con las ventajas y desventajas de los diferentes tipos de medidores de flujo basados en los parámetros proporcionados anteriormente a criterio de un conocido fabricante de estos equipos como FMC Technologies.

TIPO DE MEDIDOR	VENTAJAS	DESVENTAJAS
MDP	Alta precisión. Baja caída de presión. No requiere flujo acondicionado. Apto para altas viscosidades. Puede manejar flujos muy bajos.	Rango de aplicación limitado por espacios internos del medidor. Susceptible a daños por sobretensiones de flujo y presencia de gases. Susceptible a corrosión y erosión.
Tipo Turbina	Alta precisión. Amplio rango de flujo. Pequeño peso y tamaño. Bajo costo Amplio rango de temperatura y presión.	Requiere acondicionamiento de flujo. Requiere control de presión de contraflujo para prevenir cavitación. Dificultad para manejar altas viscosidades. Susceptibilidad a impurezas. Susceptibilidad a cambios de viscosidad.
Coriolis	Bajo mantenimiento. Mediciones directas de masa y densidad. No requiere acondicionamiento de flujo. Maneja emulsiones en dos fases. No susceptible a daños por presencia de Gas. No susceptible a cambios de	Sensibilidad a condiciones de instalación (vibraciones, temperatura) Depósitos al interior causan errores de medición. Debe tener buena precisión en densidad para obtener un buen registro de volumen. Alta caída de presión. Difícil comparación de resultados

	viscosidad. Afectación mínima por abrasivos y corrosivos. Materiales resistentes a condiciones ásperas.	para verificación con el probador.
Ultrasonido	Alta precisión Amplio rango dinámico de flujo. Caída de presión despreciable. No contiene partes incrustadas ni móviles en el interior. Pequeño tamaño y peso. Capacidad de diagnóstico. Operación bidireccional.	Alta sensibilidad a entradas de gas. Susceptible a contenido S&W y depósitos. Sensibilidad a condiciones de instalación. Salida de microprocesador contribuye a pulso retardo / latencia y la dificultad para el probador.

Tabla 13. Características medidores de flujo en una unidad LACT.
Fuente: Autor.

IX. RESULTADOS

Con base en el estudio técnico, el análisis y la documentación de la información adquirida se obtienen una serie de requisitos, condiciones de operación y sugerencias esenciales para analizar en un sistema de medición dinámica de hidrocarburos como los enunciados a continuación:

- Preferiblemente, el probador debe instalarse aguas abajo del sistema de medición dinámica.
- Durante todo el proceso de prueba se debe garantizar que la totalidad del flujo que pasa por el medidor debe ser igual al que pasa por el probador.
- 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 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 o válvula de 4 vías del probador, o según lo especificado en la Tabla 1 del Capítulo 1 del MMH.
- 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 (ver MMH, Capítulo 21 Sistemas de Medición Electrónica,). 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 (ver MMH, Capítulo 21 Sistemas de Medición Electrónica,). 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.

Realizando un análisis de los datos de las estaciones de bombeo, campos de explotación y refinerías presentes en toda la red petrolera de Colombia y también de los tiempos de mantenimiento y operación de los sistemas de medición dinámicos considerados en el MMH de Ecopetrol el cual se encuentra basado en toda la normatividad API y ASTM vigente podemos concluir:

- 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 de medición, 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.

- Con base en el mínimo de intervenciones que se le pueden prestar a un patín de medición dinámica y la cantidad de sistemas de medición dinámica operativas que se encuentran en Colombia se tiene una Demanda de aproximadamente 200 servicios por año de operación (Basado en un estudio de mercados sobre la cantidad aproximada de sistemas de medición dinámica de hidrocarburos en Colombia).

X. CONCLUSIONES

- En la industria de la inspección y certificación de calidad de procesos y equipos de diferentes sectores industriales, la ingeniería electrónica junto con la ingeniería eléctrica desempeña un papel fundamental, puesto que todo equipo destinado a un proceso productivo requiere de alguna energización y automatización, esto da lugar a un sinfín de aspectos técnicos a evaluar tanto a nivel operativo como a nivel de seguridad industrial relacionados con lógica y sistemas de control, sistemas de adquisición de datos, sistemas de transmisión de datos, conexiones eléctricas, acoplamiento de señales, entre otros.

- Es de vital importancia acatar la normatividad de referencia para realizar un servicio de inspección, no solo por cumplir con los requerimientos de un cliente, también es por compromiso social y sentido ético, puesto que al certificar bajo un estándar de calidad un proceso o producto no solo se garantiza el óptimo desempeño del mismo, además se garantiza que el proceso o producto ofrece condiciones de seguridad para el consumidor final, evitando futuras pérdidas económicas y lo más importante, evitando daños a la integridad física de un ser humano.

- La medición de volumen de hidrocarburos es primordial para la fiscalización de los mismos, se encontraron dos métodos fundamentales para desarrollar la misma como lo fueron la medición dinámica y la medición estática.
- La medición dinámica muestra mayores beneficios respecto a la medición estática ofreciendo mejores tiempos de operación, reducción de costos y aumento de ganancias. Se requiere de la implementación de equipos de alta tecnología y de instrumentación asociada a un sistema de medición dinámica de hidrocarburos los cuales deben cumplir con unos tiempos de operación, verificación, calibración y mantenimiento acorde a normas internacionales que garantizan que todos los equipos de este tipo trabajen bajo las mismas condiciones y así los volúmenes medidos del producto

sean los mismos en diferentes puntos de transferencia de custodia.

- La normatividad vigente aplicable a la instrumentación y equipos asociados a un sistema de medición dinámica está dispuesta por entes internacionales y nacionales como lo son el Instituto Americano de Petróleo (API), American Society for Testing and Materials (ASTM), American Gas Association (AGA), ISO, OHSAS, Ecopetrol, Ministerio de Minas y Energía como las más destacadas y aplicables en nuestro territorio y también se encuentran normas internacionales Europeas y Asiáticas que no influyen en los procesos y actividades petroleras Colombianas.

- En el transcurso de las visitas de inspección realizadas a las cuales se asistió como acompañante y soporte técnico, se puedo evidenciar la presencia de todas las ramas de la ingeniería electrónica como lo son el control y la automatización industrial, la instrumentación industrial, las comunicaciones industriales, potencia eléctrica y electrónica de potencia. Un caso específico es el evidenciado en este trabajo en la sección 7.1.2 “Atestiguamiento de pruebas FAT a planta de tratamiento industrial”, donde se tenía un sistema de control en lazo cerrado, encontrando como elemento sensor los manómetros, medidores de flujo, transmisores de oxígeno entre otros; como elemento de control encontramos al PLC con su programación lógica que automatiza el proceso de filtración y suavización del fluido; y como elemento actuador encontramos las electroválvulas tipo mariposa que regulaban el paso del fluido a través de la planta.

  Todo esto sin entrar en detalle de lo que es el sistema de adquisición y transmisión de datos, el cual estaba basado en una red Ethernet y por conocimiento con el proveedor se conocía que una vez la planta de tratamiento fuera instalada en sitio (Campo Petrolero) esta sería integrada a un sistema SCADA para el proceso de filtración de agua, eliminación de impurezas y reinyección a los pozos de producción petroleros.

- Lo anterior nos demuestra la importancia de la ingeniería electrónica en

todos los tipos de industria, donde inevitablemente las empresas para poder mantener un alto nivel competitivo en el mercado necesitan estar a la vanguardia en implementación tecnológica y automatización industrial donde la ingeniería electrónica es un participante activo.

XI. BIBLIOGRAFÍA

- MMH, Capítulo 1. (2012). Condiciones Generales y Vocabulario. Versión 3: Ecopetrol.
- MMH, Capítulo 4. (2013). Sistemas Probadores. Versión 1: Ecopetrol.
- MMH, Capítulo 5. (2013). Medición Dinámica. Versión 1: Ecopetrol.
- MMH, Capítulo 6. (2013). Sistemas de Medición Dinámica. Versión 1: Ecopetrol.
- MMH, Capítulo 21. (2009). Sistemas de Medición Electrónica. Versión 2: Ecopetrol.
- MMH, Capítulo 23. (2010). Inspección de los sistemas de Medición. Versión 3: Ecopetrol.
- 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.
- 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.
- MPMS, Chapter 6 – Section 1. (2008). Metering Assemblies, LACT Systems. API.
- MPMS, Chapter 5 – Section 6. (2008). Metering, Measurement of liquid hydrocarbons y Coriolis Meters. API.
- TC-G0-IT-018. (2010). Instructivo de trabajo para inspección de suministros de equipos y materiales en fábrica. Revisión 2: Tecnicontrol.
- Curso de Subestaciones Eléctricas. (2011). Clase 6 El Transformador: Ingeniería Electromecánica UPTC Seccional Duitama.

XII. ANEXOS

ANEXO 1. OFERTA TÉCNICA TRANSFORMADOR REDUCTOR

OFERTA TÉCNICA (REDUCTOR)

	ITEM I
MARCA	**TESLA**
Capacidad (KVA)	2000 KVA
Fases	3 Trifásico
Tipo	Aceite
Aumento de Temperatura	65°C
Pintrura	RAL 7032
Voltaje de Entrada (V)	13200
Voltaje Salida Plena Carga (V)	480/277
Factor K	1
Altitud	1000
Conexión de Entrada	Delta
Conexión Salida	Estrella con neutro accesible
Grupo de Conexión	Dyn5
Material de los devanados	Cu/Al
Refrigeración	ONAN
Regulación	+2-2*2.5%
Montaje	Exterior
Normas aplicables	NTC
Frecuencia Nominal	60Hz

ACCESORIOS INCLUIDOS EN LA OFERTA

- Dispositivo para levantar o izar
- Indicador externo del nivel del líquido refrigerante
- Dispositivo para puesta a tierra del tanque
- Puesta a tierra del terminal neutro
- Pasatapas de alta tensión y su terminal (Ubicación en la tapa).
- Pasatapas de baja tensión y su terminal (ubicación en la parte lateral ancha)
- Dispositivos para fijación o montaje (si aplica)
- Dispositivo para alivio de sobre presión
- Marcación de los pasatapas de alta, baja tensión, de la potencia nominal y puesta a tierra
- Placa de características
- Conmutador de derivaciones para operación sin tensión desde el exterior
- Dispositivo para recirculación y drenaje del líquido refrigerante
- Estuche para termómetro para transformadores monofásicos y trifásicos con potencias mayores que 500 kva
- Dispositivo para izar la tapa del tanque principal si pesa más de 40 kg
- Ruedas planas orientales 90° (si aplica – a Partir de 225 kva)
- Termómetro para el aceite con contactos con dos (2) de alarma y disparo
- Válvula de sobrepresión con contactos de alarma y disparo
- Nivel de aceite con contactos de alarma y disparo

ACCESORIOS OPCIONALES (Por solicitud del cliente, valor adicional)

- Relé Buchholz de 2 contactos
- Tanque de expansión
- Relé de sobrepresión con 1 contacto
- Nivel magnético de aceite con o sin contactos
- Des humectador de Aire
- Manovacuómetro

PRUEBAS

A todos nuestros transformadores se les realizan las pruebas de rutina, según las Normas Técnicas Colombianas NTC.

PRUEBAS DE RUTINA SEGÚN NTC (Efectuadas en fábrica. Pueden ser presenciadas por el cliente o su representante previa solicitud**)**
Medición de la resistencia de los devanados
Medición de la relación de transformación en todas las fases en todas las posiciones del conmutador
Medición de la tensión de cortocircuito
Medición de las pérdidas con carga
Comprobación del grupo vectorial
Medición de las pérdidas y corriente sin carga (en vacío)
Ensayo de tensión aplicada
Ensayo de tensión inducida
Medición de resistencia de aislamiento

PRUEBAS ESPECIALES (A Solicitud del cliente, serán cotizadas por separado sujetas a tarifas y disponibilidad de los laboratorios seleccionados)
Impulso
Calentamiento
Sobrecarga

ANEXO 2. OFERTA TÉCNICA TRANSFORMADOR ELEVADOR

OFERTA TÉCNICA (ELEVADOR)

	ITEM I
MARCA	**TESLA**
Capacidad (KVA)	2000 KVA
Fases	3 Trifásico
Tipo	Aceite
Aumento de Temperatura	65°C
Pintura	RAL 7032
Voltaje de Entrada (V)	480
Voltaje Salida Plena Carga (V)	13200/7630
Factor K	1
Altitud	1000
Conexión de Entrada	Delta
Conexión Salida	Estrella con neutro accesible
Grupo de Conexión	dYn5
Material de los devanados	Cu/Al
Refrigeración	ONAN
Regulación	+2-2*2.5%
Montaje	Exterior
Normas aplicables	NTC
Frecuencia Nominal	60Hz

ACCESORIOS INCLUIDOS EN LA OFERTA

- Dispositivo para levantar o izar
- Indicador externo del nivel del líquido refrigerante
- Dispositivo para puesta a tierra del tanque
- Puesta a tierra del terminal neutro
- Pasatapas de alta tensión y su terminal (Ubicación en la tapa).
- Pasatapas de baja tensión y su terminal (Ubicación en caja lateral ancha).
- Dispositivos para fijación o montaje (si aplica)
- Dispositivo para alivio de sobre presión
- Marcación de los pasatapas de alta, baja tensión, de la potencia nominal y puesta a tierra
- Placa de características
- Conmutador de derivaciones para operación sin tensión desde el exterior
- Dispositivo para recirculación y drenaje del líquido refrigerante
- Estuche para termómetro para transformadores monofásicos y trifásicos con potencias mayores que 500 kva
- Dispositivo para izar la tapa del tanque principal si pesa más de 40 kg
- Ruedas planas orientales 90° (si aplica – a Partir de 225 kva)
- Termómetro para el aceite con contactos con dos (2) de alarma y disparo
- Válvula de sobrepresión con contactos de alarma y disparo
- Nivel de aceite con contactos de alarma y disparo

ACCESORIOS OPCIONALES (Por solicitud del cliente, valor adicional)

- Relé Buchholz de 2 contactos
- Tanque de expansión
- Relé de sobrepresión con 1 contacto
- Nivel magnético de aceite con o sin contactos
- Des humectador de Aire
- Manovacuómetro

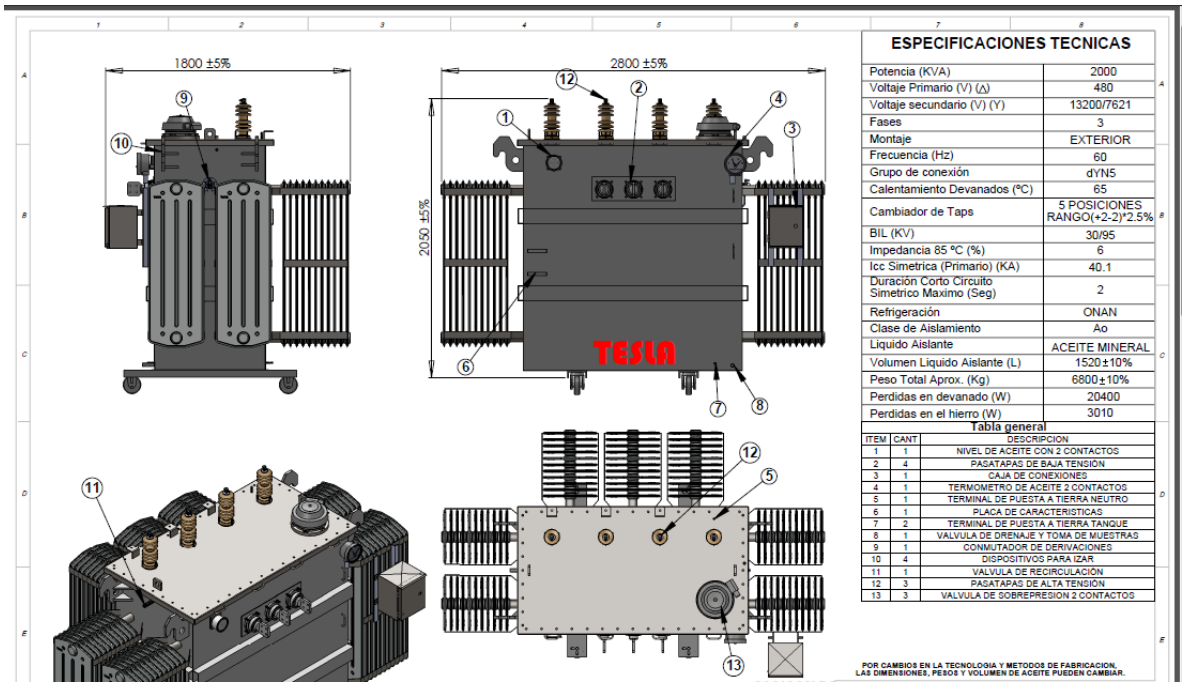
PRUEBAS

A todos nuestros transformadores se les realizan las pruebas de rutina, según las Normas Técnicas Colombianas NTC.

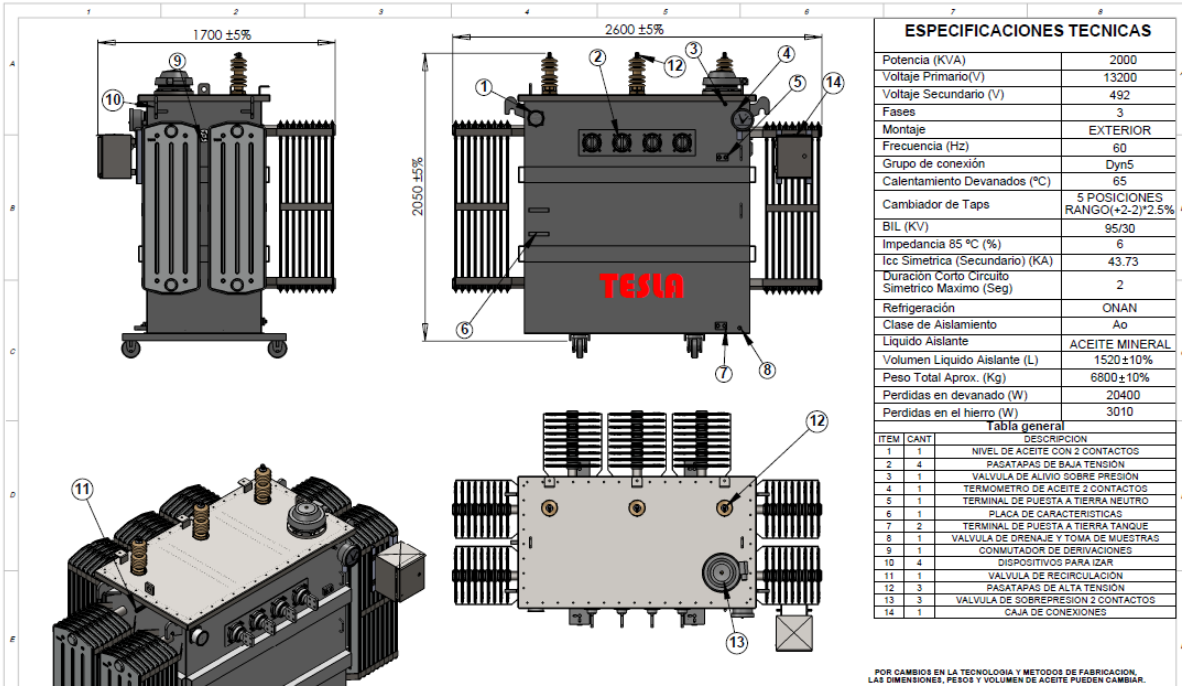
PRUEBAS DE RUTINA SEGÚN NTC (Efectuadas en fábrica. Pueden ser presenciadas por el cliente o su representante previa solicitud)
Medición de la resistencia de los devanados
Medición de la relación de transformación en todas las fases en todas las posiciones del conmutador
Medición de la tensión de cortocircuito
Medición de las pérdidas con carga
Comprobación del grupo vectorial
Medición de las pérdidas y corriente sin carga (en vacío)
Ensayo de tensión aplicada
Ensayo de tensión inducida
Medición de resistencia de aislamiento

PRUEBAS ESPECIALES (A Solicitud del cliente, serán cotizadas por separado sujetas a tarifas y disponibilidad de los laboratorios seleccionados)
Impulso
Calentamiento
Sobrecarga

ANEXO 3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TRANSFORMADOR ELEVADOR



ANEXO 4. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS TRANSFORMADOR REDUCTOR



ANEXO 5. RESULTADOS DE PRUEBAS FAT A TRANSFOMRADORES.

TESLA — **REPORTE DE PRUEBAS DE RUTINA**

Código	R029
Versión	5
Página	1/1

METALCO

FORMATO		PLACA		R060		TIPO		Icc	42,5	Tcc	2,0	PROTOCOLO Y CARTA	

Transformador Nuevo [X] Reparación [ ] Mantenimiento [ ] Garantía [ ] Marca TESLA
Seco [ ] Aceite [X] Pedestal [ ] No. Serie 1400314 No. Diseño 2000AT-CA-
Cliente Parex Resources OP: 122-14 Año 2014

Valores Nominales	Potencia (KVA) 2000 — Vn AT (V) 13200 — In AT (Amp) 87,48 No. De Fases ____ — Vn BT (V) 4921234 — In AT (Amp) 2346,95
Resultados A	Temperatura (°C) 24,4 — Posición de Conmutador 3
Resistencia de Aislamiento	Inicio — AT Vs. BT MΩ 20000 — AT Vs. Tierra MΩ 12000 — BT Vs. Tierra MΩ 10000 Final — AT Vs. BT MΩ ____ — AT Vs. Tierra MΩ ____ — BT Vs. Tierra MΩ ____

Relación de Transformación Norma NTC 471

Grupo de Conexión: Dyn5. — Polaridad: 46,471

Posición	Fase U	Fase V	Fase W
1	48,778	48,798	48,798
2	47,637	47,642	47,639
3	46,478	46,479	46,476
4	45,324	45,324	45,326
5	44,172	44,172	44,173

Resistencia entre Terminales Norma NTC 375

	U - V	U - W	V - W	Promedio
Devanado Primario	0,61 Ω	0,62 Ω	0,61 Ω	____ Ω
Devanado Secundario	0,75 mΩ	0,75 mΩ	0,73 mΩ	____ mΩ

Ensayos de Aislamiento Norma NTC 837

Tensión Aplicada — AT Vs. BT y Tierra (KV) 34 — BT Vs. AT y Tierra (KV) 10 — Tiempo (Seg) 60 — Pasó [X] — No Pasó [ ]

Tensión Inducida — Tensión (V) ____ — Frecuencia (Hz) ____ — Tiempo (Seg) ____ — Pasó [ ] — No Pasó [ ]

Ensayos de Vacío Norma
Seco: NTC 1031 - 3445
Aceite 1Φ: NTC 818
Aceite 3Φ: NTC 819

Valores Normalizados: V_o BT (V) 480 — I_o (A) 1,5 % I_n BT: — P_o (W) 3010

%	V_{prom}	I_1	I_2	I_3	$(P_oW_1 + P_oW_2 + P_oW_3)$ * W * TF * TC= P_o (W)
90					( ) * * * =
100	480	1,97	8,48	1,97	(230+803+1448) * * * = 2481
110					( ) * * * =

Ensayos de Corto Norma
Seco: NTC 3445 - 1005
Aceite 1Φ: NTC 818
Aceite 3Φ: NTC 819

Valores Normalizados: I_{cc} (A) 87,48 — V_{cc} (V) 6,6 %V_nAT= — P_{cc} (W) 20400

Vcc_{prom} 744

$P_{cc}W_1 + P_{cc}W_2 + P_{cc}W_3$ * W * TF * TC= P_{cc} (W)
(+ +) * * * = 17455

I^2R (W) 13493 — P_{cu}(W) 19976 a 85 °C — UZ (%) 5,66

Ensayos de Estanqueidad Norma NTC 3609

Presión Aplicada (Psi) ____ — Presión Final (Psi) ____
Hora Inicial ____ — Hora Final ____ — Tiempo (min) ____
Tolerancia: - 0.5 Psi — Pasó [ ] — No Pasó [ ]

Características Mecánicas

Dimensiones Transformador: Largo (mm) ____ Ancho (mm) ____ Alto (mm) ____
Radiadores (si aplica): Número ____ Largo (mm) ____ Ancho (mm) ____
Peso Total (Kg) ____ Vol. Aceite (Lt) ____

Espesor Pintura Norma 3396

Aceite — Parte: Superior (µm) ____ Frontal (µm) ____ Posterior (µm) ____ Lateral (µm) ____
Seco — Culatas: Superiores (µm) ____ Inferiores (µm) ____

Ruido

V BT (V) ____ Ruido (dB) ____ I_1(A) ____ I_2(A) ____ I_3(A) ____

Para criterio de aceptación se aplica la norma NTC 380

Observaciones:

$$\left(\frac{87,48}{55}\right)^2 \times 6900W = 17455W \quad \frac{87,48}{55} \times 270V =$$

Probado por: Yofre Bonilla - Yesid Flórez — Fecha: 28/05/14 — Garantía (meses) ____
Fecha Des.: ____ — Ciudad Des.: ____

Atestiguado: Fernando Navarro 28/05/14 Planta Tesla - Madrera (Dosq.)

ANEXO 6. CHECK LIST DE INSTRUMENTACIÓN.

28/02/14.

EMOSPINA

check list de instrumentación

proyecto: PB1J2002
Mansarovar - PTAI Moriche

No	TAG	descripcion del equipo	No de serie	ubicación	existe (s/n)	certificado de conformidad en fabrica (s/n)	certificado de calibracion (s/n)	protocolo de pruebas en fabrica (s/n)	comentarios
1	PDS-4501	Switche Diferencial de Presion	J21K232	Bateria 1 Filtros de Arena-Antracita	SI	si			
2	PG-4501	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
3	PG-4502	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
4	PDS-4502	Switche Diferencial de Presion	J21K232	Bateria 2 Filtros de Arena-Antracita	SI	si			
5	PG-4503	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
6	PG-4504	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
7	PDS-4503	Switche Diferencial de Presion		Bateria 1 Filtros de Carbon	NO				
8	PG-4505	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
9	PG-4506	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
10	PDS-4504	Switche Diferencial de Presion	J21K232	Bateria 2 Filtros de Carbon	SI	si			
11	PG-4507	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
12	PG-4508	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
13	AIT-4501	Indicador Transmisor de Analisis de Turbiedad	6963300	Linea principal de salida de agua filtrada (Esta Linea es por otros y tanto la linea como el instrumento sera instalado en campo).	SI	SI	SI	NO	
14	PG-4518	Manometro	0811PG1312	Succion Bomba P-450-03A	SI				
15	PG-4509	Manometro	0811PG1351	Descarga Bomba P-450-03A	SI				
16	PG-4519	Manometro	0811PG1348	Succion Bomba P-450-03B	SI				
17	PG-4510	Manometro	0811PG1328	Descarga Bomba P-450-03B	SI				
18	PG-4520	Manometro	0811PG1358	Succion Bomba P-450-03C	SI				
19	PG-4511	Manometro	0811PG1333	Descarga Bomba P-450-03C	SI				
20	PG-4512	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER	Bateria 1 Suavizador	SI				
21	PG-4513	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
22	PG-4514	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER	Bateria 1 Suavizador	SI				
23	PG-4515	Manometro	NO POSEE MARCA WEKSLER		SI				
24	FIT-4501	Medidor de Flujo	C 135003910	Linea de salida de suavizador S-450-01A	SI	NO	SI	NO	
25	FIT-4502	Medidor de Flujo	C 135003911	Linea de salida de suavizador S-450-01B	SI	NO	SI	NO	
26	AIT-4502	Indicador Transmisor de Analisis de Oxigeno	Falta NO	Linea principal de salida de agua suavizada (Esta Linea es por otros y tanto la linea como el instrumento sera instalado en campo).					
27	LSL-4501	Switche de nivel bajo		Tanque de dosificacion de Hipoclorito de sodio					
28	LSL-4504	Switche de nivel bajo		Tanque de dosificacion de Secuestrante de Oxigeno					
29	LSL-4507	Switche de nivel bajo		Tanque de Preparacion de Salmuera					
30	FIT-4503	Medidor de Flujo	C 135003912	Linea de agua de dilucion de salmuera concentrada (Esta Linea es por otros y tanto la linea como el instrumento sera instalado en campo).	SI	NO	SI	NO	
31	FIT-4504	Medidor de Flujo.	C 135003913	Linea de salmuera concentrada	SI	NO	SI	NO	

FORMA 1C

V

	1	VC-4501	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	2	VC-4502	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	3	VC-4503	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	4	VC-4504	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	5	VC-4505	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	6	VC-4506	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	7	VC-4507	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	8	VC-4508	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	9	VC-4517	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	10	VC-4518	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	11	VC-4519	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	12	VC-4520	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	13	VC-4521	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
(40)	14	VC-4527	valvula de mariposa con actuador		ELECTROVALVULAS TREN 1	NO	
	15	VC-4529	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	16	VC-4531	valvula de mariposa con actuador	108416	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	17	VC-4533	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	18	VC-4535	valvula de mariposa con actuador	108416	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	19	VC-4537	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	20	VC-4539	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 1	SI	
	21	VC-4509	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	22	VC-4510	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	23	VC-4511	valvula de mariposa con actuador	108416	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	24	VC-4512	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	25	VC-4513	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	26	VC-4514	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	27	VC-4515	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	28	VC-4516	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	29	VC-4522	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	30	VC-4523	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	31	VC-4524	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	32	VC-4525	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	33	VC-4526	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
(35)	34	VC-4528	valvula de mariposa con actuador		ELECTROVALVULAS TREN 2	NO	
	35	VC-4530	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	36	VC-4532	valvula de mariposa con actuador	108418	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	37	VC-4534	valvula de mariposa con actuador	108416	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	38	VC-4536	valvula de mariposa con actuador	108416	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	39	VC-4538	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	
	40	VC-4540	valvula de mariposa con actuador	193592	ELECTROVALVULAS TREN 2	SI	

1	P-450-02A	Bombas centrifugas de alimetacion	E798F873-1		SI	NO	SI	SI	
2	P-450-02B	Bombas centrifugas de alimetacion	E798F873-2		SI	NO	SI	SI	
3	P-450-02C	Bombas centrifugas de alimetacion	E798F873-3		SI	NO	NO	NO	
4	P-490-06	Bomba centrifuga de suministro de salmuera	D1206516	ESTA PERO NO IDENTIFICADA POR ESTAR DESMONTADA LA LINEA	SI	NO	NO	NO	
5	P-490-06	Bomba centrifuga de suministro de salmuera	F1235477	ESTA PERO NO IDENTIFICADA POR ESTAR DESMONTADA LA LINEA	SI	NO	NO	NO	
6	P-490-02	Bomba dosificadora de hipoclorito de sodio	11133131400000001	ESTA PERO NO IDENTIFICADA POR ESTAR DESMONTADA LA LINEA	SI	NO	NO	NO	
7	P-490-04	Bomba dosificadora de secuestrante de oxgeno	13071640780000001	ESTA PERO NO IDENTIFICADA POR ESTAR DESMONTADA LA LINEA	SI	NO	NO	NO	